



Gregor Kungl

DIE GROSSEN STROMKONZERNE UND DIE ENERGIEWENDE



campus

Die großen Stromkonzerne und die Energiewende

Gregor Kungl ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart.

Gregor Kungl

Die großen Stromkonzerne und die Energiewende

Campus Verlag
Frankfurt/New York

ISBN 978-3-593-50942-6 Print
ISBN 978-3-593-44000-2 E-Book (PDF)

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Trotz sorgfältiger inhaltlicher Kontrolle übernehmen wir keine Haftung für die Inhalte externer Links. Für den Inhalt der verlinkten Seiten sind ausschließlich deren Betreiber verantwortlich.

Copyright © 2018 Campus Verlag GmbH, Frankfurt am Main

Umschlaggestaltung: Campus Verlag GmbH, Frankfurt am Main

Gesetzt aus der Garamond

Druck und Bindung: CPI buchbücher.de, Birkach

Gedruckt auf Papier aus zertifizierten Rohstoffen (FSC/PEFC).

Printed in Germany

www.campus.de

Inhalt

Vorwort.....	11
Einleitung.....	13

Teil 1: Fragestellung, Methoden und Theorie

1. Stand der Forschung und Fragen.....	21
2. Forschungsdesign.....	36
2.1 Grundlegende Entscheidungen.....	37
2.2 Erhebungs- und Auswertungsmethoden.....	42
2.2.1 Qualitative Inhaltsanalyse von Unternehmens- und Presseberichten.....	42
2.2.2 Interviews mit Mitarbeitern der Unternehmen.....	50
2.2.3 Komplementäre Daten.....	58
2.3 Maßnahmen zur Gewährleistung der wissenschaftlichen Güte	60
3. Theoretische Rahmung I: Herleitung.....	63
3.1 Grundlegende Verortung.....	64
3.2 Verschiedene Perspektiven auf die Umwelt von Unternehmen....	65
3.3 Grundpfeiler der theoretischen Rahmung.....	68

4. Theoretische Rahmung II: Der Stromsektor als organisationales Feld	71
4.1 Die Konstitution des Feldes	72
4.1.1 Akteure, Ressourcen und Macht	72
4.1.2 Die institutionelle Rahmung des Feldes	76
4.1.3 Das technologische Profil des Feldes	78
4.2 Die Einbettung des Feldes	81
4.2.1 Benachbarte Felder	82
4.2.2 Staatliche Felder	84
4.3 Stabilität und Wandel des Feldes	87
4.3.1 Stabilität	87
4.3.2 Wandel	93

Teil 2: Darstellung der empirischen Fallstudie

5. Deskriptiver Überblick	101
5.1 Allgemeine Feldveränderungen: Politische Regularien, exogene Schocks, neue Herausforderer und Marktentwicklungen	102
5.2 Entwicklungen im Ressourcenstamm der Stromkonzerne und Veränderungen ihrer Position im Feld	107
5.3 Akquisitionen und Neubauprojekte: Übergreifende Trends in der Geschäftstätigkeit der Stromkonzerne	121
5.4 Zusammenfassung: Ableitung von Entwicklungsphasen	127
6. Ausgangspunkt: Der Elektrizitätssektor vor der Liberalisierung	128
6.1 Institutionelle Rahmenbedingungen im Monopol	128
6.2 Akteurskonstellation vor der Liberalisierung	130
6.3 Das traditionelle technologische Profil des Feldes	142

7. Phase 1 (1998–2005): Liberalisierung, Oligopolisierung und das EEG	148
7.1 Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes und die Neuordnung des Feldes.....	149
7.1.1 Die initialen Auswirkungen der Marktöffnung	150
7.1.2 Strategien der Verbundunternehmen unter veränderten Rahmenbedingungen	153
7.2 Das EEG und der Durchbruch der erneuerbaren Energien	182
7.2.1 Technologische Charakteristika erneuerbarer Energien	183
7.2.2 Die Entwicklung der institutionellen Förderrahmen: Vom Stromeinspeisungsgesetz zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	188
7.2.3 Neue Herausforderer im Feld: Die Expansion und Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche.....	193
7.2.4 Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien I: Ignoranz und Ablehnung	197
7.2.5 Diskussion: Der Durchbruch der erneuerbaren Energien als Zusammenspiel multipler begünstigender Faktoren.....	201
7.3 Der erste Atomausstieg	202
7.4 Phase 1: Zusammenfassende Betrachtungen.....	206
8. Phase 2 (2005–2008): Marktmacht, Legitimitätsverlust und Wachstumsgrenzen	210
8.1 EU-Impulse zur Wettbewerbs- und Klimapolitik	211
8.1.1 Legitimitätsverlust, Nachregulierungs-Forderungen der EU und Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes	211
8.1.2 Die Einführung des europäischen Emissionshandels.....	217
8.2 Verdacht der Marktmanipulation und Kartellverfahren	226
8.2.1 Steigende Strompreise und Implikationen für den Stromsektor..	226
8.2.2 Ursachen des Strompreisanstiegs und Kartelluntersuchungen	229
8.2.3 Politische Maßnahmen zur Einschränkung von Marktmacht.....	233

8.3	Konzentrierte Märkte, Wachstumsgrenzen und Alternativstrategien	234
8.3.1	Überteuerte Übernahmen I: Der Fall Endesa	235
8.3.2	Ausbau von Kohle- und Gaskraftwerken	239
8.3.3	Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien II: Neubewertung und Gründung eigener Geschäftseinheiten.....	244
8.4	Phase 2: Zusammenfassende Betrachtungen.....	250
9.	Phase 3 (2008–2011): Wirtschaftskrise, verschärfte Konflikte und konservative Strategien.....	253
9.1	Wirtschaftskrise und negative Marktentwicklungen.....	254
9.2	Der Kampf um die Stromnetze	263
9.2.1	Netzentgelte: Von der Cost-Plus-Regulierung zur Anreizregulierung	263
9.2.2	Die Hoheit über die Verteilnetze I: Verstärkte Rekommunalisierungsbestrebungen.....	264
9.2.3	Die Entflechtung der Übertragungsnetze: Verstärkter Druck von Seiten der EU	273
9.2.4	Diskussion: Der Zusammenhang zwischen Legitimitätsverlust und Herausforderungen im Netzgeschäft	283
9.3	Der Kampf um das traditionelle technologische Profil des Feldes.....	284
9.3.1	Carbon Capture and Storage (CCS): Klimaschutzmaßnahme oder Strategie zum Bestandsschutz?.....	285
9.3.2	Eine »Brücke ins Zeitalter der erneuerbaren Energien«: Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke.....	292
9.3.3	Diskussion: Konservative Strategien als strategische Fehler der Stromkonzerne	297
9.4	Strategien im Schatten der Wirtschaftskrise.....	299
9.4.1	Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien III: Forcierter Ausbau	299
9.4.2	Überteuerte Übernahmen II: Essent, Nuon und EWE.....	310
9.4.3	Eine Vorahnung der Krise	313
9.5	Phase 3: Zusammenfassende Betrachtungen.....	315

10. Phase 4 (2011–2015): Disruption, Krise und Re-Orientierung.....	319
10.1 Disruption: Die Reaktorkatastrophe von Fukushima und der zweite Kernenergieausstieg.....	320
10.1.1 Das politische Nachspiel in Deutschland und dessen Bedeutung für die Stromkonzerne	322
10.1.2 Reaktionen auf den Atomausstieg: Öffentlichkeitsarbeit und gerichtliche Schritte.....	328
10.2 Feldkrise und Aushandlungsprozesse	334
10.2.1 Die Krise der konventionellen Erzeugung: Erosion des Geschäftsmodells der Großstromproduktion.....	335
10.2.2 Politische Aushandlungsprozesse um die Zukunft der konventionellen Erzeugung.....	341
10.2.3 Die Zukunft der Förderung erneuerbarer Energien: Debatten und Neuausrichtung des Förderregimes	355
10.2.4 Die Hoheit über die Verteilnetze II: Rekommunalisierungsbestrebungen in Hamburg, Berlin und Stuttgart	365
10.2.5 Diskussion: Ursachen für die Krise der großen Stromkonzerne	369
10.3 Die Re-Orientierung der Stromkonzerne.....	372
10.3.1 Sparmaßnahmen und Desinvestitionsprogramme	372
10.3.2 Strategische Neuausrichtung und organisationale Umbaumaßnahmen	383
10.3.3 Neusetzung zukünftiger Geschäftsschwerpunkte.....	395
10.3.4 Exploration von Zukunftsbereichen.....	405
10.4 Phase 4: Zusammenfassende Betrachtungen.....	408

Teil 3: Analyse, Interpretation und Ausblick

11. E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall und die Transformation des deutschen Elektrizitätssektors: Zusammenfassende Interpretation	415
11.1 Die Transformation des deutschen Stromsektors 1998–2015.....	416
11.1.1 Technologischer Wandel.....	416
11.1.2 Institutioneller Wandel.....	423
11.1.3 Signatur des Wandels.....	431
11.1.4 Die Rolle der Stromkonzerne im Transformationsprozess	433
11.2 Strukturelle Unterschiede und situativ abweichende Aktivitäten: Vergleich der großen Stromkonzerne	437
11.2.1 Ökonomisches Kapital, Macht und deren Schattenseiten	437
11.2.2 Standorte, Produktionsmittel und abweichende Positionen in Politikbildungsprozessen.....	440
11.2.3 Politische Einflussnahme, regionale Interessen und Anlagendruck: Die Rolle der Anteilseigner	443
11.2.4 Die unterschiedliche Rolle der vier Unternehmen im Transformationsprozess	448
11.3 Organisationale Trägheit und deren Überwindung: Der Fall der deutschen Stromversorger.....	449
11.3.1 Dimensionen organisationaler Trägheit	449
11.3.2 Mechanismen organisationaler Trägheit.....	453
11.3.3 Organisationale Re-Orientierung: Überwindung oder Auflösung von Trägheit?.....	456
11.4 Das Feld der Stromversorgung im Jahr 2015 als Ausgangspunkt weiterer Entwicklungen	460
12. Zusammenfassung und Ausblick	467
Abbildungen.....	475
Tabellen.....	479
Abkürzungen.....	483
Literatur, Dokumente und Internetquellen.....	487

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entspricht – mit geringfügigen Änderungen – meiner am 22. Januar 2018 an der Universität Stuttgart verteidigten Dissertation mit dem Titel »Die großen Stromkonzerne und die Transformation des deutschen Elektrizitätssektors«. Die zugrundeliegende Forschungsarbeit habe ich im April 2012 im Rahmen der Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS begonnen, einem Verbundprojekt, welches unter dem Eindruck der Nuklearkatastrophe von Fukushima ins Leben gerufen wurde, um die nachhaltige Transformation des deutschen Energiesystems aus einer interdisziplinären Perspektive zu analysieren und zu begleiten. Dieses groß angelegte Projekt bot für mich als jungen Forscher einen optimalen Rahmen, um in ein solch komplexes Themenfeld einzusteigen, sei es durch die Zusammenarbeit in der kleinen Forschungsgruppe unter Gerhard Fuchs in Stuttgart oder durch den Austausch mit den Projektpartnern bei den regelmäßigen Koordinationstreffen. Als nach vier Jahren das Forschungsprojekt abgeschlossen war, nicht jedoch meine Dissertationsschrift, ermöglichte mir die Reiner Lemoine-Stiftung durch die Gewährung eines Abschlussstipendiums die fokussierte Fertigstellung meiner Arbeit. Helmholtz-Allianz und Reiner Lemoine-Stiftung stellten damit nicht nur den finanziellen, sondern auch den institutionellen Rahmen, ohne den meine Forschungsarbeit in dieser Form nicht machbar gewesen wäre. Hierfür möchte ich mich ausdrücklich bedanken.

Darüber hinaus will ich an dieser Stelle einige Personen nennen, deren Unterstützung maßgeblich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat. Dies waren zu allererst die Betreuer meiner Dissertation Ulrich Dolata und Ortwin Renn, welche mir stets mit konstruktivem Feedback zur Seite standen. Für inhaltlichen Austausch bei zahlreichen Gelegenheiten und viele produktive Hinweise danke ich darüber hinaus Gerhard Fuchs, Sandra Wassermann und Frank Geels. Eine große Hilfe in energiewirtschaftlichen Fragen war mir außerdem Matthias Reeg. Ebenso nicht zu unterschätzen war die Unterstützung durch die Hilfswissenschaftler/-innen hier an der Abteilung für

Organisations- und Innovationssoziologie, welche mir durch die Übernahme von zahllosen unbequemen Aufgaben den Rücken freigehalten haben. Dies waren über die Fünfjahresspanne hinweg Ulrike Fettke, Nancy Thilo, Michael Schier, Jochen Schuster und Michael Hanzel. Herzlichster Dank gebührt außerdem Elke Ristok, welche die Mühe auf sich genommen hat, die Arbeit vollständig gegenzulesen. Für etwaige, immer noch vorhandene Fehler bin jedoch selbstverständlich nur ich alleine verantwortlich.

Abschließend möchte ich noch denjenigen Mitarbeitern der großen Energieversorger meinen Dank aussprechen, welche mich in meiner Forschungstätigkeit unterstützt haben, sei es indem sie Kontakte herstellten und damit den Feldzugang erleichterten oder indem sie sich die Zeit für ein persönliches Interview nahmen.

Einleitung

Die Entwicklung des deutschen Stromsektors war in den vergangenen zwei Dekaden von tiefgreifenden Umbrüchen gekennzeichnet. Einen ersten Einschnitt stellte die Liberalisierung des Strommarktes und die damit einhergehende Auflösung der vormaligen regionalen Versorgungsmonopole im Jahr 1998 dar. Die Marktöffnung zog eine Reihe von Unternehmenszusammenschlüssen nach sich, aus denen 2002 die vier Unternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe hervorgingen, die als stabiles Oligopol gemeinsam für 90 Prozent des in Deutschland produzierten Stroms aufkamen und weitreichende Kontrolle über die Ereignisse im Sektor besaßen (Bundesnetzagentur 2007, S. 12). Parallel führte die rot-grüne Regierung im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein, das erstmals eine sichere Investitionsgrundlage für den Ausbau regenerativer Energieträger bot. Deren Anteil an der deutschen Stromproduktion stieg im Folgenden rapide von gerade einmal 1,6 Prozent im Jahr der Einführung des Gesetzes bis auf 29 Prozent im Jahr 2015. Dieser Ausbau wurde jedoch nicht durch die großen Vier vorangetrieben, sondern ging maßgeblich auf Akteure zurück, die vormals nicht in der Stromproduktion tätig waren: Privatpersonen, welche Photovoltaikanlagen auf ihren Dächern installierten, Landwirte, die in Biogasanlagen investierten oder Finanzmarktakteure, welche nach der Wirtschaftskrise sichere Anlagemöglichkeiten suchten. Die großen Stromkonzerne dagegen produzierten ihren Strom weitestgehend in großen Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken. Von den im Jahr 2010 in Deutschland installierten Erneuerbare-Energien-Anlagen waren lediglich 6,5 Prozent in Besitz der vier großen Stromkonzerne (trend:research 2011, S. 45). Der Rest gehörte Bürgergenossenschaften und Gewerbebetreibenden, Banken und Hausbesitzern. Im Zuge dieser Entwicklungen war der Anteil der großen Vier an der Gesamtstromproduktion in Deutschland auf 84 Prozent im Jahr 2010 gesunken, 2014 lag er nur noch bei 73 Prozent (Bundesnetzagentur 2011, S. 14; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2015, S. 36). Dabei kam es

nicht nur zu einer schleichenden Substitution fossiler und nuklearer Energieträger durch Wind- und Sonnenenergie und zu einer Heterogenisierung der Akteursstrukturen des Sektors, die Erzeugungsstruktur wandelte sich auch immer stärker von einer vormals zentralistischen Produktion in Großkraftwerken hin zu einer dezentral vernetzten Versorgung aus vielen Kleinanlagen. Doch dies sind nur die zeitübergreifend auffälligsten Entwicklungen im deutschen Stromsektor: Darüber hinaus kam es zu kartellrechtlichen Untersuchungen gegen die Stromkonzerne, welche Veränderungen der Energiewirtschaftsgesetzgebung nach sich zogen, es formierten sich lokale Bewegungen zur Rekommunalisierung der Stromnetze, die Wirtschaftskrise setzte den Sektor unter Druck und nicht zuletzt verfügte Bundeskanzlerin Merkel in Reaktion auf die Nuklearkatastrophe von Fukushima den vorgezogenen Atomausstieg – ein jahrelanges Hin und Her um die Zukunft der Kernenergie war dem vorausgegangen. All diese Entwicklungen gingen letztlich mit einem wirtschaftlichen Abstieg der vier großen Stromkonzerne einher, am drastischsten ersichtlich aus dem Verfall des Börsenwertes der Unternehmen. Der aufsummierte Marktwert von E.ON, RWE und EnBW lag 2007, auf dem Höhepunkt ihrer Macht, bei 160 Milliarden Euro – bis 2015 war er auf 30 Milliarden Euro geschrumpft.

Über den Zusammenhang zwischen dem Wachstum der erneuerbaren Energien und der Krise der Stromkonzerne gehen die Einschätzungen in der öffentlichen Debatte auseinander, wie überhaupt die Rolle, welche den großen Vier im Transformationsprozess des deutschen Energiesektors zugeschrieben wird, unterschiedlich eingeschätzt wird. Die mediale Berichterstattung spannt sich dabei zwischen zwei Extrempositionen auf: Vertreter einer *ökologischen* Lesart der Ereignisse sehen in den Stromkonzernen »Dinosaurier« (Frankfurter Allgemeine Zeitung 2013b) und »Blockierer« (The Huffington Post 2015) der Energiewende, welche den nachhaltigen Umbau der Energieversorgung »verschlafen« (Manager Magazin 2013) hätten und anstatt das eigene Geschäft frühzeitig neu auszurichten, zu lange an überholten Geschäftsmodellen festhielten. Die jüngste Krise der großen Versorger wäre demnach in deren Ignoranz und Profitgier begründet und letztlich selbstverschuldet. Doch demgegenüber steht eine ganz andere Interpretation der Zusammenhänge: Vertreter einer *wirtschaftsliberalen* Deutung sehen in der Energiewende einen Fall von ökologisch motivierter, aber wirtschaftswie klimapolitisch ineffektiver »Planwirtschaft« (Handelsblatt 2015c), welche die Konzerne ihrer Geschäftsgrundlage beraube. Staatliche Eingriffe wie

die Förderung der erneuerbaren Energien und der vorgezogene Atomausstieg nach Fukushima würden die Unternehmen zielgerichtet zugrunde richten – die »Politik der Energiewende macht große Versorger kaputt«, heißt es hier (Wirtschaftswoche 2013a).

Beide Erzählungen finden ihre Anhaltspunkte. Und dennoch tragen sie nicht. Es ist richtig, dass die Konzerne zu lange an ihren tradierten Geschäftsmodellen festgehalten haben und im Gegenzug die Entwicklung und die Potentiale der erneuerbaren Energien lange unterschätzten. Gleichzeitig haben sie jedoch zwischen 2008 und 2015 insgesamt gut 22 Milliarden Euro in erneuerbare Energien investiert. Dies entspricht knappen 700 Millionen Euro pro Unternehmen und Jahr und stellt immerhin 14 Prozent der Gesamtinvestitionen der Versorger in diesem Zeitraum dar. Zwar erfolgte der größte Teil dieser Investitionen im Ausland, aber eine komplette Ignoranz gegenüber dem Thema kann nicht konstatiert werden. Genauso ist zwar richtig, dass die Unternehmen im vergangenen Jahrzehnt einige Anstrengungen darauf verwendet haben, das Rad der Entwicklung zurückzudrehen, die Förderung erneuerbarer Energien einzudämmen und mit ihrem Lobbying für die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke ihre etablierten Geschäftsmodelle auf Dauer zu stellen. Aber knappe 30 Prozent Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2015 und milliardenhohe Wertberichtigungen auf konventionelle Kraftwerke seit 2010 deuten zumindest nicht auf eine erfolgreiche Blockade der Energiewende hin.

Jedoch auch die wirtschaftsliberale Deutung der Zusammenhänge erweist sich als nicht haltbar. Es stimmt zwar, dass der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien in dieser Durchschlagskraft ohne gezielte staatliche Förderung nicht denkbar gewesen wäre, genauso wie auch richtig ist, dass die Sofortabschaltung von acht Kernkraftwerken nach Fukushima Milliarden an privatem Vermögen schlagartig entwertete. Es wäre aber verkürzt anzunehmen, die Misere der Stromkonzerne sei lediglich Resultat einer staatlich verordneten Energiewende. Die Probleme der Stromkonzerne deuteten sich, wie wir sehen werden, bereits Jahre vor Fukushima an und lagen nicht nur in der steigenden Konkurrenz durch erneuerbare Energien begründet, sondern auch in unternehmerischen Fehlentscheidungen in Zeiten voller Kassen und Marktentwicklungen außerhalb des Einflussbereiches der vier Unternehmen (und im Übrigen auch der deutschen Politik), welche deren Finanzkraft zuletzt empfindlich geschwächt hatten. Dazu wird die Bedeutung von Angela Merkels Kehrtwende in der Atompolitik als vielbeschwo-

rener finaler Streich gegen die Stromkonzerne überschätzt. Tatsächlich entwertete Fukushima nur Vermögenswerte, die aufgrund seit Jahren sinkender Großhandelspreise für Strom und wachsenden Überkapazitäten auf dem deutschen Markt so und so einer unsicheren Zukunft entgegengesehen hätten. Im Gegenteil fungierte Fukushima vielmehr als Weckruf für eine Industrie, welche seit der Wirtschaftskrise damit beschäftigt war, die sich mehrenden Anzeichen einer tiefgreifenden Branchenkrise zu verdrängen. Aber auch der Ausbau der erneuerbaren Energien erweist sich bei genauerem Hinsehen mitnichten als ein staatlich gesteuerter Prozess. So wie der Politikbildungsprozess um die zahlreichen Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von erratischen Aushandlungsprozessen geprägt war, so resultierten auch die konkrete Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus in Deutschland sowie deren Auswirkungen für die Stromkonzerne aus einem unvorhersehbaren Zusammenspiel von Entwicklungen auf unterschiedlichen Märkten und unintendierten Nebeneffekten gesetzlicher Regularien.

All dies deutet auf komplex verschachtelte Zusammenhänge hin, zu deren Auflösung die vorliegende Arbeit beitragen möchte. Im Zentrum steht die Frage danach, welche Rolle die großen Stromkonzerne im Transformationsprozess des deutschen Energiesektors spielten, genauer, wie sie die entsprechenden Entwicklungen aufnahmen und mitgestalteten und dadurch letztlich in ihrem Verlauf blockierten oder beschleunigten. Zu diesem Zweck werden die Aktivitäten der vier Unternehmen im Zeitraum zwischen 1998 und 2015 einer vergleichenden Untersuchung unterzogen. Hierbei geht es nicht nur um unternehmerische Aktivitäten (etwa in Form von Akquisitionen und Desinvestitionen sowie Investitionen in Erzeugungsanlagen), sondern etwa auch um Öffentlichkeitsarbeit oder die Positionierung in Politikbildungsprozessen. Das Anlegen einer Vergleichsperspektive soll dabei zu einem tiefergehenden Verständnis für die Hintergründe der Handlungen der Unternehmen beitragen. Darüber hinaus wird ein analytischer Schwerpunkt auf die (immer wieder zu beobachtende und sich auch im vorliegenden Fall zeigende) Unfähigkeit großer Wirtschaftsunternehmen, sich flexibel an Veränderungen anzupassen, gelegt.

Die Arbeit strukturiert sich folgendermaßen: Im ersten Kapitel wird zunächst der aktuelle Stand der Forschung zu den vier Unternehmen aufgearbeitet und auf Basis des bisherigen Kenntnisstandes werden die Forschungsfragen konkretisiert. Dabei zeigt sich, dass insbesondere eine integrierte Analyse der Aktivitäten der großen Stromkonzerne, welche zudem einen längeren Zeitraum erfasst, bis dato nicht vorliegt. Diese Lücke soll mit der

vorliegenden Arbeit geschlossen werden. Daraufhin wird in Kapitel 2 das methodische Vorgehen der Forschungsaktivitäten dargestellt. Es wurde ein qualitatives Fallstudiendesign angelegt, welches verschiedene Datenquellen nach dem Prinzip der Triangulation gegeneinander spiegelt. In einem ersten Schritt wurde ein umfangreicher Pool an öffentlich zugänglichen Dokumenten – Presseberichte und Unternehmensberichte – erhoben und ausgewertet. Die sich hieraus ergebenden ersten Eindrücke wurden daraufhin durch Interviews mit Entscheidungsträgern der vier Unternehmen komplementiert. Die Auswertung der Daten erfolgte nach den Kriterien der qualitativen Inhaltsanalyse nach Gläser und Laudel. Daran anschließend wird in Kapitel 3 und 4 die theoretische Rahmung der Arbeit, entlang welcher die Interpretation der empirischen Daten erfolgte, erarbeitet. Diese besteht in einer Integration der soziologischen Feldtheorien von Fligstein und McAdam sowie Bourdieu, welche durch Überlegungen von Dolata ergänzt werden. Zur Vertiefung des Verständnisses der Anpassungs(un)fähigkeit von Großunternehmen werden zudem verschiedene Ansätze zum Phänomen der organisationalen Trägheit zusammengeführt. Die Kapitel 5 bis 10 stellen anschließend detailliert die Ergebnisse der empirischen Analyse des Falles vor. Hierzu werden zunächst in Kapitel 5 allgemeine Entwicklungen aufgezeigt, anhand deren sich die Aktivitäten der Stromkonzerne sowie die Entwicklung des deutschen Stromsektors in vier zeitlich abgrenzbare Phasen unterteilen lassen. Nach einer vorausgeschickten Darstellung der Situation des deutschen Stromsektors zum Ausgangspunkt der Untersuchung (Kapitel 6) erfolgt die ausführliche Beschreibung der Ereignisse entlang der vier Entwicklungsphasen: Phase 1 (Kapitel 7) beginnt mit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998 und endet mit der Re-Regulierung desselben im Jahr 2005. Dieser Zeitraum war von einer politisch unterstützten Konzentration des Sektors sowie von den Expansionsbewegungen der großen Konzerne geprägt. Die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie der erste Atomausstieg fallen ebenso in diesen Zeitraum. Im anschließenden Zeitabschnitt, der zweiten Phase (Kapitel 8), wurden die Stromkonzerne vermehrt mit negativen Entwicklungen konfrontiert (Wachstumsgrenzen, sinkende gesellschaftliche Legitimität, Kartelluntersuchungen), profitierten jedoch gleichzeitig von der Einführung des europäischen Emissionshandels. Die Aktivitäten der Konzerne konzentrierten sich in dieser Zeit auf Neubauprojekte konventioneller Anlagen, während sie gleichzeitig umfangreichere Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien einleite-

ten. Die Signatur der dritten Phase (Kapitel 9), welche mit der Wirtschaftskrise 2008 beginnt, besteht in sich an verschiedenen Fronten verschärfenden Konflikten und den inadäquaten Antwortstrategien der Konzerne. Negative Marktentwicklungen, steigende Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Einflussnahme von Seiten der EU sowie ein an Durchschlagskraft gewinnender Trend zur Rekommunalisierung der Verteilnetze setzten die Konzerne vermehrt unter Druck. Diese ignorierten die Entwicklungen jedoch weitgehend und setzten sich (etwa mit dem Lobbying für die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke) für die politische Unterstützung ihrer tradierten Geschäftsmodelle ein. Phase 4 (Kapitel 10) wird durch die Reaktor Katastrophe von Fukushima eingeleitet, welche eine fundamentale Erschütterung der bestehenden Verhältnisse darstellte. In diesem Abschnitt werden neben dem Atomausstieg zunächst die politischen Verhandlungen um die Unterstützung konventioneller Kraftwerke sowie um die zukünftige Ausgestaltung der Erneuerbare-Energien-Förderung dargestellt. Anschließend wird die Re-Orientierung der Stromkonzerne in Form von organisationalen Restrukturierungsmaßnahmen und einer Neuausrichtung der Geschäftstätigkeiten beschrieben. An diese ausführlichen Darstellungen der empirischen Ergebnisse schließt sich in Kapitel 11 die theoriegeleitete Interpretation der Ereignisse an. Diese erfolgt entlang dreier Linien: Zunächst wird der Transformationsprozess strukturiert dargestellt, die Auseinandersetzung der Stromkonzerne mit den verschiedenen Veränderungen thematisiert und deren Bedeutung für den Verlauf des Transformationsprozesses bestimmt. Anschließend wird systematisch auf Unterschiede zwischen den Aktivitäten der großen Vier eingegangen und diese werden in Zusammenhang mit strukturellen Unterschieden zwischen den Unternehmen diskutiert. Daraufhin wird das lange Zeit vorherrschende starke Beharrungsvermögen der vier Unternehmen systematisch in den Blick genommen und gefragt, wie sich vor diesem Hintergrund die in jüngerer Zeit zu beobachtende Neuausrichtung der Stromkonzerne verstehen lässt. Ein zusammenfassender Ausblick (Kapitel 12) wiederholt schlaglichtartig zentrale Ergebnisse der Arbeit und legt Themen für zukünftige Forschung zu den großen Stromkonzernen nahe.

Teil 1: Fragestellung, Methoden und Theorie

1. Stand der Forschung und Fragen

Eingangs soll zunächst der aktuelle Stand der Forschung über die großen Stromkonzerne dargestellt werden und hierauf aufbauend die zu beantwortenden Forschungsfragen konkretisiert werden. Die bisherige Forschung zu den vier Unternehmen lässt sich entlang mehrerer Kriterien untergliedern: (1) Einige Arbeiten decken alle vier Unternehmen gleichermaßen ab, während andere Arbeiten sich auf einzelne Unternehmen fokussieren. Aufgrund der Vergleichsperspektive sind erstere Arbeiten an dieser Stelle interessanter. (2) Bisherige Arbeiten lassen sich entlang der beiden (an dieser Stelle idealtypisch zu denkenden) Dimensionen Markt und Politik einsortieren. Manche Studien behandeln ausschließlich eine der beiden Domänen, dabei aber unter Umständen äußerst detailliert und stark theoretisch informiert, andere Studien wiederum nehmen die Verschränkungen beider Teilbereiche zur Kenntnis, häufig jedoch wenig systematisch. (3) Einige Autoren verfolgen Entwicklungen über einen längeren Zeitraum – ihre Arbeiten beinhalten dadurch eine prozessuale Komponente –, während andere Autoren wiederum ausschnitthaft den Status quo zu einem bestimmten Zeitpunkt behandeln. (4) Ein viertes Unterscheidungskriterium liegt in der Analyseebene. Manche Arbeiten behandeln übergreifend und dadurch abstrakter größere Themenkomplexe, während wiederum andere konkret einzelne abgrenzbare Phänomene behandeln.

Im Folgenden werden zunächst integrative Arbeiten vorgestellt, welche sowohl politische als auch ökonomische Zusammenhänge beleuchten. Daraufhin werden Arbeiten mit ökonomischem Schwerpunkt, anschließend solche mit politischem vorgestellt. Dabei beginne ich jeweils mit den umfassenderen Arbeiten (breitere Themenabdeckung, Analyse mehrerer Unternehmen, Längsschnitt) und schreite zu den spezielleren fort (stärkerer thematischer Fokus, Analyse einzelner Unternehmen, Querschnitt).

Breit angelegte Arbeiten

Zunächst sind eine Reihe von Arbeiten zu erwähnen, welche einen längeren Zeitabschnitt – häufig in detailreicher Weise – beleuchten und dabei sowohl politische als auch ökonomische Sachverhalte in den Blick nehmen.

Bontrup und Marquardt (2010) zeichnen in ihrem *kritischen Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft* ein plastisches Bild der Entwicklungen auf dem deutschen Strommarkt im Zuge der Liberalisierung, wobei sie einen Schwerpunkt auf die Analyse der Stadtwerke sowie der Stromkonzerne legen. Ausgehend von der Beschreibung des durch staatliche Investitions- und Preiskontrollen geprägten Stromsektors vor 1998 zeichnen die Autoren die zentralen Veränderungen der Energiewirtschaftsgesetzgebung seit der Marktöffnung nach und analysieren die Geschäftsstrategien der Stromkonzerne vor dem Hintergrund dieser Veränderungen. Dabei bewerten Bontrup und Marquardt die Umsetzung der Liberalisierung in Deutschland kritisch und weisen auf die daraus hervorgegangene starke Vermachtung des Stromsektors hin. Die Untersuchung deckt den Zeitraum bis 2009 ab und endet damit, als die Krise der Stromkonzerne zwar bereits angelegt, aber noch kaum sichtbar war. Außerdem werden die Themenbereiche erneuerbare Energien und Klimapolitik in dem Buch eher randständig behandelt. Sie stehen dafür stärker im Fokus der Folgearbeit der beiden Autoren – einer von Greenpeace¹ in Auftrag gegebenen Studie über *die Zukunft der großen*

1 Ein erheblicher Teil der Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen, welche in ihrer Forschung die etablierte Energiewirtschaft (mit-)behandeln, vertreten eine ökologisch orientierte, konzernkritische Haltung. In vielen an dieser Stelle erwähnten Arbeiten scheint also der politische Standpunkt der Autoren durch. Hinzu kommt, dass einige der angeführten Studien von politischen Parteien oder politischen NGOs finanziert wurden – etwa von den Grünen oder Greenpeace. Diesen Sachverhalt versuche ich zu berücksichtigen, indem ich Ergebnisse dieser Arbeiten an jeweiliger Stelle durch zusätzliche Quellen absichere. Damit soll den jeweiligen Autoren keinesfalls die wissenschaftliche Integrität abgesprochen werden. Auch will ich nicht den Anschein erwecken zu glauben, es wäre möglich »objektive« sozialwissenschaftliche Forschung zu betreiben (zu den Gütekriterien qualitativer Sozialforschung siehe Abschnitt 2.3). Ich halte es schlicht für angebracht in einer Qualifikationsarbeit (wie der vorliegenden Dissertationsschrift) kenntlich zu machen, dass ich mir über die *potentiellen* Probleme normativ motivierter Forschung bewusst bin und den Hintergrund der verwendeten Quellen kritisch in Rechnung stelle. Dabei beziehe ich mich in der Arbeit bedeutend häufiger auf Arbeiten mit konzernkritischem Hintergrund als auf solche, welche dem (normativen) Umfeld der Elektrizitätswirtschaft entstammen. Dies hängt schlicht damit zusammen, dass die Stromkonzerne selbst kaum (für die Öffentlichkeit zugängliche) Forschung in Auftrag geben, welche die eigenen Unternehmen zum Gegenstand hat und es darüber hinaus in der sozialwissenschaftlichen Energiefor-

Energieversorger (Bontrup und Marquardt 2015). Diese Arbeit liefert einige für die vorliegende Fragestellung relevante Erkenntnisse. Zunächst bieten Bontrup und Marquardt eine fundierte Analyse der Wirtschaftlichkeitsentwicklung der vier Unternehmen in Folge des voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien und des Atomausstiegs nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima. Die sich darin abzeichnende verschlechternde geschäftliche Lage der Stromkonzerne führen die Autoren auf strategische Fehler der Unternehmensführung zurück. Als zentrale Versäumnisse identifizieren Bontrup und Marquardt demnach: (1) Die Stromkonzerne ruhten sich zu lange auf den Monopolgewinnen aus, welche aufgrund der geringen Regulierung nach der Marktöffnung möglich waren, und versäumten tragfähige Geschäftsmodelle für die Zukunft zu entwickeln. (2) Sie versuchten den Status quo im deutschen Stromsektor weiterhin zu konservieren, indem sie sich ab Mitte der 2000er Jahre verstärkt für die Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke einsetzten. (3) Die Unternehmen unterschätzten lange die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie deren negative Effekte für die Profitabilität der eigenen konventionellen Kraftwerke und versäumten somit auch hier strategisch einzulenken. Dazu weisen die Autoren auf individuelle unternehmerische Fehlentscheidungen der Konzerne hin – etwa unglückliche Akquisitionen oder den allzu sorglosen Einsatz der eigenen Marktmacht, welcher letztlich Gegenreaktionen der verantwortlichen Kartellbehörden provozierte. Ausgehend von dieser Analyse der Krise der Stromkonzerne beschreiben die Autoren schließlich die jüngste strategische Neuausrichtung der Konzerne. Dies geschieht entlang der drei Linien Kompensationsstrategien, Rationalisierungsstrategien sowie Neujustierung der Geschäftsschwerpunkte. Damit bietet die Arbeit einen guten Einblick, insbesondere in die jüngeren Entwicklungen.

Becker (2011) liefert in *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne* einen detaillierten historischen Abriss über die Entwicklungen der deutschen

schung (aus welchen Gründen auch immer) nicht sonderlich viele Anhänger der Stromkonzerne zu geben scheint. Die der Industrie wohlgesonnene Forschung fokussiert sich – zumindest mit Blick auf den thematischen Nexus dieser Arbeit – vor allem auf marktbezogene Fragestellungen, etwa die Bewertung regulatorischer Eingriffe. Solche Studien sind häufig stark mathematisierend, verfolgen prognostische Ziele und stellen in aller Regel keine handelnden Akteure ins Zentrum ihres Interesses. Sie sind also für die vorliegende Fragestellung lediglich interessant. Einige dieser Arbeiten werden dennoch an späterer Stelle angeführt, nämlich dann, wenn die Konzerne sie im Rahmen ihrer politischen Strategien zu mobilisieren versuchten (siehe etwa Abschnitt 8.2.2, oder 9.2.2).

Energiewirtschaft vom Ende des 19. Jahrhunderts bis zur Nuklearkatastrophe von Fukushima. Durch die Darstellungen zum Entstehen der Stromkonzerne (sowie deren Vorgängerunternehmen) und den frühen Entwicklungen der Stromwirtschaft sowie seine Analyse der Ereignisse im Zuge der deutschen Wiedervereinigung schafft Becker ein grundlegendes Verständnis für die Verstrickungen, nicht nur innerhalb der Stromwirtschaft, sondern auch zwischen Stromwirtschaft und Politik, welche für die Erklärung der Entwicklungen nach der Marktöffnung wichtig sind. Zudem behandelt Becker die Bildung des Oligopols der großen Vier im liberalisierten Markt und liefert – unter Bezugnahme auf behördliche Dokumente – eine anschauliche Analyse der Arbeit der Kartellbehörden zur Bekämpfung der Marktmacht der Stromkonzerne. Die im Titel erwähnte Krise der Stromkonzerne führt Becker vor allem auf einen Machtwechsel in der Erzeugung weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien und die damit verbundene Dezentralisierung der Stromversorgung zurück, welche die Vormachtstellung der Konzerne unterwanderte. Auch im Zuge eines zunehmenden Trends zur Rekommunalisierung der Stromversorgung sieht Becker den Einfluss der Konzerne – hier auf regionaler Ebene – schwinden.

Bleicher (2006) zeichnet vor dem theoretischen Hintergrund des soziologischen Neoinstitutionalismus die historische Entwicklung des – als organisationales Feld gefassten – deutschen Stromsektors nach und analysiert von der institutionellen Rahmung Ende der 1980er ausgehend erstens die Transformation der ostdeutschen Elektrizitätsversorgung nach der Wende sowie zweitens die institutionellen Veränderungen im Zuge der Marktöffnung 1998. Als die zentralen Institutionen des traditionellen Elektrizitätsversorgungssystems benennt er (1) die Stromerzeugung in Großkraftwerken, eingebettet in eine überregionale Verbundwirtschaft, (2) die Logik abgeschlossener Versorgungsgebiete, (3) die vertikale Integration der Versorger durch Unternehmensbeteiligungen und vertragliche Bindungen sowie (4) ein großes Maß an Interessensidentität zwischen den Verbundunternehmen. Obgleich die Liberalisierung weite Teile der formell-regulativen Elemente dieser Institutionen auflöste, gelang es den Managern der Stromkonzerne dem Autor zufolge, »Ersatzinstitutionen« zu schaffen, welche die Aufrechterhaltung der bestehenden Ordnung in ihren Kernpunkten gewährleisten konnten. So wurde etwa die Institution der regionalen sowie vertikalen Demarkation durch die Regel des (unausgesprochenen) Konkurrenzverbotes

ersetzt. Die so aufrechterhaltene Marktmacht stabilisierten die Unternehmen weiterhin durch horizontale Zusammenschlüsse sowie den Ausschluss neuer Wettbewerber mittels überhöhter Netzentgelte.

Högselius (2009) behandelt die Internationalisierung des schwedischen Vattenfall-Konzerns und damit unter anderem den Markteintritt des Unternehmens in Deutschland, welcher nach über einer Dekade vergeblicher Versuche schließlich in den Jahren 1999 bis 2002 gelingen sollte. Er liefert damit nicht nur interessante Einblicke in die Hintergründe der Expansion und deren Verlauf, er arbeitet auch die Herausforderungen heraus, mit welchen dieser Prozess für das Unternehmen verbunden war. So hatte das Staatsunternehmen etwa die organisationale Form an internationale Standards anzupassen und musste in einigen Bereichen neue, bis dato nicht vorhandene, unternehmerische Kompetenzen entwickeln.

Auf einer bedeutend abstrakteren Ebene anzusiedeln ist die Arbeit von Ratinen und Lund (2014), welche die Strategien der jeweils drei größten Stromversorger in vier europäischen Ländern vergleichen – darunter E.ON, RWE und Vattenfall für Deutschland. Dies geschieht in einer relativ aggregierten Weise und resultiert insbesondere in Bezug auf den deutschen Fall in dem Ergebnis, dass Verbindungen zwischen Versorgern und staatlichen Akteuren negativen Einfluss auf die Wandelbarkeit eines nationalen Energiesektors haben.

Aufgrund ihrer schieren Fülle an Informationen und deren Detailreichtum sind darüber hinaus die Arbeiten von Leuschner zu erwähnen – auch wenn diese streng genommen keinen wissenschaftlichen Kriterien genügen können. Der Journalist und Schriftsteller unterhält einen Blog, in welchem er seit 1991 die in seinen Augen zentralen Entwicklungen in Energiewirtschaft und Energiepolitik kommentiert (Leuschner 2017). Eine Zusammenfassung dessen stellt sein Buch *Kurzschluss* dar, in welchem er nach eigenen Worten »eine kritische Bilanz nach acht Jahren ›Liberalisierung‹ der deutschen Energiewirtschaft« zieht (Leuschner 2007e). Leuschners Arbeiten sind zwar stark normativ geprägt, was jeweils in Rechnung zu stellen ist, sie liefern aber dennoch interessante Hinweise in Bezug auf die historischen Wurzeln der Stromwirtschaft, die Entwicklungen in Folge der Liberalisierung sowie die Verstrickungen der Stromwirtschaft mit der politischen Sphäre und stellten sich als für die vorliegende Arbeit hilfreiche Recherchequelle dar.

Die aufgeführten Arbeiten sind für die vorliegende Fragestellung außerordentlich wertvoll, da sie einen weitgespannten Überblick über die Ent-

wicklungen im Elektrizitätssektor im Untersuchungszeitraum bieten. Gemessen an den Zielsetzungen der vorliegenden Arbeit greifen sie jedoch zu kurz. Zum einen decken diese Arbeiten jeweils nur einzelne Zeitabschnitte des Untersuchungszeitraumes ab. Dabei gewichten sie in Abhängigkeit von der jeweils spezifischen Fragestellung sowie dem professionellen Hintergrund der jeweiligen Autoren verschiedene Themenkomplexe unterschiedlich stark, wodurch jede Arbeit ihre spezifischen Vorzüge sowie blinde Flecken aufweist. Deshalb kann keines der genannten Werke eine umfassende Analyse der Rolle der Stromkonzerne in der Transformation des deutschen Stromsektors bieten, welche alle relevanten Entwicklungen gleichermaßen berücksichtigt. Zum anderen mangelt es den meisten dieser Arbeiten an einer expliziten theoretischen Einbettung. Dies hat zunächst keine Auswirkungen auf die Qualität der jeweiligen Ergebnisse. Es bedeutet jedoch, dass eine Aufdeckung der spezifischen Mechanismen, welche den beschriebenen Entwicklungen zugrunde liegen, entweder ganz ausbleibt oder selektiv und unsystematisch bleibt.

Arbeiten mit ökonomischem Schwerpunkt

Darüber hinaus finden sich einige Arbeiten, welche die Stromkonzerne ins Zentrum des Interesses rücken und einen Schwerpunkt auf ökonomische Phänomene legen. Diese Arbeiten unterscheiden sich stark bezüglich ihrer Analyseebene und reichen von Untersuchungen, welche auf der Makro-Ebene ansetzen und längerfristige Entwicklungen auf dem Strommarkt behandeln, bis hin zu Untersuchungen, welche auf der Meso-Ebene zu verorten sind und die Aktivitäten der Unternehmen in einzelnen, ausgewählten Geschäftsfeldern thematisieren. Die folgende Darstellung dieser Studien beginnt mit den allgemeineren Studien und schreitet in Richtung der spezielleren fort.

Vor allem in den Jahren nach der Liberalisierung entstanden viele Studien, welche die allgemeinen Marktentwicklungen in der Stromversorgung in den Blick nehmen. Den Autoren dieser Arbeiten ging es meist nicht nur darum, unter Zuhilfenahme entsprechender Rechenmodelle die Folgen der Marktöffnung zu untersuchen, sondern auch explizit um die Bewertung der Marktmacht der großen Versorger. Nach Brunekreeft und Keller (2000), welche die initiale Auswirkung der Marktöffnung behandeln, entstand zwar in Folge der Liberalisierung an den beiden Enden der Wertschöpfungskette

(Stromerzeugung sowie Abgabe an den Letztverbraucher) starker Wettbewerb, welcher auch in sinkenden Preisen für Endverbraucher resultierte, gleichzeitig behinderten jedoch überhöhte Netzentgelte den Zugang dritter Parteien zu den Stromnetzen. Studien, welche die darauffolgenden Jahre in die Analyse mit einbeziehen, bewerten dagegen die Auswirkungen der Liberalisierung in aller Regel kritisch. So untersuchten etwa Eikmeier und Gabriel (2005) im Auftrag des Regionalversorgers MVV die Entwicklung auf dem deutschen Strommarkt zwischen 1998 und 2004 und stellen eine immense Zunahme der Marktkonzentration fest. Demnach hatte nicht nur der Anteil der großen Stromversorger an Erzeugungskapazitäten und Absatzvolumina stark zugenommen, auch der Grad an Verflechtung zwischen den Marktteilnehmern war gestiegen. Darüber hinaus stellen die Autoren ein informationsbezogenes Machtgefälle fest, da aufgrund der intransparenten Datenlage zu Erzeugung und Absatz in der Strombranche »nicht allen Marktteilnehmern in gleichem Maße Informationen über Angebot und Nachfrage vorliegen, die für eine zuverlässige Preisbildung am Großhandelsmarkt unverzichtbar wären« (Eikmeier und Gabriel 2005, S. 7). Zu ähnlichen Resultaten kommen die Längsschnittbetrachtung von Pfeiffer (2005), die Ländervergleichsstudie von Matthes et al. (2007), die Arbeit von Müsgens (2006) sowie eine Studie der EnBW (Müller und Wienken 2004). Abseits dieser – wenngleich häufig normativen (siehe Fußnote 1) – wissenschaftlichen Arbeiten finden sich etliche Untersuchungen von behördlicher Seite, welche an späterer Stelle explizite Erwähnung finden, hier jedoch nicht zum wissenschaftlichen Forschungsstand gerechnet werden sollen – etwa die Monitoring-Berichte von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (Bundesnetzagentur 2007, 2009, 2011; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2012, 2014, 2015) oder die Benchmarking-Berichte der EU-Kommission (Europäische Kommission 2001, 2003). Darüber hinaus gibt es jedoch auch Studien, welche die Zunahme an Marktmacht in Folge der Liberalisierung bezweifeln und die angeführten Arbeiten von methodischer Seite kritisieren. Diese Arbeiten wurden jedoch von den Stromkonzernen (Ockenfels 2007b) oder deren Interessen (mit-)vertretenden Verbänden (Swider et al. 2007) in Auftrag gegeben.

Außerdem zu erwähnen ist die *Stromwatch*-Serie, eine Reihe von Kurzstudien, welche Uwe Leprich (teilweise unter Kooperation mit anderen Forschern) im Auftrag der Grünen verfasste. Diese Arbeiten fokussieren sich stärker auf Entwicklungen auf der Unternehmens-Ebene und nehmen dabei

ebenfalls eine konzernkritische Haltung ein. Für das Jahr 2007 – dem Höhepunkt des wirtschaftlichen Erfolges der Stromkonzerne – stellt Leprich etwa die (steigenden) Gewinne der Unternehmen der Entwicklung der Strompreise für Letztverbraucher gegenüber und kritisiert die Marktmacht der Stromkonzerne, welche er auf deren überproportionale Anteile am Erzeugungs- und Endkundenmarkt sowie deren Beteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern zurückführt (Leprich 2007). Die beiden Folgestudien zeichnen darauf aufbauend die wirtschaftlichen Entwicklungen der Unternehmen weiter und stellen diese in den Kontext jeweils aktueller Themen der damaligen Zeit – etwa der Einführung des europäischen Emissionshandels (Leprich 2009) oder der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke (Leprich und Junker 2010). Darüber hinaus wurde Leprich aus Anlass des Rückkaufs eines 45-prozentigen Aktienanteils an der EnBW durch das Land Baden-Württemberg im Jahr 2010 von Greenpeace beauftragt, eine Ist-Analyse der Situation des EnBW-Konzerns durchzuführen, um hieraus verschiedene mögliche zukünftige Geschäftsstrategien für das Unternehmen abzuleiten (Leprich und E&E Consult GbR 2011).

Auch setzen sich eine Reihe von Studien mit den Geschäftsmodellen der Stromkonzerne im Erneuerbare-Energien-Bereich auseinander. Hirschl et al. (2011) analysieren – ebenfalls im Auftrag von Greenpeace – die Geschäftsaktivitäten der Stromkonzerne im Jahr 2009 und gleichen deren geplanten Investitionen im Bereich erneuerbarer Energien mit den im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien (35 Prozent bis 2020) ab. Die Autoren prognostizieren, dass bei einer Weiterverfolgung des eingeschlagenen Pfades keines der Unternehmen die Ziele der Bundesregierung erfüllen würde. Hoffmann (2016) vergleicht die Geschäftsmodell-Innovationen der großen Stromversorger im Zuge der deutschen Energiewende mit denen von Start-Up-Unternehmen. Die vergleichsweise träge Neuausrichtung der großen Versorger führt er auf verschiedene Hindernisse für Geschäftsmodell-Innovationen innerhalb der Unternehmen zurück. Diese sieht Hoffmann etwa in den dominanten Logiken der Unternehmen, welche stark von deren traditionellen Geschäftsmodellen geprägt sind. Diese Logiken wiederum beeinflussen, welche Informationen Eingang in unternehmerische Entscheidungsprozesse finden und stehen damit immer wieder Innovationen im Wege. Dazu schreibt er den Unternehmen eine innovationsfeindliche Organisationskultur zu, welche geprägt ist von Risikovermeidung, ausufernder Bürokratie, Silo-Denken und

langfristigen Planungshorizonten. Als Hindernis für Innovationen identifiziert Hoffmann außerdem mikro-politische Barrieren in Form von ausgeprägten Hierarchien und Interessenskonflikten zwischen Unternehmensabteilungen. Zusammenfassend bewertet er die Rolle der großen Versorger als Treiber der Energiewende zurückhaltend: »Therefore, incumbent power utilities cannot be regarded as likely candidates to push innovative *Energiewende* business models and to drive change towards sustainable technologies« (Hoffmann 2016, S. 230; Hervorhebung im Original). Richter (2013a) untersuchte die Geschäftsmodelle deutscher Stromversorger (einschließlich der großen Vier, aber nicht ausschließlich) im Bereich erneuerbarer Energien und stellte fest, dass die Unternehmen dieses Feld durchaus als Chance auffassten und erforderliche organisationale Umbaumaßnahmen einleiteten, sich dabei jedoch entsprechend ihrem etablierten Geschäftsmodell auf großskalige Lösungen fokussierten. Es gelang den Unternehmen also nicht, Geschäftsmodelle für kleinere, dezentrale Anlagen zu entwickeln. In einer weiteren Arbeit fokussiert sich Richter (2013b) auf den Bereich dezentraler Stromerzeugung aus Photovoltaik, ein Markt, an dessen Wachstum die Unternehmen kaum teilhatten. Als Hindernis für die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle in diesem Bereich identifiziert Richter die mangelnde Kompetenz der Versorger im Bereich kleinteiliger Energieversorgung sowie die geringen Aussichten zur Realisierung der branchenüblichen Skalenerträge. Wassermann et al. (2015) behandeln die Strategien verschiedener Marktakteure auf dem Ende der 2000er Jahre entstandenen Feld der Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Die großen Vier traten in diesem Bereich als Second Mover auf und übernahmen bis dato keine exponierte Rolle. Vielmehr schließen die Autoren: »For them direct marketing was a rather small side-business and a strategy for better public acceptance« (Wassermann et al. 2015, S. 70). Reichardt et al. beleuchten die Rolle von Politikinstrumenten für die Innovationstätigkeiten von Unternehmen am Beispiel der Offshore-Windkraft in Deutschland und arbeiten dabei unter anderem die Aktivitäten der großen Stromkonzerne in diesem Geschäftsfeld heraus. Als ein entscheidendes Hindernis für die Expansion der Unternehmen im Offshore-Bereich identifizieren die Autoren mangelnde Investitionssicherheit aufgrund unklarer Regelungen zum Netzzugang (Reichardt et al. 2016; Reichardt und Rogge 2016).

Außerdem finden sich Studien zu den Strategien der Stromkonzerne auf der Verteilnetzebene im Zuge der ab Mitte der 2000er Jahre aufkommenden Rekommunalisierungsbewegung. In diesem Themenkomplex geht es nicht

nur um unternehmerisches Handeln am Markt, sondern vor allem auch um (im weiteren Sinne) politische Strategien. Berlo und Wagner (2013a) widmen eine ihrer Arbeiten zur Rekommunalisierung explizit den Strategien der großen Versorger zur Besitzstandswahrung auf der Verteilnetzebene. Solche Strategien bestanden etwa in der willentlichen Verzögerung von Verhandlungsprozessen, dem Setzen finanzieller Anreize für Gemeinden durch lokales Sponsoring oder präventive Maßnahmen wie die vorzeitige Verlängerung bestehender Vertragsverhältnisse (Berlo und Wagner 2013a). Becker et al. legen eine vergleichende Untersuchung der Rekommunalisierungsbewegungen in Hamburg und Berlin vor (Becker et al. 2016; Becker et al. 2015) und stellen für den Fall Berlin die Defensivstrategien des Netzbetreibers Vattenfall im Umgang mit den dortigen lokalen Initiativen dar. So initiierte das Unternehmen etwa Image-Kampagnen oder betonte die für die Stadt im Falle einer Netzübernahme entstehenden finanziellen Belastungen.

Der Wert dieser Arbeiten liegt nicht nur darin, dass sie auf unterschiedlich aggregierte Weise marktseitige Entwicklungen analysieren. Vor allem informieren sie auch über den Einfluss politischer Regularien (wie etwa Marktöffnung, Emissionshandel) auf ökonomische Entwicklungen und behandeln die Strategien der Stromkonzerne in einzelnen Geschäftsfeldern. Sie fügen damit den oben aufgeführten, allgemeineren Arbeiten interessante Puzzlesteine hinzu.

Arbeiten mit Schwerpunkt auf politischen Prozessen

Ebenfalls wertvolle Detailsblicke bieten Arbeiten zur Rolle der Stromkonzerne in politischen Entscheidungsprozessen. In diesem Zusammenhang sind vor allem Studien von Interesse, welche sich mit den Politikformulierungs-Prozessen im Vorfeld der Einführung oder Novellierung von Gesetzen auseinandersetzen und dabei nicht nur die Rolle von politischen Entscheidungsträgern in den Blick nehmen, sondern auch andere Interessensgruppen wie etwa Verbände, NGOs oder eben Wirtschaftsunternehmen berücksichtigen.

Zu nennen wäre hier zuallererst das Fundamentalwerk *Erneuerbare Energien-Politik* von Hirschl (2008), in welchem er eine Multi-Level Policy-Analyse der Entstehung und Veränderung der Regularien zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland vorlegt, welche auch systematisch Wechselwirkungen mit der Energiewirtschaftsgesetzgebung sowie mit der Energiepolitik auf europäischer und internationaler Ebene thematisiert.

Hirschl untersucht den Zeitraum bis 2005 und deckt damit eine große Zahl an Gesetzesänderungen ab, welche für die vorliegende Arbeit von Bedeutung sind: Die 1998er und 2005er Novellen des Energiewirtschaftsgesetzes (sowie die vorgeschalteten EU-Binnenmarkttrichtlinien) sowie das 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz und dessen 2004er Novelle. Hirschl liefert detailreiche Einblicke in die konfliktreichen Debatten im Vorfeld der Einführung und Weiterentwicklung dieser Gesetze und stellt die Rolle der großen Stromkonzerne in den jeweiligen Politikbildungsprozessen differenziert dar. Dabei systematisiert er auch die Koalitionsbildung zwischen verschiedenen energiepolitischen Akteuren. Die Stromkonzerne ordnet Hirschl in den meisten Aushandlungsprozessen der Gegner-Koalition zu, und zwar sowohl in Bezug auf Regularien, welche auf die Verschärfung des Wettbewerbes abzielen, wie auch auf solche mit dem Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren. Dabei verweist er jedoch immer wieder auf das Ausscheren von einzelnen Unternehmen bei spezifischen Fragestellungen und vermeidet somit, die großen Vier als monolithischen Block mit stets gleichgerichteten Interessen erscheinen zu lassen.

Die Arbeit von Lobo (2011) – eine Politikfeldanalyse der Elektrizitätspolitik zwischen 1998 und 2009 auf nationaler sowie europäischer Ebene – deckt bei geringerem Umfang eine größere Zeitspanne ab und legt einen stärkeren Fokus auf die Rolle verschiedener Akteure im Politikbildungsprozess. Über die von Hirschl abgedeckten regulatorischen Veränderungen hinaus informiert Lobo auch über die Hintergründe des ersten Atomausstieges 2002 sowie der Einführung des europäischen Emissionshandels 2005. Dabei beschreibt er nicht nur für die einzelnen Gesetzesänderungen die jeweiligen Akteurskonstellationen im Policy-Prozess, er analysiert auch die zeitübergreifende Rolle verschiedener Akteursgruppen. Die Macht der Stromkonzerne, politische Entscheidungen zu beeinflussen, führt Lobo zum einen auf die Ressourcenausstattung der Unternehmen zurück und zum anderen auf den Professionalitätsgrad ihrer Lobbying-Arbeit. Dazu identifiziert Lobo die übergreifende Strategie der Konzerne, als negativ bewertete Veränderungen zunächst massiv abzublocken, um sie schließlich, wenn sie unabwendbar scheinen, proaktiv zu begleiten, um so Vorteile für das eigene Unternehmen herauszuarbeiten. Er betont jedoch auch Unterschiede zwischen den großen Vier, welche er auf strukturelle Faktoren zurückführt, etwa die unterschiedliche Erzeugungsstruktur oder kontextbezogen abweichende Interessenslagen der jeweiligen Aktionäre.

Ebenfalls im Spannungsfeld zwischen Wettbewerbs- und Klimapolitik ist die Arbeit von Krisp (2007) zu verorten. Deutlich weniger umfang- und detailreich als die eben angeführten Studien bietet sie dennoch im Detail weitere Einblicke in die Lobbying-Arbeit der Stromkonzerne. Dazu kommt die Arbeit von Ohlhorst (2011), welche einen regionalen Fokus auf Ostdeutschland legt und mit einem allgemeineren Zugang die unterstützenden und behindernden Prozesse, Akteure und Konflikte analysiert, welche einen Umstieg auf erneuerbare Energien prägten. Die großen Stromversorger identifiziert sie als zentrale Akteure einer breiteren Koalition, welche hemmenden Einfluss auf eine beschleunigte Energiewende nehmen. Sie führt dies auf mehrere Faktoren zurück: So stellen die bestehenden fossilen und nuklearen Stromerzeugungskapazitäten aufgrund langfristiger Amortisationszeiten Sunk Costs dar, welche durch einen Ausbau erneuerbarer Energien entwertet würden. Die Konzerne selbst legten demnach einen Fokus auf den Bau von Großanlagen, da sich diese besser in die vorhandenen fossil-atomaren Marktstrukturen integrieren als kleine, dezentrale Anlagen und sich darüber hinaus in Großanlagen eher die branchenüblichen Gewinnmargen realisieren ließen. Darüber hinaus weist Ohlhorst auf die Verflechtungen der Stromwirtschaft mit der Politik hin und schreibt den Stromkonzernen umfangreiche personelle und materielle Ressourcen sowie professionelle Strukturen zu, aufgrund derer sie in der Lage sind, sowohl auf der formellen als auch informellen Ebene einen entscheidenden Einfluss auf energiepolitische Entscheidungen auszuüben.

Über diese Arbeiten hinaus, welche verschiedene energiepolitische Themenkomplexe übergreifen und mehrere politische Ebenen abdecken, findet sich eine große Zahl an Untersuchungen zu den Aushandlungsprozessen im Vorfeld der Verabschiedung oder Novellierung einzelner Gesetze. Diese Arbeiten verschaffen häufig einen besseren Eindruck von der *situativen* Rolle der großen Stromkonzerne in der politischen Domäne und liefern damit einen weiteren Beitrag zur Generierung eines differenzierten Bildes. Es soll nur eine knappe Vorstellung dieser Arbeiten erfolgen, ein ausführlicherer Bezug erfolgt jeweils an späterer Stelle. Mez (1997, 2001) arbeitete zu den Konsensgesprächen zwischen Regierung und Kernkraftwerksbetreibern im Vorfeld des ersten Atomausstieges 2002 und stellt die unterschiedlichen Interessenslagen der einzelnen Unternehmen anschaulich dar. Jacobsson und Lauber legen fundierte Analysen zur Entstehung und Weiterentwicklung des EEG vor (Jacobsson und Lauber 2006; Lauber und Jacobsson 2016). Corbach (2007) liefert detailreiche Einblicke in die politischen Verhandlungen

im Kontext der Einführung und Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems und arbeitet dabei immer wieder die kontextbezogen untereinander abweichenden Positionen der großen Versorger heraus. Fischer (2012) zeichnet den steinigen Weg zur Ausformulierung eines deutschen Gesetzes zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO₂ (CCS) nach, ein Prozess, welcher zeitgleich mit den ersten deutschen CCS-Testprojekten der großen Versorger ablief und dadurch in Wechselwirkung mit deren Aktivitäten trat.

Ebenfalls von Bedeutung für das Verständnis der Rolle großer Wirtschaftsunternehmen in gesellschaftlichen Umbauprozessen ist der – an die politische Interessensvertretung angrenzende – Tätigkeitsbereich der Öffentlichkeitsarbeit. Dieser Bereich umschließt neben schlichter Image-Arbeit vor allem auch die versuchte Einflussnahme auf öffentliche Debatten mit dem Ziel, die Deutungshoheit über bestimmte, verhandelte Themen zu erlangen. Bohn und Walgenbach (2016) etwa zeichnen die Kommunikationsstrategien der deutschen Kernkraftwerksbetreiber (also der großen Stromkonzerne) in den Debatten um Klimawandel und Atomausstieg zwischen 1997 und 2011 nach und stellen dar, auf welche Weise die Unternehmen verschiedene energiepolitische Ziele – etwa Versorgungssicherheit, Klimaschutz und niedrige Strompreise – in ihrem Sinne instrumentalisierten oder gegeneinander ausspielten. Kern (2014) behandelt den Wandel der institutionellen Logik auf dem Strommarkt und beobachtet, dass sich die Image-Projektion der konventionellen Versorger seit 2005 zunehmend der von ökologisch orientierten Marktakteuren angeglichen hat. Er führt dies jedoch nicht auf einen tatsächlichen Wandel des Selbstbildes der Versorger zurück, sondern es bestünde »der nicht unbegründete Verdacht, dass es sich bei der externen Anpassung der Anspruchsstrukturen in vielen Fällen nur um *impression management* handelt« (Kern 2014, S. 335; Hervorhebung im Original).

Diese Studien erweisen sich für die vorliegende Arbeit als äußerst gewinnbringend, da sie Informationen über die Einflussnahme der Stromkonzerne auf politische Entscheidungsprozesse bieten. Dabei sind jedoch nicht alle wichtigen politischen Weichenstellungen, welche in den Untersuchungszeitraum fallen, durch entsprechende Studien abgedeckt. Hinzu kommt, dass keine der angeführten Arbeiten sich explizit auf die politischen Aktivitäten der Stromkonzerne fokussiert, sondern diese vielmehr als eine unter mehreren Akteursgruppen berücksichtigen.

Fazit und Konkretisierung der Forschungsfragen

Es gibt also keine Studien, welche die Entwicklungen über den gesamten Zeitraum von 1998 bis 2015 systematisch und theoriegeleitet untersuchen und dabei auch die Verschränkungen zwischen verschiedenen Ereignissen und Entwicklungssträngen, welche zeitlich auseinanderfallen oder unterschiedlichen gesellschaftlichen Teilbereichen zuzuordnen wären, konsequent berücksichtigen. Außerdem basiert der überwiegende Teil der aufgeführten Untersuchungen auf öffentlich zugänglichen Dokumenten wie Geschäfts- und Presseberichten, behördlichen Dokumenten oder Protokollen sowie auf quantitativen Daten. Nur ein geringerer Teil der Autoren suchte den Kontakt zu Mitarbeitern der Unternehmen und nutzte die Möglichkeit, die empirischen Erkenntnisse durch Interviews mit Beteiligten abzusichern und darüber hinaus anzureichern.

Vor dem Hintergrund des oben aufgeführten Kenntnisstandes unter Berücksichtigung der identifizierten Forschungslücken ergeben sich für die eingangs skizzierten Fragestellungen eine Reihe von Implikationen:

Der Transformationsprozess des deutschen Energiesektors gestaltet sich als hochkomplexer Prozess, in welchem Entwicklungen verschiedener gesellschaftlicher Teilbereiche – auch über einen längeren Zeitraum – miteinander in Wechselwirkung traten. Dieser Prozess wurde konstant durch die Aktivitäten der Stromkonzerne beeinflusst, und zwar auf verschiedenen Ebenen – etwa durch deren Aktivitäten am Markt oder in der politischen Sphäre. Die Frage, welche Rolle die großen Stromkonzerne *im Prozess der Transformation des deutschen Energiesektors* spielten, lässt sich also untergliedern in die Fragen:

- Entlang welcher Linien erfolgte der Transformationsprozess des deutschen Energiesektors? Von welchen Impulsen wurden die Entwicklungen geprägt?
- In welcher Weise haben die Stromkonzerne diese Veränderungsimpulse wahrgenommen und aufgegriffen? Haben sie die angestoßenen Veränderungsprozesse beschleunigt oder blockiert?

Dazu stellte sich heraus, dass die Stromkonzerne bei allen Gemeinsamkeiten in einigen Situationen abweichende Strategien einschlugen. Insbesondere Arbeiten zu den politischen Aktivitäten der Unternehmen deuten an, dass diesen Unterschieden möglicherweise strukturelle Ursachen zugrunde liegen. Um eine möglichst hohe Analyseschärfe zu erreichen, soll deshalb eine *systematische Vergleichsperspektive* eingenommen werden.

- In welchen spezifischen Kontexten wichen die Aktivitäten der Stromkonzerne voneinander ab und auf welche strukturellen Unterschiede zwischen den Unternehmen lässt sich dies jeweils zurückführen?
- Inwieweit unterscheidet sich damit die Rolle, welche die vier Unternehmen im Transformationsprozess des deutschen Stromsektors spielten?

Darüber hinaus deuteten die meisten Arbeiten auf ein starkes Beharrungsvermögen der Stromkonzerne hin. Diese werden eher als Blockierer, denn als Treiber der Entwicklungen beschrieben. Dies wird in der bisherigen Forschung unter anderem auf den Besitzstand der Unternehmen sowie (unternehmens-)kulturelle Aspekte zurückgeführt. Dennoch gelang den Konzernen offenbar in den letzten Jahren eine Neuausrichtung. Wie lässt sich die langjährige *Veränderungsresistenz der Stromkonzerne* erklären und wie ging die *Überwindung dieser Rigidität*, welche sich in der jüngsten Neuausrichtung zeigt, vonstatten?

- Auf welche strukturellen Faktoren ist die Trägheit der Stromkonzerne zurückzuführen?
- Welche Mechanismen produzierten und reproduzierten diese Trägheit?
- Wie lässt sich vor diesem Hintergrund die jüngst zu beobachtende Überwindung dieser Rigiditäten ursächlich erklären?

Im Folgenden wird zunächst das Forschungsdesign vorgestellt, bevor die theoretische Rahmung der Arbeit behandelt wird.

2. Forschungsdesign

Als Forschungsansatz zur Beantwortung der oben aufgestellten Forschungsfragen bietet sich ein qualitatives Fallstudiendesign an. Dabei herrscht in der Methodenliteratur keine Einstimmigkeit über die exakte Abgrenzung eines solchen Vorgehens gegenüber alternativen Forschungsansätzen – Gerring (2004, S. 342) spricht deshalb in Bezug auf den Begriff der Fallstudie von einem »definitional morass«. Im Folgenden soll das für die vorliegende Arbeit angelegte Verständnis einer Fallstudie entlang einiger zentraler Merkmale verdeutlicht werden:

Bei einer Fallstudie geht es um die *tiefebende Analyse* eines empirischen Falles (oder einer geringen Anzahl an Fällen), bei welcher aufgrund vorab häufig nicht klar definierbarer Grenzen des Falles (im Forschungsverlauf zu bestimmende) *Kontextbedingungen* in die Analyse *einzu beziehen* sind (vgl. Yin 2014, S. 16). Aufgrund der vergleichsweise breiten Fragestellung und der uneindeutigen Grenzen des Falles wird einem *explorativen Vorgehen* unter Zuhilfenahme von *qualitativen Forschungsmethoden* der Vorzug gegenüber einem vorab strenger festgelegten Verfahren auf Basis quantitativer Daten gegeben (Hammersley und Gomm 2000, S. 4). Die *theoretische Rahmung* der Forschungsarbeit dient dabei zunächst als *Instrument* für die umfassende Erklärung des zu untersuchenden Falles. Ergebnisse der Fallanalyse sollen jedoch anschließend an die *Theorie* zurückgespielt werden, um diese *vor dem empirischen Hintergrund* zu *reflektieren*. Dies entspricht gemäß der Fallstudien-Typologie von Vennesson der Zielsetzung einer interpretativen Fallstudie: »the interpretative case study [...] uses theoretical frameworks to provide an explanation of particular cases, which can lead as well to an evaluation and refinement of theories« (Vennesson 2008, S. 227).

Dazu soll ein systematischer Vergleich der untersuchten Fälle vorgenommen werden. Dieser Fallvergleich folgt einer »Understanding through differences – exploring diversity«-Logik (Della Porta 2008, S. 208), es werden

also von den übergreifenden Handlungen der Unternehmen ausgehend abweichende Aktivitäten in den Blick genommen und auf deren Ursachen untersucht.

2.1 Grundlegende Entscheidungen

Am Anfang der Durchführung einer qualitativen Fallstudie stehen mehrere fundamentale Entscheidungen, auf welche im Folgenden der Reihe nach eingegangen werden soll. Dabei geht es um die Bestimmung des Untersuchungszeitraumes, die Auswahl der zu untersuchenden Fälle, die Identifizierung geeigneter Datenquellen, Erhebungs- und Auswertungsmethoden sowie die Planung des Ablaufs des Forschungsprozesses.

Festlegung des Untersuchungszeitraumes

Um den Anfang des Untersuchungszeitraumes festzulegen, bieten sich im vorliegenden Fall mehrere verschiedene historische Wegmarken an: (1) Die Anfänge der nachhaltigen Transformation des deutschen Stromsektors im Zusammenhang mit einer erstarkenden Umwelt- und Antiatombewegung in den 1970er Jahren; (2) die Nuklearkatstrophe von Tschernobyl 1986, unter deren Eindruck erste staatliche Förderinstrumente für erneuerbare Energien verabschiedet wurden; (3) die Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998, welche zu einer fundamentalen Umstrukturierung des deutschen Stromsektors führte sowie (4) die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000, welches dem Ausbau der erneuerbaren Energien verstärkten Antrieb verlieh.

Die Wahl für den Beginn des durch die Arbeit abzudeckenden Zeitraumes fällt auf das Jahr 1998, dem Jahr der Liberalisierung des deutschen Stromsektors, und zwar aufgrund folgender Überlegungen: Wie der bisherige Forschungsstand nahelegt, stellte die Marktöffnung einen fundamentalen Bruch in der Geschichte der deutschen Stromversorgung dar. Während der Sektor zuvor eine vergleichsweise geringe Dynamik² aufwies, wurden durch die Marktöffnung weitreichende Veränderungen der Akteurskonstellation sowie der formellen und informellen institutionellen Rahmung des

² Die Jahre um die deutsche Wiedervereinigung mögen als Ausnahme gelten. Zur Ost-Erweiterung des deutschen Stromsektors siehe etwa Richter (1998).

Sektors in Gang gesetzt. Aufgrund dessen erscheint es wenig gewinnbringend, den Untersuchungsbeginn früher anzusetzen. Nachdem jedoch die Entwicklungen zumindest der ersten Jahre nach der Marktöffnung stark durch die Ausgangssituation 1998 geprägt waren, wird der Fallbeschreibung eine strukturelle Analyse der Ist-Situation zu Beginn der Liberalisierung vorangestellt (siehe Kapitel 6). Ein späteres Anlegen des Untersuchungsbeginns auf das Jahr 2000 scheidet aus, da zu diesem Zeitpunkt der Neuordnungsprozess noch in vollem Gange war und sich die Sektorstruktur noch als äußerst volatil darstellte.

Fallauswahl

Die Frage nach der Auswahl der zu untersuchenden Fälle – Gerring (2007, 86 f.) etwa diskutiert verschiedene Techniken der Fallauswahl – wird im vorliegenden Fall umgangen: Da alle vier großen Stromkonzerne untersucht werden, handelt es sich im Prinzip um eine Vollerhebung. Dennoch bleibt zu begründen, nach welchen Kriterien beschlossen wurde, welche Unternehmen zu den »großen« Versorgern zu zählen sind, d.h. weshalb von den großen Vier und nicht etwa den großen Drei oder Fünf die Rede ist.

Zunächst zeigt Tabelle 1 die Umsätze der sechs größten Versorger in Deutschland als Indikator für die Unternehmensgröße.

Tabelle 1: Innerdeutscher Umsatz der größten deutschen Elektrizitätsversorger 2011

	Umsatz 2011 (in Millionen Euro)
E.ON	83.511
RWE	26.168
EnBW	18.790
Vattenfall Europe	10.956
EWE	7.455
Stadtwerke München	3.968

Quelle: Geschäftsberichte³

³ Im Fall von Vattenfall Europe und den Stadtwerken München Umsatzerlöse. Im Fall der EnBW konzernweite Zahlen. Die Daten entstammen den Geschäftsberichten 2011. Die Zurechnung der Umsätze zu den jeweiligen Regionen erfolgte bei den einzelnen Unter-

Obleich der Abstand zwischen Nummer drei und vier größer ist als der zwischen Nummer vier und fünf, lassen sich weitere Unterschiede zwischen den größten vier Unternehmen und den beiden Folgenden feststellen, aufgrund dessen eine Aufnahme von EWE oder den Stadtwerken München in die Untersuchung wenig sinnvoll scheint. Dies sind zunächst Unterschiede in der *historisch gewachsenen Unternehmensstruktur*. Vor der Liberalisierung des Strommarktes 1998 war der Markt von acht Verbundunternehmen dominiert, aus denen in den folgenden Jahren die großen Vier E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe hervorgingen. Die Verbundunternehmen besaßen nicht nur die überregionalen Übertragungsnetze, sie hatten auch aufgrund von vertraglichen Verbindungen und Kapitalbeteiligungen weitreichenden Einfluss auf viele Unternehmen der regionalen und kommunalen Wertschöpfungsstufe (ausführlicher Kapitel 6). Bei EWE handelte es sich dagegen um einen Regionalversorger, bei den Stadtwerken München – wie der Name bereits andeutet – um ein Stadtwerk. Sie stellen also unterschiedliche *Typen* von Unternehmen dar, welche mit gänzlich anderen Grundvoraussetzungen in den liberalisierten Markt starteten. Darüber hinaus unterscheidet sich die *Ressourcenbasis* im Bereich der Stromerzeugung bei EWE und den Stadtwerken München stark von der der Verbundunternehmen. EWE wie auch die Stadtwerke München spielten (und spielen) eine äußerst geringe Rolle bei der Stromerzeugung in Großkraftwerken, sie besitzen weder große Kohlekraftwerke noch maßgebliche Anteile der deutschen Kernkraftanlagen.⁴ Nachdem bisherige Forschung darauf hindeutet, dass der Besitz von großen Kraftwerken eine entscheidende Rolle für die Erklärung der spezifischen Rolle der großen Stromversorger im Transformationsprozess spielt, kann dies als ein weiteres wichtiges Unterscheidungskriterium gelten.

Auswahl der Datenquellen und Erhebungsmethoden

Im Rahmen einer qualitativen Fallstudie bieten sich verschieden Arten von Daten, Erhebungs- und Auswertungsmethoden an, wobei erst das Sammeln und Analysieren von vielen verschiedenen Formen von Daten ein tiefgehendes Verständnis eines Falles gewährleisten kann (Creswell 2013, S. 98). »The

nehmen unter Umständen unterschiedlichen Kriterien. Die Zahlen sind somit als Annäherung zu begreifen und stellen lediglich einen von vielen Indikatoren zur Abschätzung der Unternehmensgröße dar.

4 Mit Ausnahme eines 25-prozentigen Minderheitsanteils der Stadtwerke München an dem Kraftwerksblock Isar 2.

fundamental problem that one confronts [...] is that every source covers only a certain fraction of the relevant empirical evidence. Thus, reliance on a single source leaves one with an incomplete picture of what occurred in the case of interest« (Rohlfing 2012, 169). Daher werden verschiedene Erhebungsmethoden sowie verschiedene Arten von Daten nach dem Prinzip der Triangulierung gegeneinander gespiegelt.

Das Fundament der Untersuchung bilden eine breit angelegte *qualitative Inhaltsanalyse* unterschiedlicher öffentlich zugänglicher *Dokumente* (wie Unternehmensberichte oder Zeitungsartikel) sowie *Interviews* mit Entscheidungsträgern der untersuchten Unternehmen. Diese Methoden wurden *komplementiert* durch verschiedene quantitative Daten (etwa behördliche Statistiken und Unternehmenskennziffern) sowie die teilnehmende Beobachtung ausgewählter Veranstaltungen (Branchentreffen oder andere Veranstaltungen, an denen Mitarbeiterinnen oder Mitarbeiter der Unternehmen anwesend waren). Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Methoden sowie deren Rolle im Forschungsprozess erfolgt weiter unten. Der Vorgang der Triangulierung wird abschließend in Zusammenhang mit der Frage nach Kriterien der wissenschaftlichen Güte in Abschnitt 2.3 genauer beschrieben.

Ablauf des Forschungsprozesses

Die Durchführung der Forschung folgte einem iterativen Prozess, das heißt die Datenerhebung, -analyse und Theoriarbeit erfolgten nicht nacheinander, sondern zeitlich ineinander verschränkt. Der Forschungsprozess gestaltete sich also in Form einer parallelen, wechselseitig informierten Weiterentwicklung von Datengrundlage, empirischem Kenntnisstand und theoretischer Reflektion. Dies entspricht weitgehend dem Vorgehen, welches Della Porta und Keating (2008) einem interpretivistischem Forschungsstil (in Abgrenzung zu einem positivistischen Ansatz) zuschreiben: »Interpretivists (or qualitative researchers in the restricted sense) work more inductively, build up the research question in the course of the research and are prepared to modify the design while the research is in progress. There is thus no clear time distinction between the research design and its implementation, as they are interlinked with continuous feedbacks« (Della Porta und Keating 2008, S. 29).

Tabelle 2: Chronologische Darstellung des iterativen Forschungsprozesses

		2012										2013		
		Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	
Dokumenten-analyse	Erhebung				Juli 2012 Erhebung Dokumente 1998–2012; Anschließend laufende, monatliche Nacherhebung									
	Entwicklung Methode						Pretest							
	Auswertung									Codierung Dok. 1998–2012				
Experten-interviews	Erhebung													
	Entwicklung Methode													
	Auswertung													
Theoriearbeit		Theoretische Basisfundierung												
<i>Fortsetzung</i>		2013										2014		
		Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	
Dokumenten-analyse	Erhebung	monatliche Nacherhebung												
	Entwicklung Methode										Finalisierung Kategoriensystem			
	Auswertung	Codierung Dokumente 1998–2012										Codierung Dok. 2013		
Experten-interviews	Erhebung					2							2	
	Entwicklung Methode													
	Auswertung													
Theoriearbeit		Theoretische Vertiefung												
<i>Fortsetzung</i>		2014										2015		
		Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	
Dokumenten-analyse	Erhebung	monatliche Nacherhebung												
	Entwicklung Methode													
	Auswertung										Codierung Dok. 2014			
Experten-interviews	Erhebung	2		1	3	1								
	Entwicklung Methode						Pretest							
	Auswertung								Codierung 11 Interviews					
Theoriearbeit										Theoretische Vertiefung				
<i>Fortsetzung</i>		2015										2016		
		Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	
Dokumenten-analyse	Erhebung	monatliche Nacherhebung												
	Entwicklung Methode													
	Auswertung										Sichtung Dok. 2015			
Experten-interviews	Erhebung		5	3	2	1								
	Entwicklung Methode									Finalisierung Kategoriensystem				
	Auswertung									Codierung/Re-Codierung 23 Interviews				
Theoriearbeit										Finalisierung theoretische Rahmung				

Dieses Vorgehen diene der Gewährleistung der zentralen Prinzipien der qualitativen Sozialforschung – der Offenheit, Reflexivität und Flexibilität (vgl. Lamnek 2005, S. 22 ff.). So sollte etwa vermieden werden, dass eine eingangs zugrunde gelegte theoretische Rahmung den Blick auf den Fall verengt oder früh im Forschungsprozess erlangte empirische Erkenntnisse die weitere Untersuchung allzu stark prägen (vgl. Flick 2010, S. 124f.). In den Worten Lamneks lässt sich dies als eine »methodische Verzögerung einer theoretischen Strukturierung des Forschungsgegenstandes« (Lamnek 2005, S. 22) begreifen.

Tabelle 2 zeigt die einzelnen Forschungsschritte im Zeitverlauf. Die Erhebung von Dokumenten aus Unternehmens- und Presseberichterstattung erfolgte also laufend von Mitte 2012 bis Ende 2015, die Interviews wurden hauptsächlich in den Jahren 2014 und 2015 geführt, während die Datenauswertung sowie die Entwicklung des theoretischen Rahmens entlang mehrerer Schritte zwischen Mitte 2012 und Ende 2015 erfolgte.

Wie sich dieser iterative Forschungsprozess im Detail ausgestaltete, soll im Folgenden im Zuge der Beschreibung der einzelnen Forschungsmethoden verdeutlicht werden, die Rolle der Theorie wird am Anfang von Kapitel 3 konkretisiert.

2.2 Erhebungs- und Auswertungsmethoden

2.2.1 Qualitative Inhaltsanalyse von Unternehmens- und Presseberichten

Die qualitative Inhaltsanalyse von öffentlich zugänglichen Dokumenten stellte – nach der Sichtung des Forschungsstandes – den Einstieg in den eigentlichen Forschungsprozess dar. Den Dokumenten kam die Rolle zu, den zu untersuchenden Fall vorzustrukturieren, um einen ersten Überblick über die im Zeitverlauf vorrangigen Themen zu erlangen. Im Folgenden sollen Einblicke in die Quellenauswahl (und die ihr zugrunde liegenden Kriterien), den Erhebungsprozess sowie die Auswertungsmethode gegeben werden.

Quellenwahl und Datenerhebung

Bei der Auswahl der verwendeten Datenquellen und den Methoden der Sammlung von Dokumenten stand das Ziel im Vordergrund, eine möglichst breite und heterogene Datenbasis zu generieren. Die analysierten Dokumente lassen sich grob in zwei Blöcke unterteilen: Dokumente aus der Hand der untersuchten Unternehmen selbst (wie Pressemeldungen oder Jahresberichte) sowie Berichte der Presse (wie Wirtschafts-, Tages- und Wochenzeitungen).

Die *Dokumente der Unternehmen* wurden den jeweiligen Webpages entnommen. Der Schwerpunkt lag auf den Geschäftsberichten, also jenen Berichten, welche im Vorfeld der jährlichen Hauptversammlungen veröffentlicht werden und integriert über den Geschäftsverlauf des zurückliegenden Jahres informieren. Quartalsberichte oder auf speziellere Themen zugeschnittene Veröffentlichungen – etwa Nachhaltigkeitsberichte oder Finanzberichte – wurden nach einer ersten Sichtung aufgenommen, wenn sie ergänzend zu den Geschäftsberichten vertiefende Informationen versprachen. Außerdem wurden Pressemeldungen der Unternehmen in den Datenpool aufgenommen. Diese entstammten den Pressearchiven der Webpräsenzen der Unternehmen und wurden ab Mitte 2012 kontinuierlich erhoben. Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurden zudem die Unternehmensarchive bei Bedarf themenbezogen durchsucht und ältere Meldungen einbezogen. Die Veröffentlichungen der Unternehmen bieten zwar teils sehr detaillierte Informationen, die Auswahl der bereitgestellten Inhalte sowie deren Aufbereitung folgt jedoch einer klaren Zielsetzung: In sämtlichen Punkten, die über gesetzliche Berichts- und Offenlegungspflichten hinausgehen, stellen diese Dokumente Instrumente der öffentlichen Interessensvertretung der Unternehmen dar und sind demnach dringlich durch weitere Datenquellen zu ergänzen.

Ein zweiter Block an Dokumenten entstammt der *Presseberichterstattung* von Wirtschafts-, Tages- und Wochenzeitungen. Die Erhebung erfolgte entlang zweier Linien: Zu Beginn des Forschungsprozesses wurden Zeitungsartikel aus dem Zeitraum zwischen 1998 und 2012 erhoben. Diese Sammlung *historischer* Presseberichte umschloss die größte deutsche Wirtschaftszeitung Handelsblatt, die überregionale Tageszeitung Süddeutsche Zeitung sowie die wöchentlich erscheinende Zeit.⁵ Die Artikel wurden den

5 Das Archiv des Handelsblatts und der Zeit deckte den gesamten Untersuchungszeitraum ab, das der Süddeutschen Zeitung reichte bis Anfang der 2000er Jahre zurück. Es bleibt

Online-Archiven der entsprechenden Zeitschriften entnommen. Darauf folgend – ab Mitte 2012 – begann die *begleitende* Erhebung weiterer Daten. Diese laufenden, bis Ende 2015 monatlich durchgeführten Nacherhebungen nutzten einen breiteren Pool an Zeitungen. Über die bereits der historischen Analyse zugrunde gelegten Medien hinaus wurden zwei weitere Tageszeitungen (Frankfurter Allgemeine und Westdeutsche Allgemeine Zeitung) sowie eine Wochenzeitung (Der Spiegel) aufgenommen. Ergänzend wurde darüber hinaus die Nachrichtensuchmaschine Paperball.de genutzt, um die Berichterstattung weiterer Medien in den Blick zu nehmen.⁶ Durch die vergleichsweise breite Auswahl an Medien sollte – so die Zielsetzung – ein ebenso breites Spektrum an politischen Ausrichtungen in der Presseberichterstattung berücksichtigt werden.

Die Datenerhebung erfolgte auf allen Plattformen demselben Muster: Als Suchstring wurden nacheinander jeweils die vier Unternehmensnamen eingegeben (im Falle von E.ON jeweils auch in der alternativen Schreibweise EON). Obgleich die Suchalgorithmen der jeweiligen Onlinezeitungen nicht bekannt sind, schien es, die Suchfunktionen der Zeitungen durchsuchten den gesamten Text von Artikeln (und nicht etwa lediglich die Überschrift). Dadurch sollten prinzipiell alle Artikel, in welchen die vier Unternehmen namentlich genannt wurden, angezeigt worden sein. Die Auswahl von in den Datenpool aufzunehmenden Artikeln erfolgte anhand der Überschriften. Ein Anklicken und Querlesen der Artikel wäre aufgrund des Umfangs der Suchergebnisse nicht zu bewerkstelligen gewesen. Um das Versäumen rele-

zu erwähnen, dass einige Zeitungen seither ihre Online-Politik verändert haben. Zum einen waren einige der analysierten Artikel zum Zeitpunkt der Niederschrift der Arbeit nicht mehr online verfügbar, weshalb nicht alle in der Arbeit referenzierten Quellen öffentlich einsehbar sind. Zum anderen hatten einige Zeitungen im Verlauf der Untersuchung auf kostenpflichtige Angebote umgestellt, weshalb sich der Zugang zu Presseberichten gegen Ende des Untersuchungszeitraumes verschlechtert hatte. Dies betraf jedoch vor allem den Zeitraum ab 2015, welcher gleichzeitig gut mit Interviews abgedeckt war.

6 Die Suchalgorithmen Paperballs sind nicht transparent und folgen keinem nachvollziehbaren Muster. Wenn etwa mehrmals hintereinander derselbe Suchbegriff eingegeben wird, kann es durchaus zu abweichenden Suchergebnissen kommen. Damit kann von intersubjektiver Nachvollziehbarkeit oder gar Reproduzierbarkeit der Datenerhebung mittels Paperball nicht die Rede sein, weshalb sich die Eignung der Plattform als Erhebungstool grundsätzlich in Frage stellen lässt. Dies soll für die vorliegende Arbeit jedoch nicht als Problem gewertet werden, da Paperball nicht als zentrale Rechercheplattform genutzt wurde, sondern lediglich zur weiteren »Glättung« einer bereits relativ ausgewogenen Presse-Datenbasis der eigentlichen Erhebung nachgeschaltet war.

vanter Informationen aufgrund zu allgemeiner oder fehlleitender Artikelüberschriften zu vermeiden und darüber hinaus die Gefahr einer Verzerrung bei der Datenerhebung aufgrund von Vorannahmen oder eingeschränkter Wissensbasis des Untersuchenden zu vermindern, wurden Artikel »großzügig« aufgenommen, das bedeutet, es wurden alle Artikel lokal gespeichert, die anhand der Überschrift auch nur ansatzweise als potentiell bedeutungsvoll eingeschätzt werden konnten.

Auswertung der Dokumente

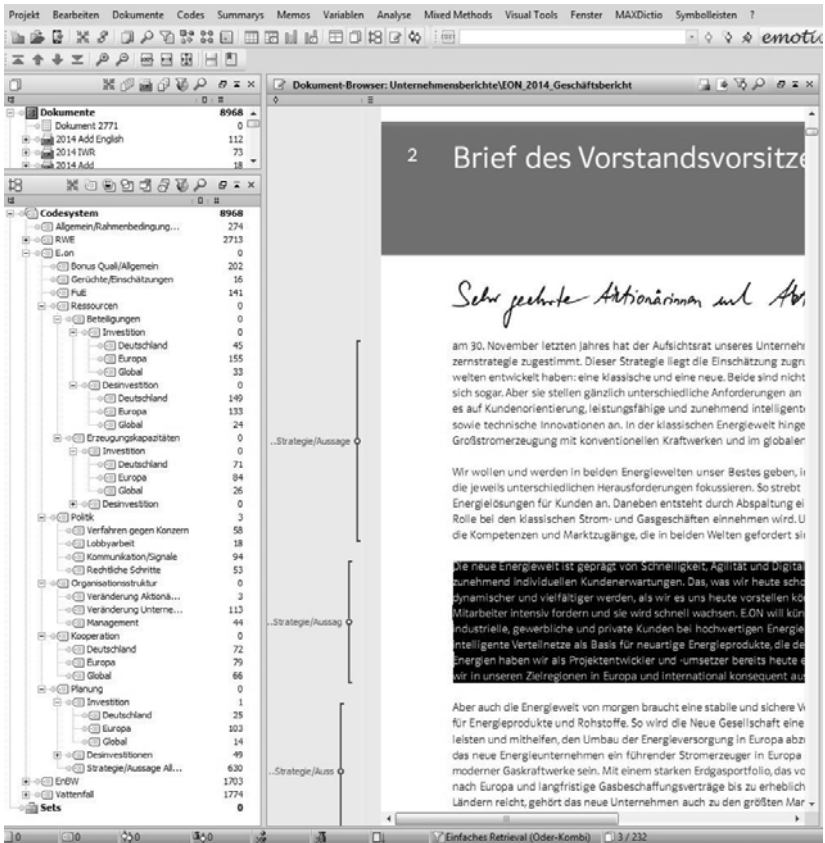
Die Auswertung der so erhobenen Dokumente folgte der – auf Mayring (2008) aufbauenden – Methode der qualitativen Inhaltsanalyse nach Gläser und Laudel (2009). Der Vorzug dieser Methode besteht darin, dass sie zwar ein regelgeleitetes Vorgehen zur Datenauswertung anbietet, diese Systematik aber im Forschungsverlauf strukturell anpassungsfähig bleibt, damit auch unerwartete Informationen jederzeit aufgenommen und verarbeitet werden können. Damit kann eine zu frühe Schließung des Forschungsinstrumentariums verhindert werden, welche der Offenheit der Forschung gegenüber unerwarteten Erkenntnissen im Weg stehen würde (Gläser und Laudel 2009, 198 f.).

Im Zentrum dieser Analysemethodik steht die Entwicklung eines (im weiteren Forschungsprozess anpassungsfähigen) *Kategoriensystems*, anhand dessen die für die Fragestellung wesentlichen Inhalte der Dokumente entnommen und thematisch geordnet werden. Auf Basis der so gesammelten und strukturierten Inhalte erfolgt schließlich die weitergehende Analyse der Texte. Dieser Vorgang soll im Folgenden schrittweise beschrieben werden.

In einem ersten Schritt – durchgeführt Mitte 2012 – wurden alle zum damaligen Zeitpunkt gesammelten Dokumente in die qualitative Datenanalyse Software MAXQDA eingespeist. In diesem Programm lässt sich in Form einer Ordnerstruktur ein Kategorien-Baum anlegen. Einzelne Textstellen der eingespeisten Dokumente können im Programm markiert und einer Kategorie (im Programm als Code bezeichnet) zugewiesen werden. Hierfür wurde als Ausgangspunkt ein einfaches Kategoriensystem entworfen, welches deduktiv von empirischen Vorkenntnissen über den Fall und theoretischen Vorüberlegungen abgeleitet war. Anschließend wurden die gesammelten Dokumente in MAXQDA durchgesehen und als relevante Textstellen den jeweiligen Codes zugeordnet. Dabei wurde zunächst auf Basis von etwa hundert Dokumenten ein Pretest durchgeführt. Daraufhin

wurde das Kategoriensystem nochmals angepasst und die Texte recodiert. Die weitere Textextraktion im Forschungsverlauf erfolgte auf Basis dieses Systems. Abbildung 1 zeigt einen Ausschnitt der Benutzeroberfläche des Programms sowie den verwendeten Code-Baum.

Abbildung 1: Kategoriensystem zur Vercodung der Presse- und Unternehmensberichte



Quelle: Screenshot der Benutzeroberfläche des Programms MAXQDA. Code-Baum links im Bild⁷

⁷ Es wurde für alle vier Unternehmen derselbe Code-Baum verwendet. Der Übersicht halber wurde in der Abbildung lediglich der Reiter für E.ON (beinahe) vollständig aufgeklappt.

In einem zweiten Schritt wurden sämtliche auf diese Weise extrahierten Textstellen nach Excel exportiert und dort weiter aufbereitet. Beim Exportieren wurden für jedes extrahierte Textsegment vollautomatisch die folgenden Informationen gespeichert: Zugewiesener *Code*, *Unternehmen*, *Datum* der Veröffentlichung des Dokuments, *Quelle* sowie *Typ der Quelle* (etwa E.ON Geschäftsbericht 2012; Unternehmensberichte) sowie *Textstelle* (Seitenzahl). Um einen schnellen Überblick zu erleichtern, wurde zu jeder extrahierten Textstelle eine kurze Paraphrase verfasst, welche die zentralen Inhalte stichpunktartig zusammenfasst. Mittlerweile hatte sich im Lichte der gewonnenen Erkenntnisse über den Fall weitergehender Bedarf zur Anpassung des Kategoriensystems ergeben. Aufgrund dessen erfolgte in Excel eine weitere Ausdifferenzierung und teilweise Re-Kategorisierung der Daten. Tabelle 3 zeigt das auf Basis der Daten induktiv weiterentwickelte finale Kategoriensystem.⁸

Obgleich am Ende des Prozesses äußerst umfangreiche Excel-Tabellen entstanden waren, ließ sich über die Sortierfunktion des Programmes schnell und unkompliziert auf jedes interessierende Thema zugreifen. Während das ausdifferenzierte Kategoriensystem ein thematisches Raster bildete, konnte über die ebenfalls gespeicherten Veröffentlichungsdaten der einzelnen Dokumente auch die Zeitdimension abgefragt werden – so ließen sich Veränderungen der Aktivitätsmuster der Unternehmen im Zeitverlauf nachvollziehen sowie schlaglichtartig der Sachstand zu ausgewählten Zeitpunkten in den Blick nehmen. Das beschriebene Vorgehen leistete damit grundsätzlich zweierlei: Die *Reduzierung* des Umfangs des empirischen Materials, wobei bei Erhaltung der wesentlichen Inhalte eine Verbesserung der Übersichtlichkeit erreicht wurde, und gleichzeitig die *Strukturierung* des Materials nach analytischen Kategorien (Vgl. Mayring 2008, S. 56ff.).

Die Vercodung der Daten in MAXQDA und deren Aufbereitung in Excel erfolgte in mehreren Ansätzen. Eine Erstauswertung wurde Mitte 2012 vorgenommen. Danach wurden jeweils zu Beginn eines neuen Jahres die im Verlauf des zurückliegenden Jahres neu hinzugekommenen Dokumente bearbeitet.

⁸ Die Kategorienbildung lässt sich also als zwar theoretisch inspiriert und im Ausgangspunkt durch empirische Vorkenntnisse geprägt beschreiben, vollzog sich jedoch im weiteren Verlauf induktiv (vgl. Mayring 2008, 74 f.).

Tabelle 3: Finales Kategoriensystem zur Auswertung der Unternehmens- und Presseberichte

Kategorie	Differenziert nach	Beispiel
Strategie	Geschäftsmodell	Konzernübergreifende Aktivitäten; Allgemeine Unternehmensstrategie (Expansion, Fokussierung, Konsolidierung etc.)
	Regionale Aufstellung	Bedeutung verschiedener regionaler Märkte (Deutschland, Bundesland, verschiedene europäische Länder, international etc.)
	Geschäftsfelder	Aktivitäten in einzelnen Geschäftsbereichen (erneuerbare Energien, Netze etc.)
Bewertung/ Allgemeine Aussage	Themen	Erneuerbare Energien, Kernenergie, Klimawandel, Marktumfeld, Situation Konzern etc.
Ressourcen	Typ	Erzeugungsanlage, Unternehmen
	Bau/Kauf/Verkauf	
	Investitionssumme	
Politische Aktivitäten	Thema	Atomausstieg, sinkende Rentabilität konventioneller Kraftwerke, Wettbewerbsrecht, Klimaschutz etc.
	Zentraler Akteur	Unternehmen, Verband, Behörde, Politiker
	Aktivität	Drohung, Klage, Forderung, Kritik etc.
Managementwechsel	Geschäftseinheit	Konzern, Abteilung XY, Kontrollgremium
	Position	CEO, Abteilungsleiter, Aufsichtsrat etc.
	Offizieller Grund	
Veränderung der Organisationsstruktur	Betroffener Teil der Organisation	Gesamtkonzern, Abteilung XY
	Maßnahme	Verschmelzung, Aufspaltung, Gründung von Abteilungen etc.
Forschung und Entwicklung	Technologie	E-Mobilität, Smart Meter, CCS etc.
	Projektpartner	Unternehmen, Forschungseinrichtung
	Geldgeber	Behörde (national oder supranational)
	Investitionssumme	
	Laufzeit	
Kooperation/ Interaktion	Kollaborations- partner	Unternehmen, NGO, Gebietskörperschaft etc.
	Region	Deutschland, europäisches Land, international
	Typ von Kooperation/ Interaktion	Projektentwicklung, Forschungskooperation, Beteiligungsaustausch, Joint Venture, Abstimmung von Außenkommunikation etc.
Zusätzliche Qualitative Information (Wichtige Information, welche in keine der anderen Kategorien fällt)	Unterschiedliche Themen	Detailinformationen über einzelne Projekte, Hintergrundinformationen über Personal, Aktivitäten oder Forderungen von Anteilseignern u.v.m.

Nach diesem Muster wurden insgesamt 6.341 Dokumente erhoben und gesichtet. Hiervon entstammten 843 den Unternehmen selbst und 5.498 der Presseberichterstattung. Etwa die Hälfte dieser Dokumente – Tabelle 4 zeigt eine detaillierte Darstellung – wurden im Zuge des Kodiervorgangs in MAXQDA gelöscht und also keiner weitergehenden Analyse unterzogen, da sie sich entweder als für die Fragestellung irrelevant erwiesen oder redundante Informationen enthielten. Es bleibt zu erwähnen, dass im Verlaufe der Verschriftlichung der Arbeit themenbezogen einzelne, weitere Dokumente erhoben (und zitiert) wurden, welche sich nicht von Anfang an im Pool der strukturiert ausgewerteten Dokumente befanden.

Tabelle 4: Anzahl der erhobenen und weiterverarbeiteten Dokumente

	Anzahl erhobener Dokumente	Anzahl weiterverwerteter Dokumente
Presseberichterstattung		
Handelsblatt	3.039	1.578
Süddeutsche Zeitung	550	178
Frankfurter Allgemeine Zeitung	111	37
Westdeutsche Allgemeine Zeitung	369	124
Spiegel Online	216	102
Zeit Online	271	144
Diverse/Paperball	942	533
Gesamt Presseberichterstattung	5.498	2.696
Unternehmenskommunikation		
Unternehmensberichte		
– E.ON	25	19
– RWE	72	17
– EnBW	34	23
– Vattenfall	47	29
Pressemitteilungen	665	410
Gesamt Unternehmenskommunikation	843	498
Gesamt Dokumentenanalyse	6.341	3.194

Die Auswertung öffentlich zugänglicher Dokumente erwies sich zwar als äußerst hilfreich bei der ersten Strukturierung des Falles sowie der explorativen Identifikation von Wissenslücken und weiterführenden (Detail-)Fragestellungen, als alleinige Datengrundlage für eine qualitative Fallstudie wären sie jedoch aufgrund einiger spezifischer Eigenschaften nicht ausreichend. Von den Unternehmen veröffentlichte Dokumente dienen dem Zweck, eine Interpretation des behandelten Sachverhaltes im Sinne der Unternehmensinteressen anzubieten und somit öffentliche Interessenspolitik zu betreiben. Presseberichte dagegen tragen die Handschrift des jeweiligen Autors und sind von dessen (politischem) Hintergrund geprägt. Einige Journalisten neigen offenbar dazu (unreferenziert und ungeprüft) Inhalte anderer Medien zu übernehmen, wodurch sich Falschinformationen verbreiten können oder der Eindruck von Relevanz bei Sachverhalten entsteht, die für die Akteure im Feld in Wirklichkeit eher nebensächlich sind. Um diesen Problemen zu begegnen, wurden vertiefend Interviews mit Mitarbeitern der Unternehmen geführt.

2.2.2 Interviews mit Mitarbeitern der Unternehmen

Um weitergehende Kenntnisse über den Fall zu erlangen, wurden im Zeitraum von Mitte 2013 bis Mitte 2015 insgesamt 22 Interviews geführt – 20 mit Mitarbeitern der vier Unternehmen sowie zwei mit Vertretern der Eigentümerseite. Die Planung, Durchführung und Auswertung dieser Interviews folgte den methodischen Anweisungen von Gläser und Laudel (2009). Im Folgenden soll das Vorgehen Schritt für Schritt beschrieben werden.

Auswahl der Gesprächspartner

Ab Anfang 2013 wurden gezielt Veranstaltungen besucht, bei denen Mitarbeiter der Unternehmen als Sprecher angekündigt waren oder deren Anwesenheit zu erwarten war. Bei dieser Gelegenheit wurde der Kontakt gesucht und potentielle Interviewpartner direkt angefragt. In acht Fällen kamen die Interviews auf diesem Weg zustande. Anschließend wurde das Schneeballprinzip genutzt, indem bei den ersten Interviewten Kontakte zu weiteren potentiell interessanten Gesprächspartnern angefragt wurden. Der Vorteil des Schneeballprinzips besteht darin, dass zielgerichtet Kontaktpersonen in bestimmten Geschäftsbereichen angefragt werden können, wodurch sich ef-

fizient bestehende Wissenslücken schließen lassen. Gleichzeitig bestehen jedoch auch Nachteile: Da Kontaktpersonen in der Regel auf Mitarbeiter verweisen, welche ihnen persönlich bekannt sind, besteht die Gefahr eines zu homogenen Samples an Befragten und damit einhergehenden Verzerrungen bei den erlangten Informationen (Przyborski und Wohlrab-Sahr 2009, S. 72). Da die insgesamt neun Kontakte, welche nach dem Schneeballprinzip gewonnen wurden, durch vier verschiedene Kontaktpersonen zustande kamen, sollten solche Verzerrungen jedoch gering sein. Die fünf übrigen Interviews kamen durch gezielte Anfrage zustande. Personen, für welche im Laufe der Untersuchung Aufmerksamkeit geweckt worden war und die aufgrund ihres biographischen Hintergrundes als interessant einzuschätzen waren, wurden direkt kontaktiert und um ein Interview angefragt. In zwei dieser Fälle wurden jedoch vom Unternehmen alternative Ansprechpartner vermittelt.

Hieraus geht hervor, dass die Auswahl der Interviewten stark von Zufälligkeiten geprägt war und damit nur in begrenztem Umfang der eigenen Kontrolle unterlag. Dennoch ist letztlich eine ausbalancierte Auswahl gelungen (Tabelle 5 zeigt eine anonymisierte Übersicht über die Befragten).

Zunächst sind die vier Unternehmen relativ gleichmäßig repräsentiert. Außerdem wurden Mitarbeiter auf allen relevanten Hierarchiestufen erreicht. Neben Beschäftigten im operativen Geschäft handelte es sich beim überwiegenden Teil der Befragten um Personen des mittleren Managements, also den Leitern entsprechender Bereiche. Außerdem wurden mehrere Personen aus dem Top-Management interviewt – dies ist in der Tabelle nicht angegeben, da sich die Anonymität dieser Personen sonst nicht aufrechterhalten lassen würde.⁹

Dazu konnten für alle wichtigen Ereignisse im Untersuchungszeitraum Zeitzeugen befragt werden. Abbildung 2 zeigt, wieviele Interviewte jeweils in welchen Jahren bei den entsprechenden Unternehmen beschäftigt waren. Der Zeitraum von 1998 bis 2015 war also gut mit Interviews abgedeckt.

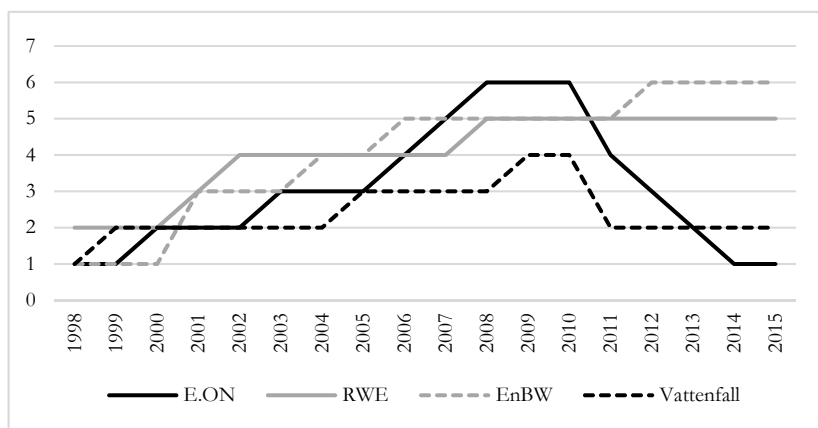
⁹ Auch im Folgenden werden einige Informationen über die Auswahl der Interviewten nur in aggregierter Form offengelegt, um deren Anonymität zu gewährleisten.

Tabelle 5: Anonymisierte Detailinformationen zu den Interviews

Interview	Stellung	Audio- aufnahme	Interview- situation	Datum	Gesprächs- dauer
E.ON 1	Operatives Geschäft	N	Telefonisch	Aug 2013	38 Min
E.ON 2	Operatives Geschäft	N	Telefonisch	Jul 2014	41 Min
E.ON 3	Führungsposition	J	Telefonisch	Mai 2015	72 Min
E.ON 4	Führungsposition	J	Face-to-face	Mai 2015	89 Min
E.ON 5	Führungsposition	N	Telefonisch	Mai 2015	52 Min
RWE 1	Operatives Geschäft	N	Telefonisch	Mrz 2014	70 Min
RWE 2	Führungsposition	J	Face-to-face	Mrz 2014	89 Min
RWE 3	Führungsposition	J	Face-to-face	Apr 2014	64 Min
RWE 4	Operatives Geschäft	J	Telefonisch	Mai 2015	74 Min
RWE 5	Führungsposition	J	Face-to-face	Aug 2015	90 Min
EnBW 1	Operatives Geschäft	J	Face-to-face	Aug 2013	87 Min
EnBW 2	Operatives Geschäft	J	Face-to-face	Apr 2014	54 Min
EnBW 3	Führungsposition	J	Face-to-face	Jun 2014	71 Min
EnBW 4	Führungsposition	J	Face-to-face	Jul 2014	57 Min
EnBW 5	Führungsposition	J	Face-to-face	Jul 2014	49 Min
EnBW 6	Führungsposition	J	Face-to-face	Jun 2015	26 Min
Vattenfall 1	Führungsposition	J	Face-to-face	Aug 2014	79 Min
Vattenfall 2	Führungsposition	J	Telefonisch	Jun 2015	43 Min
Vattenfall 3	Führungsposition	J	Face-to-face	Jun 2015	92 Min
Vattenfall 4	Führungsposition	J	Telefonisch	Jul 2015	62 Min
VKA 1	Leitende Stellung	J	Face-to-face	Mai 2015	61 Min
OEW 1	Leitende Stellung	J	Face-to-face	Jul 2015	88 Min

Etwa zwei Drittel der Befragten waren zum Zeitpunkt des Interviews im Unternehmen beschäftigt, bei etwa einem Drittel handelte es sich um ehemalige Mitarbeiter. Diese beiden Gruppen weisen jeweils spezifische Vorzüge und Nachteile auf. Der Vorteil einer Befragung ehemaliger Mitarbeiter liegt in deren potentiell größerer Bereitschaft zur Preisgabe von Insider-Informationen. Gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr, dass diese Personen ihrem Unmut über den ehemaligen Arbeitgeber Raum verschaffen und falsche oder überspitzte Informationen weitergeben. Aktive Beschäftigte vertreten dagegen auch im Interview unter Umständen die Interessen ihres Unternehmens und passen dementsprechend ihr Antwortverhalten an. Dies war bei der Durchführung und Auswertung der Interviews zu berücksichtigen.

Abbildung 2: Zeitraum der Anstellung der Befragten in den jeweiligen Unternehmen



In Anzahl der Befragten

Dazu zeigt Tabelle 6, in welchen Geschäftsbereichen die Interviewten tätig waren. Auch hier ist eine gute Abdeckung verschiedener Tätigkeitsbereiche gelungen, wobei festzustellen ist, dass nicht für jedes Unternehmen ein Gesprächspartner für jeden Tätigkeitsbereich interviewt wurde.

Tabelle 6: Tätigkeitsbereiche der Interviewten

Bereich	E.ON	RWE	EnBW	Vattenfall
Corporate Development/ Strategie	x	x	x	x
Handel	x		x	x
Vertrieb		x		x
Marktanalyse		x	x	
Übertragungsnetze	x	x		x
Verteilnetze		x		x
Forschung und Entwicklung		x	x	
Erzeugung/Kraftwerksbau		x	x	
Politikarbeit			x	
Öffentlichkeitsarbeit	x	x		
Kommunale Beziehungen	x	x		

Markierung eingetragen, wenn zumindest ein Befragter in dem entsprechenden Tätigkeitsbereich beschäftigt war

Die Anzahl der zu befragenden Mitarbeiter war jedoch nicht vorab festgelegt. Vielmehr ging der Anteil an neuen Informationen mit fortschreitender Anzahl an durchgeführten Interviews merklich zurück. Mit den letzten Interviews war schließlich eine Situation erreicht, in welcher die Gespräche vor allem die bisherigen Erkenntnisse stützten, darüber hinaus allerdings wenig neue Einblicke boten – es war also eine ausreichende Sättigung der Datengrundlage gegeben.

Durchführung der Interviews

Der überwiegende Teil der Interviews (14 von 22) wurde Face-to-Face durchgeführt. Ort der Befragung war in aller Regel entweder das Büro des Interviewpartners oder ein Besprechungsraum – die Interviews fanden also in für die Befragten gewohnter Umgebung statt.¹⁰ Die übrigen acht Interviews wurden am Telefon geführt, da die entsprechende Person – aus nicht bekannten Gründen – ein persönliches Treffen ablehnte. Mit wenigen Ausnahmen räumten die Befragten ausreichend Zeit für das Gespräch ein, so dass alle interessierenden Fragen gestellt werden konnten. Bis auf vier Interviews wurden alle Gespräche aufgezeichnet. Die nur mit handschriftlichen Notizen festgehaltenen Interviews entzogen sich zwar einer systematischen Auswertung und können nur mit Einschränkung als wissenschaftliche Quellen gelten, sie boten aber interessante Hintergrundinformationen, da diese Befragten, im Bewusstsein nicht aufgezeichnet zu werden (und nicht zitiert werden zu können), vergleichsweise offen sprachen.

Alle Interviews wurden auf Basis eines eigens auf den Hintergrund und die Position der spezifischen Person zugeschnittenen Leitfadens durchgeführt – Tabelle 7 zeigt einen verallgemeinerten Interviewleitfaden. Dieser Leitfaden diente der Orientierung im Gespräch, die Reihenfolge der Abhandlung der Themen wurde jedoch dem Gesprächsfluss überlassen. Um die Bereitschaft zu Offenheit und Ehrlichkeit im Antwortverhalten zu begünstigen, wurde allen Interviewten – auch wenn nicht immer explizit gefordert – vollständige Anonymität zugesagt.

10 Hier gab es lediglich zwei Ausnahmen. Ein Interview fand in einem Besprechungsraum an der Universität Stuttgart statt, ein weiteres wurde in einer Hotelgaststätte durchgeführt.

Tabelle 7: Interviewleitfaden

Allgemeine Fragen (an alle Interviewten)
<p>Was waren die wichtigsten <i>Veränderungen</i> während Ihrer Zeit im Unternehmen?</p> <ul style="list-style-type: none"> – Veränderungen des Marktumfeldes – Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen – Wie ging Ihr Unternehmen mit diesen Veränderungen um?
<p>Wie würden sie den <i>strategischen Fokus</i> während Ihrer Zeit im Unternehmen beschreiben?</p> <ul style="list-style-type: none"> – Gab es wichtige strategische Weichenstellungen? – Was waren Ihrer Ansicht nach die »besten« strategischen Entscheidungen? – Gibt es Entscheidungen, welche sie rückblickend kritisch bewerten würden?
<p>Was sind die wichtigsten Gründe für die aktuelle <i>Krise</i> Ihres Unternehmens?</p> <ul style="list-style-type: none"> – Welche Maßnahmen wurden unternommen, um diesen Problemen zu begegnen? – Welche zukünftigen Geschäftsbereiche wurden identifiziert?
<p>Wie würden Sie die Rolle der <i>Aktionäre</i> Ihres Unternehmens beschreiben?</p>
<p>Gab es während Ihrer Zeit im Unternehmen wichtige <i>personelle Veränderungen</i> in der Unternehmensführung?</p> <ul style="list-style-type: none"> – Was waren die Gründe für diese Veränderungen? – Welche Auswirkungen hatten diese Veränderungen?
<p>Im Jahr XY gründete Ihr Unternehmen eine separate Geschäftseinheit für <i>erneuerbare Energien</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Was war der Hintergrund dieser Entscheidung? – Warum hat Ihr Unternehmen sich nicht früher für diesen Geschäftsbereich interessiert? – Wann wurden in Ihrem Unternehmen die Markteffekte wahrgenommen, die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland einhergingen?
Spezifische Fragen (an den jeweiligen Interviewten angepasst)
<p>Abhängig von der Zeitspanne, in welcher die Person im Unternehmen angestellt war:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Fragen über einen spezifischen Deal (Übernahme von Unternehmen XY etc.) – Fragen bezüglich spezifischer unternehmerischer Schwerpunkte (etwa Bau neuer Kohlekraftwerke) – Hintergrundinformationen über die Gründung neuer Geschäftseinheiten (etwa für erneuerbare Energien) – Fragen über spezifische politische Regularien (etwa Emissionshandel, Kernenergieausstieg) – Fragen über bestimmte gesellschaftliche Trends oder Bewegungen (etwa Rekommunalisierung oder Anti-Atom-Bewegung)
<p>Abhängig von der Geschäftseinheit, in welcher die Person beschäftigt war:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Detailfragen über strategische Entwicklungen, Geschäftstätigkeiten, einzelne Projekte im entsprechenden Bereich (etwa Übertragungsnetzbetrieb, Öffentlichkeitsarbeit oder Stromhandel)

Verallgemeinerte Fassung. Leitfaden wurde jeweils im Detail an die einzelnen Gesprächspartner angepasst

Im Anschluss an die Gespräche wurde jeweils ein Interviewprotokoll erstellt, welches die zentralen Merkmale der Erhebungssituation festhielt (Gläser und Laudel 2009, S. 192). Dieses Protokoll enthielt Informationen über das Zustandekommen des Gesprächs, die Dauer, Ort der Durchführung sowie

Datum, dazu Notizen über die Situation vor dem Interview (Begrüßung, Fragen im Vorfeld), den Gesprächsverlauf (Gesprächsatmosphäre, etwaige Störfaktoren oder Unterbrechungen) sowie die Nachinterviewphase (etwaige informelle Informationen, Nachfragen seitens des Interviewten).

Tabelle 8: Kategoriensystem zur Auswertung der Interviews

	Kategorie	Kurzdefinition
Übergreifende Kategorien		
	(Unternehmens-)kulturelle Identität	Werte, Normen, Rollenverständnis, Leitbilder, unternehmerisches Selbstverständnis
	Forschung und Entwicklung	Organisation der Forschungsaktivitäten, spezifische Fokusse, Projekte, Technologien, Bewertung
	Image	(Veränderungen der) öffentliche(n) Wahrnehmung des Unternehmens
	Management	Hintergrundinformationen über Personal (Charakter, Führungsstil, Einstellung etc.) oder Gründe von Personalwechselln
	Politische Aktivitäten	Genereller Ansatz, spezifische Taktiken, Organisation der Politikarbeit, Framing, Bewertung von Prozessen, Detailsinblicke
	Rating	Rolle des Ratings für Geschäftsentscheidungen, spezifische Fallbeispiele, strukturelle Bewertung
	Übergreifende Strategie (Differenziert nach Zeitspanne)	Fokus von Geschäftsaktivitäten (etwa Wachstumsstrategie, Konsolidierung, Sparprogramme)
	Regionale Ausrichtung (Differenziert nach Zeitspanne)	(Veränderung der) Rolle spezifischer regionaler Märkte (Marktposition, Bewertung, Marktein- oder -austritt)
	Investitionen/ Desinvestitionen (Differenziert nach Zeitspanne)	Informationen über spezifische Deals, Projekte
	Erneuerbare Energien (Differenziert nach Zeitspanne)	Einstellung gegenüber verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien, Bewertung der Wirtschaftlichkeit, technologische Machbarkeit, Einfluss auf Märkte, eigene Geschäftsaktivitäten
	Governance (Differenziert nach Zeitspanne)	Entscheidungsfindung im Unternehmen, Hierarchien
	Rolle der Anteilseigner (Differenziert nach Zeitspanne)	Allgemeine Informationen, spezielle Forderungen, Einflussnahme, Unterstützung/Blockierung spezifischer Entscheidungen der Unternehmensführung

Spezielle Kategorien		
Ereignisse/ Themen 1998-2005	1. Atomausstieg	Öffentliche Debatten, politische Verhandlungen, Positionen der Unternehmen, Konsequenzen
	Liberalisierung	Auswirkungen der 1998er EnWG-Novelle, Feldveränderungen, Geschäftsstrategien
	Großfusionen	Fusionen der Verbundunternehmen, Ruhrgas-Übernahme
	Unbundling/ Netzregulierung	Rolle der 1998-2005er Regelungen, Bewertung, politische Verhandlungen, Lobbying
Ereignisse/ Themen 2005-2011	Emissionshandel	Politische Verhandlungen, Lobbying, Auswirkungen der Gesetzgebung, Bewertung
	Kartellverfahren	Verdachtsmomente, Reaktionen, Folgen, Bewertung der Vorwürfe, Hintergrundinformation
	Neubauten konventioneller Kraftwerke	Hintergrund der Geschäftsentscheidungen, Erwartungen, Informationen über Einzelprojekte, rückblickende Bewertung
	Unbundling/ Netzregulierung	Rolle der Regelungen nach 2005, Bewertung, politische Verhandlungen, Lobbying
	Wirtschaftskrise	Auswirkungen, Strategien, Bewertung
	Rekommunalisierung	Einschätzungen der Hintergründe/Motivationen, Auswirkungen, Strategien
	Überteuerte Übernahmen	Hintergrundinformationen über Endesa-, Nuon-, Essent-Deals, Rückblickende Bewertung
	Verkauf der Übertragungsnetze	Hintergrundinformationen, Motivation, rückblickende Bewertung
	Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken	Politische und öffentliche Debatten, Interessen, Bewertung, Policy-Prozess, Lobbying-Strategien
	Störfälle in Kernkraftwerken	Hintergrundinformationen, Konsequenzen, defensive Strategien
Ereignisse/ Themen 2011-2015	Fukushima	Bewertung des Vorfalles
	2. Atomausstieg	Reaktionen (Klagen, Lobbying), Auswirkungen auf das Unternehmen (wirtschaftlich, kulturell)
	Krise konventioneller Kraftwerke	Hintergründe, Auswirkungen, zugrunde liegende Marktmechanismen, Kompensationsstrategien (unternehmerisch und politisch)
	Sparprogramme	Spezifische Informationen, Motivation, Bewertung des Erfolges
	Neue Geschäftsfelder	Informationen über unternehmensinterne Such- und Selektionsprozesse, identifizierte zukünftige Geschäftsbereiche, Motivationen, Erwartungen
	Klimaabgabe für Braunkohlekraftwerke	Öffentliche Debatten, Bewertung, Lobbying
	Rekommunalisierung	Fälle in Hamburg, Berlin und Stuttgart, Hintergrundinformationen, Bewertung, Strategien

Vereinfachte Darstellung

Auswertung der Transkripte

Die Interviews wurden vollständig transkribiert,¹¹ anonymisiert und anschließend in MAXQDA vercodet. Der grundsätzliche Prozess der Datenextraktion erfolgte nach demselben Muster wie im Fall der Dokumentenanalyse (oben ausführlich beschrieben). Lediglich wurde ein anderes Kategoriensystem zugrunde gelegt. Dieses wurde auf Basis der zum Zeitpunkt der Auswertung bestehenden Vorkenntnisse entworfen und auf die Informationsstruktur der Interviews ausgelegt. Tabelle 8 zeigt dieses Kategoriensystem.

2.2.3 Komplementäre Daten

Zur Ergänzung der Dokumentenanalyse und der Experteninterviews wurden selektiv quantitative Daten hinzugezogen sowie im Rahmen von teilnehmender Beobachtung Kontextinformationen über den Fall gesammelt. Beides erfolgte nicht in systematischer, regelgeleiteter Manier. Dennoch soll im Folgenden das Vorgehen in Kürze beschrieben werden.

An verschiedenen Stellen der Arbeit wurden *quantitative Daten* hinzugezogen, um langfristige Entwicklungen darzustellen sowie bezüglich spezifischer Merkmale Größenordnungen aufzuzeigen und systematische Vergleiche zwischen Unternehmen zu ermöglichen. Die verwendeten Daten stammten von den Unternehmen selbst,¹² von Branchenverbänden oder Be-

11 Die Transkription folgte ebenfalls den Anweisungen von Gläser und Laudel (2009, S. 193). Wörtliche Zitate dieser Transkripte wurden im Prozess der Niederschrift der Arbeit auf behutsame Weise sprachlich geglättet. Dies dient ausschließlich der besseren Lesbarkeit und erfolgte nur, wenn jegliche Verfälschung der Aussage ausgeschlossen werden konnte. In aller Regel ging es bei den Nachbesserungen um Wortwiederholungen oder größere grammatikalische Unstimmigkeiten des gesprochenen Wortes.

12 Viele quantitative Daten können nur als Annäherung gelten. Die genauen Berechnungsgrundlagen der einzelnen Unternehmen sind häufig nicht transparent. Dazu kommen Veränderungen in der Berichterstattung im Zeitverlauf sowie Unterschiede in der Berichterstattung zwischen den Unternehmen. Entsprechende Einschränkungen werden an entsprechender Stelle jeweils als Fußnote angeführt. Darüber hinaus wurden im Fall von Vattenfall in schwedischen Kronen angegebene Zahlen in Euro umgerechnet. Hierzu wurden die Wechselkurse angelegt, die das Unternehmen selbst in den Geschäftsberichten des jeweiligen Jahres angegeben hatte (Im Konzernabschluss findet sich jeweils ein Unterpunkt »Exchange Rates«. Für die vorliegende Arbeit wurde der Kurs zum Jahreswechsel gewählt).

hören. Wenn möglich wurden verschiedene Quellen abgeglichen. Methodisch kamen den quantitativen Daten zwei Aufgaben zu: Sie dienten zum einen dem Zweck, explorativ Entwicklungen im Feld zu ergründen. So wurden etwa Zeitreihen herangezogen, um gemeinsam mit ersten Vorkenntnissen der Dokumentenanalyse den Fall für die tieferegreifende Analyse vorzustrukturieren. Quantitative Daten werden hier als Indikatoren für die zugrunde liegenden theoretischen Kategorien herangezogen, um zeitliche Trends in der Entwicklung des deutschen Stromsektors und den großen Versorgern darzustellen (Kapitel 5). Zum anderen wurden quantitative Daten herangezogen, um mit qualitativen Methoden erschlossene empirische Erkenntnisse abzusichern. So ließen sich etwa einige, von Interviewten beschriebene Entwicklungen anhand von Längsschnittdaten überprüfen sowie zeitlich konkretisieren.

Dazu erfolgten *teilnehmende Beobachtungen* auf Veranstaltungen unterschiedlicher Art. Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurden die folgenden Ereignisse besucht:

- RWE Talk, 19. Februar 2014, Berlin
- DLR Energiespeichersymposium, 12. März 2014, Stuttgart
- Windbrachentag Baden-Württemberg, 28. Mai 2014, Stuttgart
- BDEW Kongress, 24.-26. Juni 2014, Berlin
- RWE Hauptversammlung, 23. April 2015, Essen
- EnBW Hauptversammlung, 29. April 2015, Karlsruhe
- E.ON Hauptversammlung, 7. Mai 2015, Essen
- Mehrere Vorträge von Mitarbeitern der vier Unternehmen im Rahmen energiewirtschaftlicher Lehre an der Universität Stuttgart, 2014-2015.

Die Teilnahme an diesen Veranstaltungen hatte für die Untersuchung zweierlei Funktion: Zum einen dienten sie der Akquise potentieller Interviewpartner. Zum anderen boten sie interessante Kontextinformationen. So konnten im informellen Gespräch mit einer Vielzahl von Akteuren der Branche – und nicht nur der vier Unternehmen – plastische Eindrücke von der Stimmung in der Branche gesammelt und die zum jeweiligen Zeitpunkt vorrangigen Themen identifiziert werden. Dies lenkte auch den Blick auf neue, bisher unterbelichtete oder in ihrer Bedeutung unterschätzte Aspekte.

2.3 Maßnahmen zur Gewährleistung der wissenschaftlichen Güte

Bei der detaillierten Vorstellung der eingesetzten Methoden wurden bereits einige Grenzen dieser Techniken sowie der zugrunde liegenden Datenquellen angeführt. Im Folgenden soll auf einer allgemeineren Ebene die wissenschaftliche Güte des verwendeten methodischen Instrumentariums diskutiert werden.

Im Unterschied zur quantitativen Sozialforschung herrscht in der qualitativen Sozialforschung wenig Einigkeit über Kriterien zur Bestimmung der wissenschaftlicher Güte von Forschungsmethoden (Przyborski und Wohlrab-Sahr 2009, S. 35). Bisherige Vorschläge für gemeinsame Standards stellen dabei meist einen Versuch dar, die aus der quantitativen Forschung bekannten Gütekriterien – maßgeblich die der Validität, Reliabilität und Objektivität – auf qualitative Methoden zu übertragen. Dies ist nach Ansicht des Verfassers aufgrund der völlig unterschiedlichen Eigenschaften der verwendeten Daten sowie den grundlegend verschiedenen Praktiken deren Analyse und Interpretation wenig zielführend, wobei gleichzeitig völlig unklar ist, weshalb es überhaupt erstrebenswert sein sollte, für zwei vollkommen verschiedene Herangehensweisen einen gemeinsamen Bewertungskatalog zu entwickeln.¹³

Stattdessen wurden für die vorliegende Arbeit in Anlehnung an Mayring (2002), Lamnek (2005) und Flick (2010) alternative Maßnahmen zur Gewährleistung der wissenschaftlichen Güte abgeleitet und zur Anwendung gebracht. Dabei handelte es sich um:

- Die *Explikation* des Vorgehens, also die Offenlegung der Einzelschritte des Untersuchungsprozesses und der Regeln, nach denen die Daten erhoben, ausgewertet und interpretiert wurden. Hiermit soll das Verfahren intersubjektiv nachvollziehbar und überprüfbar gemacht werden (Lamnek 2005, S. 24, S. 146). Zudem soll eine größtmögliche Transparenz der Datenbasis gewährleistet werden: Der überwiegende Teil der in der Arbeit referenzierten Datenquellen ist im Internet verfügbar. Quellen, auf

13 Auf eine tiefere wissenschaftstheoretische Diskussion über die Möglichkeiten und Grenzen der Übertragbarkeit quantitativer Gütekriterien auf qualitative Forschung soll an dieser Stelle verzichtet werden. Verschiedene Perspektiven auf den Diskurs und weiterführende Literatur finden sich etwa in Flick (2010, S. 487 ff.) oder Lamnek (2005, S. 142ff.).

welche das nicht zutrifft, liegen dem Autor digital gespeichert vor und können bei Interesse angefragt werden.¹⁴

- *Regelgeleitetheit* des Vorgehens. Das Vorgehen bei der Datenerhebung und Auswertung erfolgte, wie oben im Detail dargestellt, in grundlegend systematischer Weise. Dabei wurde jedoch in Rechnung gestellt, dass ein zu starres Festhalten an einem festgeschriebenen Forschungsinstrumentarium die qualitativen Prinzipien der Offenheit und Flexibilität gefährden würde und letztlich kontraproduktiv wäre (Mayring 2002, S. 104; Lamnek 2005, S. 147).
- *Kommunikative Validierung* der Ergebnisse im Sinne einer Rückkopplung der Interpretationen an die Befragten (Lamnek 2005, S. 147; Mayring 2002, S. 106). Dies fand quasi-automatisch statt, da im fortgeschrittenen Forschungsprozess bei der Durchführung von Interviews Erkenntnisse aus früheren Forschungsschritten zugrunde gelegt und damit einer Prüfung durch die Interviewten ausgesetzt wurden. Darüber hinaus erfolgte eine Rückspiegelung der eigenen Interpretation in informellen Gesprächen im Anschluss an die Interviews sowie auf Branchenveranstaltungen. Dabei war jedoch, wie bereits bei der eigentlichen Durchführung der Interviews, abzuwägen, inwieweit die Kontaktpersonen lediglich versuchten, im Sinne der Agenda ihres Unternehmens Einfluss auf die Forschungsergebnisse zu nehmen. In den meisten Fällen fanden die ins Feld zurückgetragenen Interpretationen jedoch Unterstützung durch die jeweiligen Gesprächspartner.
- Absicherung von Erkenntnissen durch *Triangulation* verschiedener Datenquellen und Erhebungsmethoden. In der Arbeit kamen drei Techniken der Triangulation zum Einsatz (In Anlehnung an Yin 2014, 118 f.; Flick 2010, 519 f.; Lamnek 2005, 574 ff.): (1) Der kritische Abgleich von selbst erhobenen und ausgewerteten empirischen Daten mit den Forschungsergebnissen anderer Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler – soweit möglich (siehe Forschungsstand). (2) Die Kombination von verschiedenen Erhebungsmethoden. So wurden Informationen aus Interviews sowie (unterschiedlichen Typen) von Dokumenten durch quantitative Daten und informelle Einblicke auf Branchenveranstaltungen komplementiert. (3) Die Spiegelung verschiedener Datenquellen. Im Falle der Dokumentenanalyse wurden nicht nur verschiedene Typen an Dokumenten ausgewählt (Unternehmensberichte sowie Presseberichte), im Falle

14 Dies ist lediglich im Falle der Audio-Mitschnitte der Interviews aus forschungsethischen Gründen nicht möglich. Sie sind jedoch ebenso archiviert.

der Medienberichterstattung wurde auch auf ein breites thematisches (Wirtschaft- sowie Tagespresse) sowie politisches Spektrum wertgelegt. Im Falle der Interviews wurde auf eine heterogene Auswahl an Gesprächspartnerinnen und Gesprächspartnern gezielt (unterschiedliche Tätigkeitsbereiche, Hierarchieebenen, ehemalige sowie aktuelle Beschäftigte).

3. Theoretische Rahmung I: Herleitung

Das Verhältnis von empirischer Forschung und sozialwissenschaftlicher Theorie ist in der vorliegenden Arbeit verschränkt. Der Theorie kommt zu einen die Aufgabe zu, einen Analyserahmen zu stellen, der eine tiefgreifende Bearbeitung der aufgestellten Forschungsfragen erlaubt. Das heißt, die theoretische Rahmung dient zunächst als Instrument für die umfassende Erklärung des zu untersuchenden Falles (Rohlfing 2012, S. 2). Zum anderen soll die theoretische Basis jedoch auch vor dem Hintergrund der empirischen Erkenntnisse reflektiert werden, die Empirie soll also einen Beitrag zur Weiterentwicklung der Theorie bieten (Venesson 2008, S. 227).

Das Identifizieren einer geeigneten theoretischen Rahmung gestaltete sich aufgrund der Breite der Fragestellung jedoch als schwierig. Vennesson (2008) benennt die Abhängigkeit von einer vorab existierenden Theorie als eine der zentralen Herausforderungen einer Fallstudie:

»[...] time and again, case study specialists recognize that either those theoretical frameworks are lacking, or they are ill-suited [...]. When a theory exists, it is often insufficiently specified and rarely tailored to the problem at hand. There can be elements of theories, dispersed or available in a primitive formulation, but they have to be rethought and redesigned [...]« (ebd., S. 236).

Dieses Problem stellt sich auch im vorliegenden Fall. Vorhandene Theorien, welche allgemein genug wären, um den Themenkomplex in seiner Breite zu erfassen, bieten wenig Handreichung für die Detailanalyse konkreter Sachverhalte, während stärker auf spezifische Phänomene zugeschnittene, speziellere Theorien jeweils nur einem ausschnittshaften Verständnis des Falles dienen. Um dem zu begegnen wird im Folgenden eine Zusammenführung mehrerer sozialwissenschaftlicher Theorien vorgenommen. Das Grundgerüst stellen die Feldtheorien von Bourdieu sowie Fligstein und McAdam dar, komplementiert durch Dolatas Theorie sozio-technischer Transformation. Um die wissenschaftstheoretischen Unstimmigkeiten zu minimieren, welche

häufig auftreten, wenn verschiedene Theorien miteinander verbunden werden, versuche ich stets, das bei Bourdieu sowie Fligstein und McAdam vorliegende ontologische Verständnis eines Feldes – beide Theorien basieren auf einem äußerst ähnlichen Fundament – zugrunde zu legen, wenn ich ergänzende Theoriebausteine einfüge. Diese (hier bereits vorweggenommene) Entscheidung über die Auswahl der zu verwendenden Theorien soll im Folgenden hergeleitet werden. Hierfür will ich zunächst das Forschungsfeld abstecken und bestehende Ansätze diskutieren. Anschließend werden die drei grundlegenden Theorien kurz vorgestellt und deren Kompatibilität diskutiert, bevor die hieraus resultierende theoretische Konzeption der Arbeit in Kapitel 4 im Detail vorgestellt wird.

Darüber hinaus ist jedoch ein zweites erklärtes Ziel der Arbeit, auf Basis der empirischen Erkenntnisse eine Weiterentwicklung der verwendeten Theorien anzubieten. Dies geschieht in zweierlei Weise: Zum einen wird das Bourdieu'sche Verständnis von Kapital in die (neoinstitutionalistische) Feldtheorie (wieder-)eingeführt, was – so meine Ansicht – zu einer größeren Analyseschärfe und zur besseren forschungspraktischen Anwendbarkeit des Ansatzes beiträgt (ausführlicher Abschnitt 4.1.1). Zum anderen werden verschiedene Ansätze zum Entstehen und zur Überwindung von organisationaler Trägheit zusammengeführt, um ein forschungspragmatisches Instrumentarium der Analyse dieses Phänomens anzubieten (dies geschieht in Abschnitt 4.3.1).

3.1 Grundlegende Verortung

Um die Rolle von Großunternehmen in einem sektoralen Transformationsprozess untersuchen zu können, bedarf es einer theoretischen Konzeption, welche die Interaktionen zwischen Unternehmen und ihrer – ökonomischen wie auch sozio-politischen – Umwelt greifbar macht. Grundlegend verstehe ich unter einem Wirtschaftssektor eine Population von Unternehmen, welche ein spezifisches Set an Produkten (im weiteren Sinne) entwickeln, herstellen und verkaufen (an Anlehnung an Malerba 2002, S. 248; Hollingsworth et al. 1994, S. 8). Für die vorliegende Fragestellung ist jedoch ein breites Verständnis eines Sektors vonnöten, welches über die rein ökonomische Dimension hinausgeht. Wie der Forschungsstand nahelegt, ist der Stromsektor maßgeblich auch durch politische Regularien mitstrukturiert,

welche den Marktakteuren wiederum nicht ausschließlich von außen aufkotroyiert werden, sondern vielmehr in einem Aushandlungsprozess mit diesen entstehen. Außerdem können weitere (explorativ zu spezifizierende) gesellschaftliche Zusammenhänge – etwa soziale Bewegungen, mediale Diskurse oder gesellschaftliche Makro-Trends – Einfluss auf die Entwicklungen eines Wirtschaftssektors nehmen. Die Bedeutung der Umweltbewegung für die Entwicklung des Stromsektors ist nur ein Beispiel für einen nicht marktbezogenen und nicht (formell-)politischen Einflussfaktor auf den zu analysierenden Transformationsprozess. Darüber hinaus deutet die eingangs festgestellte zentrale Rolle der erneuerbaren Energien im Transformationsprozess auf die Relevanz von (neuen) Technologien für die Entwicklung eines Sektors hin. Es ist also eine theoretische Rahmung erforderlich, welche ein dynamisches Verständnis eines Wirtschaftssektors anlegt und in der Lage ist, neben ökonomischen Entwicklungen auch sozio-politische und technologiespezifische Veränderungen zu greifen. Nachdem es um die Rolle von Unternehmen in einem solchen Prozess geht, ist eine Theorie mit explizitem Akteursbezug anzustreben.

Im Folgenden werden zunächst einige Theorietraditionen diskutiert, welche im Verlauf des Forschungsprozesses rezipiert wurden und unterschiedliche Perspektiven auf den Sachverhalt bieten. Anschließend werden die Konzepte, welche als für die Analyse des Falles geeignet erachtet wurden und die Basis der theoretischen Rahmung stellen, vorgestellt.

3.2 Verschiedene Perspektiven auf die Umwelt von Unternehmen

Zunächst findet sich eine Vielzahl *wirtschaftswissenschaftlicher* Ansätze, die das Zusammenspiel zwischen Unternehmen und ihrer Umwelt behandeln. Die *Industrieökonomik* (Bain 1968 u.a.) interessiert sich für den Zusammenhang zwischen (industriespezifischer) Marktstruktur und unternehmerischem Handeln und dessen Auswirkungen auf den Erfolg eines Unternehmens. Den strukturellen Eigenheiten einer Industrie – ausgedrückt in den Parametern Konzentration, Markteintrittsbarrieren und Produktdifferenzierung – wird dabei der maßgebliche Einfluss auf die Leistung des Unternehmens zugeschrieben, es wird also die Homogenität von Wirtschaftssektoren betont (vgl. Lewin et al. 2004, S. 121). Die *Evolutionsökonomik* (Nelson und Winter

1982 u. a.) versteht Märkte als Selektionsumwelten, in welchen Unternehmen auf Basis ihrer spezifischen Kompetenzen um begrenzte Ressourcen konkurrieren. Wettbewerb findet maßgeblich über die Innovationstätigkeiten der Unternehmen statt, wodurch sich sektoraler Wandel entlang eines Prozesses Schumpeter'scher »creative destruction« vollzieht (vgl. Geels 2014, S. 263). Dadurch werden Technologien zum Treiber sektoraler Entwicklung. Im Kern des *Resource-Dependence*-Ansatzes (Pfeffer und Salancik 1978 u.a.) steht die Abhängigkeit von Unternehmen von externen Ressourcen. Der Fokus eines Unternehmens liegt demnach in der Verminderung von Ungewissheit durch das aktive Management von Ressourcenströmen und die Reduzierung von Abhängigkeiten (vgl. Lewin et al. 2004, S. 121). Die Gemeinsamkeit dieser Ansätze liegt in einem Fokus auf ökonomischen Zusammenhängen. Damit liefern sie keine oder wenig ausgearbeitete Konzeptionen zur Analyse von nicht-marktseitigen Entwicklungen. Wenngleich die Relevanz von Institutionen auf unternehmerisches Handeln häufig eingeräumt wird (siehe beispielhaft Nelson 2002 zur Rolle von Institutionen in der Evolutionsökonomik), so bleibt der Einfluss weiterer nicht-ökonomischer Faktoren wie etwa politischer Debatten oder öffentlicher Diskurse weitestgehend außen vor. Zwar behandeln verschiedene managementtheoretische Arbeiten die Einflussnahme von Unternehmen auf institutionelle Settings im Allgemeinen (etwa Oliver 1991) oder gesellschaftliche sowie politische Diskurse im Speziellen (etwa Mahon und Waddock 1992; Hillman und Hitt 1999), diese Arbeiten argumentieren jedoch wiederum losgelöst von einem klar ausbuchstabierten Verständnis eines Wirtschaftssektors. Demnach bieten verschiedene Arbeiten der Wirtschaftswissenschaften interessante Ansatzpunkte, es findet sich in diesem Feld jedoch keine Theorie, die den Untersuchungsgegenstand in seiner Breite abdecken würde.

Eine *soziologische* Perspektive auf wirtschaftliche Vorgänge betont die Relevanz sozialer Einflüsse – etwa Interaktionsmuster, Wertvorstellungen oder Institutionen – auf das ökonomische Handeln von Akteuren (vgl. Swedberg 2009, S. 29). In der soziologischen Theorie finden sich mehrere verschiedene Zugänge zum Verständnis von Wirtschaftssektoren. Die am weitesten verbreiteten Ansätze sind der Population Ecology Ansatz sowie die Neoinstitutionalistische Feldtheorie. Der *Population Ecology* Ansatz (Hannan und Freeman 1977, 1989) begreift Wirtschaftssektoren als Populationen von Organisationen und legt dabei den Fokus auf die innerhalb der Population wirksamen Selektionsmechanismen und damit auf die Frage, welche Krite-

rien den Fortbestand einer Organisation bestimmen. Der Ansatz berücksichtigt zwar nicht-ökonomische Parameter systematisch (vgl. Carroll und Huo 1986), ist jedoch prinzipiell auf die Untersuchung von gesamten Populationen angelegt (Kieser und Ebers 2006, S. 312) und unterstützt die Analyse von einzelnen Organisationen innerhalb dieser Populationen nicht in optimaler Weise. Die *neoinstitutionalistische Organisationssoziologie* begreift Wirtschaftssektoren als organisationale Felder (DiMaggio und Powell 1983; Scott und Meyer 1983)¹⁵ und strebt in Abgrenzung zu anderen zeitgenössischen Ansätzen einen breiteren Begriff der Umwelt von Organisationen an. Der Feldbegriff von DiMaggio und Powell etwa umfasst nicht nur diejenigen Firmen, welche tatsächlich interagieren, sondern die »totality of relevant actors« (DiMaggio und Powell 1983, S. 148). Damit beschreibt ein organisationales Feld »those organizations that, in the aggregate, constitute a recognized area of institutional life: key suppliers, resource and product consumers, regulatory agencies, and other organizations that produce similar services or products« (ebd., S. 148). Das Augenmerk der Autoren liegt dabei auf den isomorphen Zwängen innerhalb des Feldes und der »taken-for-grantedness« der institutionellen Regeln, welche letzten Endes dazu führen, dass sich die Organisationen eines Feldes im Zeitverlauf zunehmend einander angleichen. Aufgrund dessen wurde den grundlegenden Arbeiten immer wieder vorgeworfen, einen zu starken Fokus auf Stabilität zu legen, einhergehend mit dem Unvermögen institutionellen Wandel erklären zu können (vgl. Walgenbach und Meyer 2008; Kieser und Ebers 2006). Jüngere Ansätze versuchen deshalb, den Dynamiken innerhalb eines Feldes besser gerecht zu werden. Etwa der Beitrag von Hoffman (1999), der die situative Konstitution des Feldes hervorhebt, das sich nunmehr um bestimmte konfliktbehaftete Themen oder Streitpunkte formiert und weniger um wirtschaftliche Produktions- und Austauschprozesse. Das organisationale Feld wird damit zum »center of common channels of dialogue and discussion« (Hoffman 1999, S. 4). Durch diesen Fokus auf Diskurse ist Hoffmanns Konzept wiederum zu schmal für die Analyse des vorliegenden Falles, während die originären Arbeiten aufgrund ihrer Fokussierung auf isomorphe Zwänge für die systematische Untersuchung von Unterschieden zwischen Unternehmen nicht zweckmäßig erscheinen.

15 Bei Scott und Meyer jedoch unter Verwendung des Begriffes »sector«.

Die aufgeführten wirtschaftswissenschaftlichen und soziologischen Ansätze eignen sich aus den jeweils dargestellten Gründen nicht als Basiskonzeption für die vorliegende Arbeit. Entweder beleuchten sie die Umwelt von Organisationen nur ausschnitthaft und werden dadurch der Breite der Fragestellung nicht gerecht, oder sie weisen theoretische blinde Flecken auf. Dennoch sollen an späterer Stelle interessante Aspekte dieser Arbeiten aufgegriffen werden.

Zunächst ist jedoch auch noch auf bestehende *interdisziplinäre* Ansätze hinzuweisen, die einen Versuch unternehmen, Elemente verschiedener wirtschaftswissenschaftlicher und sozialwissenschaftlicher Arbeiten zusammenzuführen. Hervorzuheben ist das von Geels (2014) im Rahmen verschiedener Studien (Penna und Geels 2012, 2015; Turnheim und Geels 2012, 2013) ausgearbeitete *Triple Embeddedness Framework (TEF)*. Dieser Ansatz fußt maßgeblich auf Arbeiten der Evolutionsökonomik, der neoinstitutionalistischen Organisationstheorie und der Wirtschaftssoziologie. Geels fasst Industrien als in dreierlei Weise eingebettet. (1) In eine techno-ökonomische Umwelt, in welcher sich Unternehmen mit wettbewerblichen Herausforderungen (etwa durch den Markteintritt neuer Akteure) sowie technologischen Entwicklungen auseinandersetzen haben. (2) Eine sozio-politische Umwelt, in welcher politische Entscheidungsträger, zivilgesellschaftliche Akteure oder soziale Bewegungen anzusiedeln sind. (3) Ein industrielles Regime, das sich aus regulatorischen, normativ-identitären, technologischen sowie kognitiven Elementen zusammensetzt und das Handeln von Unternehmen gleichermaßen ermöglicht wie auch einschränkt. Dieses Regime prägt den Umgang eines Unternehmens mit Entwicklungen in den beiden erstgenannten Umwelten. Das übliche Repertoire eines Unternehmens, Einfluss auf seine Umwelt zu nehmen, umschließt Marktpositionierungsstrategien, Innovationstätigkeiten, politische Strategien sowie Framing-Strategien (Geels 2014, S. 266). Das Triple Embeddedness Framework bietet einige für die vorliegende Arbeit interessante Einsichten, auf welche an gegebener Stelle Bezug genommen wird.

3.3 Grundpfeiler der theoretischen Rahmung

Im Folgenden werden die drei Ansätze vorgestellt, welche im Forschungs-verlauf als am geeignetsten betrachtet wurden, miteinander kombiniert ein

umfassendes Verständnis der Interaktionen von Unternehmen mit ihrer Umwelt zu vermitteln. Auf deren Basis wurde das Grundgerüst der theoretischen Rahmung der Arbeit aufgebaut.

In der Sozialtheorie *Pierre Bourdieus* wird der Begriff des sozialen *Feldes* zur Benennung gesellschaftlicher Teilbereiche eingeführt. Diese werden nach funktionalen Gesichtspunkten unterschieden – ökonomische Austauschbeziehungen werden demnach bei Bourdieu dem ökonomischen Feld zugeordnet (Bohn und Hahn 2003, S. 261). Da sich soziale Felder auf niedrigerer Ebene weiter ausdifferenzieren lassen, können einzelne Wirtschaftssektoren als eigene ökonomische (Sub-)Felder begriffen werden. Bourdieu versteht ein Feld als eine »Konfiguration von objektiven Relationen zwischen Positionen« (Bourdieu und Wacquant 1992, S. 127). Die Positionen der Akteure im Feld sind durch deren Ausstattung mit Macht in Form von verschiedenen Ressourcen (Kapital) bestimmt. Dabei wird ein Feld als »Feld von Kämpfen« (ebd., S. 132) um die Verteilung eben jener Ressourcen verstanden. Dadurch sind Felder »[...] sites of resistance as well as domination, one being relationally linked to the other« (Swartz 1997, S. 121). Das Konzept erweist sich für die vorliegende Arbeit als hilfreich, da es ein dynamisches Verständnis eines Wirtschaftssektors anlegt, sowohl ökonomische als auch diskursive oder politische Vorgänge greifbar macht und dabei eine Balance zwischen Strukturdeterminismus und einer Überbetonung des Gestaltungsspielraumes intentionaler Akteure findet.

Die allgemeine Feldtheorie von Fligstein und McAdam (2011, 2012) geht zu maßgeblichen Teilen auf die Arbeiten Bourdieus sowie der neoinstitutionalistischen Organisationsforschung zurück (Fligstein und McAdam 2011, S. 3). Die *Theory of Fields* versteht sich als allgemeine Sozialtheorie und begreift soziale Interaktionen als in sogenannte strategische Handlungsfelder eingebettet. Ein solches Handlungsfeld wird definiert als:

»a constructed mesolevel social order in which actors (who can be individual or collective) are attuned to and interact with one another on the basis of shared (which does not say consensual) understandings about the purposes of the field, relationships to others in the field (including who has power and why), and the rules governing legitimate action in the field« (Fligstein und McAdam 2012, S. 9).

In Kontrast zu den frühen neoinstitutionalistischen Arbeiten hinterfragen Fligstein und McAdam die unterstellte »taken-for-grantedness« der institutionellen Rahmung eines Feldes. Stattdessen werden die Regeln, entlang derer die Feldakteure ihre Handlungen koordinieren, als stetig umkämpft erachtet

(Fligstein und McAdam 2012, S. 11). Da Fligstein einem wirtschaftssoziologischen Hintergrund entstammt und maßgebliche Teile der Theory of Fields bereits in seinen früheren Arbeiten (mit spezifischerem Zuschnitt auf die Analyse von Märkten) angelegt waren (vgl. etwa Fligstein 1996), ist die Theory of Fields von einer inhärenten wirtschaftssoziologischen Denkweise bestimmt, aufgrund derer sie sich insbesondere für die Analyse von Wirtschaftssektoren eignet. Damit hat die Theory of Fields prinzipiell dieselben Vorzüge wie die Arbeiten von Bourdieu. Mit beiden Theorien zu arbeiten ist vielversprechend, da sie in der Lage sind, wechselseitige blinde Flecken auszuleuchten. Während die Theory of Fields allgemeiner gefasst und damit flexibler nutzbar ist, bieten Bourdieus Überlegungen zu ökonomischen Feldern in einigen Details mehr Tiefenschärfe – etwa wenn es um die Zusammenhänge zwischen den Ressourcen der Feldakteure und deren (Macht-)Position im Feld geht. Da beide Ansätze das grundlegende Verständnis für die innerhalb eines Feldes wirkenden Mechanismen teilen, lassen sie sich vergleichsweise gut miteinander kombinieren.

Unklar bleibt jedoch sowohl bei Bourdieu als auch bei Fligstein und McAdam das Verständnis der Rolle von Technologie für die Strukturierung und Entwicklung eines Wirtschaftssektors, ein Aspekt, der – wie eingangs festgestellt wurde – für die vorliegende Arbeit von wesentlicher Bedeutung ist. Außerdem werden zwar die Auslöser von Veränderungsprozessen benannt, die Mechanismen solcher Prozesse sowie deren Resultate bleiben jedoch relativ allgemein formuliert. An dieser Stelle werden Elemente von Dolatas (2011) *Theorie soziotechnischer Transformation* eingeführt. Dolata beleuchtet die Dynamiken technikinduzierter Umbauprozesse von Wirtschaftssektoren, welche er durch ein Zusammenspiel aus sozialen, politischen, ökonomischen und technischen Faktoren bestimmt sieht. In seinem Konzept sozialen Wandels durch Technik »treffen mehr oder minder eingriffstiefe Technologien auf mehr oder minder adaptionsfähige gesellschaftliche Bereiche, die sich in längeren Phasen der Diskontinuität, des Umbruchs, der Restrukturierung über eine Vielzahl gradueller Transformationen neu justieren und zum Teil auch radikal verändern« (Dolata 2011, S. 14). Auch radikale sektorale Transformationen werden dabei als ein Resultat graduellen Wandels gesehen. In Abhängigkeit von verschiedenen Parametern graduellen Wandels identifiziert Dolata idealtypische Varianten sektoraler Transformation (ebd., S. 134 ff.).

Eine detailliertere Abhandlung der Inhalte dieser Theorien erfolgt in der Zusammenführung im folgenden Kapitel.

4. Theoretische Rahmung II: Der Stromsektor als organisationales Feld

Im Folgenden will ich die theoretische Rahmung, welche für die Analyse des vorliegenden Falles angelegt wurde, im Detail vorstellen. Der Elektrizitätssektor wird dabei als organisationales Feld begriffen. Bei der Bestimmung des Feldbegriffes beziehe ich mich maßgeblich auf die neueren Arbeiten von Fligstein und McAdam (2012, 2011) sowie die ökonomischen Arbeiten von Bourdieu (2005; 1992 (mit Wacquant)). Wenn hilfreich, wird zudem ein Bezug zu älteren (und spezifischer ökonomischen) Arbeiten von Fligstein sowie klassischen Arbeiten der neoinstitutionalistischen Organisationstheorie hergestellt. Einen blinden Punkt, den alle genannten Arbeiten gemein haben, stellt die Rolle von Technologie als (mit-)strukturierendes Element eines Wirtschaftssektors dar.¹⁶ Aufbauend auf Dolata (2003, 2011) soll an gegebener Stelle ein Verständnis für den Einfluss von Technik auf ein organisationales Feld sowie für die Dynamiken sektoraler Transformationsprozesse entwickelt werden.

Im Folgenden werden zunächst die Bestimmungskriterien der *Konstitution* eines Handlungsfeldes vorgestellt. Anschließend wird die Bedeutung der Verbindungen eines Feldes zu *benachbarten* staatlichen sowie nichtstaatlichen *Feldern* behandelt. Nach dieser, noch vergleichsweise statischen Beschreibung wird vertiefend auf die Frage nach den Ursachen und Mechanismen von *Stabilität* sowie *Wandel* eines Handlungsfeldes eingegangen.

16 Pinch 2008 etwa kritisiert die neoinstitutionalistische Organisationstheorie für ihren fehlenden Technikbegriff und versucht sich an einer Klärung des Verhältnisses zwischen Technik und Institution (Pinch 2008, S. 461).

4.1 Die Konstitution des Feldes

Die Konstitution eines Handlungsfeldes zu einem gegebenen Zeitpunkt lässt sich anhand dreier – teilweise interdependenter – Bestimmungskriterien erfassen. Zunächst ist das Feld geprägt von der *Figuration* der in ihm handelnden *Akteure*, deren Zugang zu im Feld relevanten Ressourcen sowie (damit zusammenhängend) deren Macht. Dazu ist die Koordination der Handlungen im Feld durch dessen *institutionelle Rahmung* geprägt. Schließlich verfügt das Feld über ein spezifisches *technologisches Profil*, welches (in unterschiedlichem Ausmaß) dessen Konstitution (mit-)bestimmt.

4.1.1 Akteure, Ressourcen und Macht

Zunächst stellt sich die Frage nach den Kriterien zur Bestimmung der *Zugehörigkeit* zum Feld – das heißt welche Akteure das Feld umschließt – und damit gleichzeitig die Frage nach den Grenzen des Feldes. Ein Handlungsfeld formiert sich jeweils um ein spezifisches Thema. Das kann, im Falle eines diskursiven Feldes, etwa ein zur Verhandlung stehender Sachverhalt sein. Zum Feld zugehörig sind dann alle Akteure, die Bezug zu dieser Thematik nehmen und sich an den Aushandlungen beteiligen. Ein Wirtschaftssektor als strategisches Handlungsfeld formiert sich dagegen um ein Produkt und umschließt sämtliche Akteure, welche sich an Entwicklung, Produktion, Handel oder Vertrieb dieses Produktes beteiligen – dabei kann es sich selbstverständlich auch um ein nichtmaterielles Produkt wie etwa eine Dienstleistung handeln. Die Grenzen des Feldes sind demnach nicht starr, sondern verändern sich stetig in Abhängigkeit der aktuellen Situation. Die Akteursfiguration des Feldes ist also als situativ zu verstehen und befindet sich in stetigem, wenn auch meist nur geringfügigem, Wandel (Fligstein und McAdam 2012, S. 10).

Neben der Abgrenzung des Feldes nach *außen* ist aber vor allem die Frage nach den relativen Positionen der Akteure *innerhalb* des Feldes relevant. Die Struktur eines Feldes wird durch die *Machtverhältnisse* zwischen den Akteuren bestimmt. Diese Machtverhältnisse stehen wiederum in engem Zusammenhang mit der Verteilung der *Ressourcen* im Feld (Bourdieu und Wacquant

1992, S. 128). Fligstein und McAdam führen zwei Idealtypen von Feldakteuren ein: Die Incumbents sowie die Challenger.¹⁷ Die *Incumbents* sind die etablierten Akteure eines Feldes. Es sind »those actors who wield disproportionate influence within a field and whose interests and views tend to be heavily reflected in the dominant organization of the strategic action field« (Fligstein und McAdam 2012, S. 13). Die Incumbents werden durch die bestehende Ordnung des Feldes begünstigt. Nicht nur ist das institutionelle Setting zu ihren Gunsten ausgestaltet, sie haben auch Anspruch auf den größten Teil der im Feld umkämpften Ressourcen. Daher liegt ihr Augenmerk auf der Aufrechterhaltung der Stabilität des Feldes und damit der Gewährleistung ihrer Macht. Die *Challenger* auf der anderen Seite besetzen weniger privilegierte Nischen und haben üblicherweise wenig Einfluss auf die Ausgestaltung des Feldes. In der Regel sind sie dazu gezwungen sich an die vorherrschende Ordnung anzupassen, bleiben jedoch stets wachsam gegenüber Gelegenheiten, diese in Frage zu stellen – sie repräsentieren also Herausforderer der etablierten Ordnung.

Der Zusammenhang zwischen Ressourcen, Macht und der Position von Akteuren im Feld wird bei Fligstein und McAdam nicht weiter ausgearbeitet. Bourdieu bietet hier eine systematische Konzeption an: »The structure of the distribution of capital [...] determine the structure of the field, that is to say, the relation of forces among firms: the mastery of a very large proportion of capital (of the overall energy) in effects confers a power over the field, and hence over the firms least well endowed (relatively) in terms of capital« (Bourdieu 2005, S. 195). Kapital ist dabei gleichzeitig im Feld umkämpfte Ressource als auch das Mittel, mit welchem dieser Kampf ausgefochten wird (Bourdieu und Wacquant 1992, S. 128). Bourdieu unterscheidet verschiedene Formen von Kapital – herkömmlicherweise ökonomisches, kulturelles,¹⁸ soziales und symbolisches Kapital. In *the social*

17 Diese Typologie geht gemäß Fligstein und McAdam ursprünglich auf Gamson (1975) zurück. Bourdieu (2005) verwendet ebenfalls den Begriff der Challenger. Anstatt von Incumbents spricht er, wenn er auf marktmächtige Akteure abstellt, von »dominant« oder »hegemonic firms«, jedoch ohne diese Begriffe als explizite Terminologien einzuführen.

18 Kulturelles Kapital bezieht sich auf den Besitz von materiellen Kulturgütern (objektivierte Form), Bildung sowie kulturelle Fertigkeiten (inkorporierte Form) sowie Titel (institutionalisierte Form). Diese Kapitalkategorie wird in der vorliegenden Arbeit nicht aufgenommen, da die für die Analyse von ökonomischen Feldern relevanten Aspekte kulturellen Kapitals (wie etwa Fertigkeiten und Know-how) sich in den wirtschaftssoziologischen Arbeiten Bourdieus in der Kategorie technologisches Kapital wiederfinden.

structures of the economy findet sich eine (weitere) Ausdifferenzierung verschiedener Kapitalformen, welche spezifisch auf die Analyse ökonomischer Felder zugeschnitten ist (Bourdieu 2005, S. 194). Da Bourdieu hier jedoch weder eindeutige Definitionen einführt noch eine klare Abgrenzung der verschiedenen Kapitalsorten vornimmt, will ich an dieser Stelle – ausgehend von den bestehenden Arbeiten – eine eigene Typologie vorschlagen:

- *Ökonomisches Kapital* benennt alle Formen materiellen Reichtums (Bohn/Hahn 2003: 263). Dies schließt nicht nur den Besitz an Produktionsmitteln ein, sondern auch die Unterformen des finanziellen Kapitals als »the direct or indirect mastery (through the access to banks) of financial resources« sowie kommerzielles Kapital im Sinne der »mastery of distribution networks [...], and marketing and after-sales services« (Bourdieu 2005, S. 194).
- *Technologisches Kapital* umschließt das Portfolio an wissenschaftlichen Ressourcen (Forschung und Entwicklung) sowie technologischen Ressourcen im Sinne von Fähigkeiten, Know-how sowie Routinen, die der Güterproduktion dienen. Das technologische Profil eines Sektors (siehe unten) bestimmt den Wert spezifischen technologischen Kapitals im Handlungsfeld. Die Position eines Akteurs im Feld kann also nur bestimmt werden, wenn dessen technologisches Kapital gemeinsam mit dem technologischen Profil – also dem Charakter der Technologien eines Feldes – gedacht wird.
- *Soziales Kapital* bezieht sich auf die Menge und Intensität von (formellen oder informellen) Beziehungen zu anderen Feldakteuren sowie zu Akteuren relevanter benachbarter Felder. Dies können Kontakte zu politischen Entscheidungsträgern sein oder Verbindungen zu anderen Feldakteuren – etwa durch Kooperationen oder finanzielle Verflechtungen. Nach Bourdieu bemisst sich der Wert sozialen Kapitals durch den Zugang zu anderen Kapitalsorten, welchen es ermöglicht: »Social capital is the totality of resources (financial capital and also information etc.) activated through a more or less extended more or less mobilizable network of relations [...]« (Bourdieu 2005, S. 194 f.).¹⁹

19 Weiterhin heißt es da, »[...] which produces a competitive advantage by providing higher returns on investment« (Bourdieu 2005, S. 194 f.). Da sich der monetäre Output von sozialer Vernetzung auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten in aller Regel nicht bestimmen lässt, scheint es für die vorliegende Arbeit wenig sinnvoll, diese Definition vollständig zu übernehmen.

- *Symbolisches Kapital* besteht in der Bekanntheit und Anerkennung eines Akteurs im Feld (ebd., S. 195). Darüber hinaus umfasst symbolisches Kapital im weiteren Sinne verschiedenste Phänomene im Zusammenhang mit gesellschaftlicher Legitimität, wie etwa das Unternehmensimage, der gesellschaftliche Rückhalt oder die Deutungsmacht im öffentlichen Diskurs.

Macht ist damit weitgehend eine Funktion der Kapitalausstattung von Akteuren. Jedoch mit einer Reihe von Einschränkungen: Erstens münden die einem Akteur zugänglichen Ressourcen nicht *per se* in Macht, sondern müssen erst zu diesem Zweck *mobilisiert* werden. Macht gründet also in der Entscheidung, solche Kräfte ins Feld zu führen (vgl. Dolata 2003, S. 57). Die Gestalt einer solchen Entscheidung ist wiederum von der Wahrnehmung und Interpretation der Feldumwelt durch den Akteur bestimmt. So können etwa Gelegenheiten zur Auspielung von Macht aufgrund von Unkenntnis versäumt werden oder es werden aufgrund von Fehlinterpretationen zweckfremde Ressourcen eingesetzt. Zweitens muss eine Ressource immer im *Kontext* der situativen Konstitution des Feldes gedacht werden. Kapital ist in seiner Wertigkeit kontextabhängig sowie zeitlichen Veränderungen ausgesetzt. So kann beispielsweise hochspezialisiertes Expertenwissen (technologisches Kapital), das als Alleinstellungsmerkmal über lange Zeit die übergeordnete Position eines Unternehmens im Feld festigt, in einer Phase technologischen Umbruchs seinen Wert verlieren und die damit einhergehende Macht des Unternehmens erodieren (ebd.). In ähnlicher Weise sind die Netzwerke zu wichtigen Entscheidungsträgern (soziales Kapital) keine Ressource von konstanter Wertigkeit. Vielmehr müssen sie zum einen in stetigem Austausch gepflegt und gefestigt werden (auch in Konkurrenz zu anderen Feldakteuren, die dasselbe versuchen) und zum anderen können sie ihren Nutzen verlieren, wenn die entsprechenden Personen aufgrund einer Verschiebung der Schwerpunktsetzungen im Feld oder einer Verminderung ihres Einflusses an Bedeutung verlieren. Auch untersteht das Image eines Unternehmens (symbolische Kapital) stetiger Neuaushandlung im öffentlichen Diskurs und wird durch Framing-Strategien anderer Feldakteure zu unterminieren versucht. Jedoch nicht nur: Auch Ereignisse außerhalb der Kontrolle eines Akteurs können maßgeblichen Einfluss auf dessen Legitimität haben.

4.1.2 Die institutionelle Rahmung des Feldes

Ein Feld wird darüber hinaus maßgeblich durch die institutionellen Rahmenbedingungen strukturiert, an welchen die Feldakteure ihre Handlungen ausrichten. Dies sind zum einen formelle Regeln in Form von Gesetzen, welche in einem Aushandlungsprozess zwischen Feldakteuren und staatlichen Akteuren entworfen und weiterentwickelt werden. Zum anderen werden die Handlungen der Akteure durch eine Vielzahl von (informellen) Normen, Konventionen und tradierten Vorgehensweisen angeleitet, welche von den Handelnden in unterschiedlichem Ausmaß als selbstverständlich erachtet und weitergetragen oder eben auch alteriert werden.

Als Ausgangspunkt für weitere Überlegungen zur institutionellen Rahmung eines Feldes werden zunächst die Arbeiten des Neoinstitutionalisten Richard Scott herangezogen. Scott (2008) differenziert die konstitutiven Elemente von Institutionen entlang von drei sogenannten Säulen – der regulativen, der normativen sowie der kulturell-kognitiven. Die *regulative* Säule bezieht sich auf den gesetzlich festgeschriebenen Teil von Institutionen und stellt damit auf formelle Regeln ab, deren Befolgung durch damit betraute Einrichtungen überwacht und deren Überschreitung entsprechend rechtlich sanktioniert wird. Die *normative* Säule bezeichnet verbindliche Erwartungen, über welche implizite Übereinkunft herrscht. Sie beschreibt Werte und Normen und damit die moralischen Elemente von Institutionen. Die *kognitiv-kulturelle* Ebene umfasst schließlich geteilte Überzeugungen und Interpretationsschemata. Diese bewegen sich in der Regel auf einer vorbewussten Ebene, werden als selbstverständlich erachtet und leiten nicht nur das Handeln der Akteure an, sondern formen auch deren Wahrnehmung und Deutung der Wirklichkeit (Scott 2008, S. 50). Die Unterscheidung dieser drei Ebenen ist rein analytisch. Im empirischen Fall ist zu erwarten, dass spezifische Institutionen von allen drei Säulen getragen werden – wenn auch zu unterschiedlichem Gewicht. So sind Praktiken denkbar, welche von den Feldakteuren als selbstverständlich weitergetragen werden und darüber hinaus normativ gestützt sowie gesetzlich festgeschrieben sind. Genauso ist jedoch denkbar, dass eine Institution alleine oder schwerpunktmäßig auf einer Säule fußt – etwa Gesetze, welche zwar formell festgeschrieben sind, aber weder als selbstverständlich erachtet werden noch ihren Ausdruck im moralischen Konsens einer Gesellschaft finden (ebd., S. 62).

Das hier angelegte Verständnis der institutionellen Rahmung eines Feldes soll in zwei wichtigen Punkten vertieft werden: Dem *Grad an Institutionalisierung* von spezifischen Regelungsmustern sowie der *Offenheit* der Regeln für individuelle *Deutungen* durch die Feldakteure.

Fligstein und McAdam betrachten Feldregeln als dynamisch, das heißt sie werden in einem stetigen Aushandlungsprozess zwischen den Feldakteuren re-etabliert und weiterentwickelt. Im Fall der formell-regulativen Elemente der institutionellen Rahmung geschieht dies in Interaktion mit staatlichen Akteuren, ein Aspekt welcher ausführlich in Abschnitt 4.2.2 thematisiert wird. Bezüglich der »weichen« Elemente von Institutionen – den normativen sowie den kulturell-kognitiven – besteht gemäß Fligstein und McAdam ein gewisser Grundstock an Überzeugungen, welcher von allen Feldakteuren geteilt wird. Dieser Grundstock umfasst ein geteiltes Verständnis darüber, worum es in dem Feld geht und was auf dem Spiel steht, ein wechselseitig einigermaßen übereinstimmendes Verständnis der Feldteilnehmer darüber, wie sie relational zueinander stehen – das heißt ein Verständnis für die Positionen der Akteure im Feld – sowie eine implizite Übereinkunft darüber, welche Handlungen im Feld möglich, sinnvoll und legitim sind. Damit weisen die Interpretationsschemata sowie das normative Verständnis der Akteure einen gemeinsamen Nenner auf, der es ihnen erlaubt, die Vorgänge im Feld sinnhaft zu verstehen (Fligstein und McAdam 2012, S. 10). Abgesehen von diesem weitestgehend geteilten Grundstock sind die Feldregeln stets Objekt von Verhandlungen und Umdeutungen.

Die Interpretation der Vorgänge im Feld sowie die Deutung der institutionellen Rahmung des Feldes – allgemeiner, die Wahrnehmung des Feldes – ist dabei von der Position eines Akteurs im Feld bestimmt (Bourdieu und Wacquant 1992, S. 128). Jeder Akteur ist also in seiner Wahrnehmung durch seinen spezifischen Blick auf das Feld geprägt.²⁰ Dies betont, dass sowohl das normative Werteverständnis der Feldakteure wie auch deren grundlegende kulturelle Deutungsmuster voneinander abweichen. Hierin liegt die Basis von Konflikten über (informelle) Feldregeln. In diesen Auseinandersetzungen führen Akteure ihre spezifische *soziale Kompetenz* ins Feld, das heißt ihre »ability to induce cooperation by appealing to and helping to create shared meanings and collective identities« (Fligstein und McAdam 2012, S. 46). Die etablierten Akteure wählen dabei üblicherweise konservative

20 Damit grenzen sich Fligstein und McAdam von dem Konzept der Institutional Logics (etwa Thornton und Ocasio 2008) ab, welches ein größeres Ausmaß an Konsens gegenüber den Feldregeln unterstellt (Fligstein und McAdam 2012, S. 10).

Strategien, die auf die Stabilisierung des Status quo abzielen, während die Herausforderer versuchen, aus einer unterprivilegierten Position heraus Koalitionen mit anderen Feldakteuren zu schmieden, um über Framing-Strategien oder Agenda-Setting im Diskurs Fuß zu fassen (ausführlicher ebd., S. 50 ff.).

Die Handlungen der Feldakteure werden also durch eine Vielzahl von Institutionen angeleitet, welche zu unterschiedlichem Ausmaß durch regulative, normative sowie kulturell-kognitive Elemente getragen werden. Diese sind wiederum zu einem unterschiedlichen Grad verfestigt und in ihrer Deutung von den Positionen der Akteure im Feld abhängig.

4.1.3 Das technologische Profil des Feldes

Die Konstitution eines Feldes lässt sich nicht vollständig auf die im Feld geltenden sozialen Regeln und die Ressourcenausstattung der Feldakteure zurückführen. Vielmehr spielen auch die in einem Feld hergestellten, entwickelten und genutzten Technologien eine Rolle für dessen Strukturierung. Dolata verweist auf die Relevanz von Technik als »strukturbildender Bestandteil aller Wirtschaftssektoren« (2011, S. 18) und betont: »[...] ohne eine Vorstellung von den eigenständigen und jeweils spezifischen Strukturierungen, die die Techniken eines Sektors auf ihn ausüben, lässt sich kein Wirtschaftssektor auf den Begriff bringen« (ebd.). Im Folgenden soll zunächst das begriffliche Verständnis von Technik eingegrenzt werden, bevor der Frage nach der Rolle von Technik für die Konstitution eines Handlungsfeldes nachgegangen wird.

Ein soziologisches Verständnis von Technik geht weit über ein rein mechanistisches oder materielles Verständnis hinaus. Schulz-Schaeffer (2008) etwa definiert Techniken als »künstlich erzeugte und in der einen oder anderen Weise festgelegte Wirkungszusammenhänge, die genutzt werden können, um hinreichend zuverlässig und wiederholbar bestimmte erwünschte Effekte hervorzubringen« (Schulz-Schaeffer 2008, S. 1). Betont werden damit die *Zweckorientierung*, die *Wiederholbarkeit* sowie die *Zuverlässigkeit* von Technik. Zudem wird klar, dass Technik sowohl materielle wie auch nicht-materielle Phänomene umschließen kann, es geht also nicht nur um (physikalische) *Gerätschaften oder Werkzeuge*, sondern etwa auch um (normierte) *Vorgehensweisen oder Verfahren*. Die Trennung zwischen materieller und nicht-materieller Technik ist jedoch nur idealtypisch denkbar – in aller

Regel sind Mischformen zu erwarten. So stehen etwa materielle Technologien in einem bestimmten (veränderlichen) Anwendungszusammenhang oder es werden zur Ausführung bestimmter Verfahren sachgerechte, materielle Artefakte entwickelt.²¹ Dazu ist zu betonen, dass eine Technologie stets – wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß – *interpretations- und anwendungsoffen* ist, sie unterliegt also sozialen Aushandlungsprozessen. Weyer (2008) etwa betont, dass »bei der Entwicklung und dem Einsatz von Technik immer *Entscheidungsspielräume* existieren, die in unterschiedlicher Weise genutzt werden können« (Weyer 2008, S. 24. Hervorhebung im Original). Damit wirken Technologien nicht aufgrund etwaiger materieller Eigenschaften deterministisch auf soziale Gegebenheiten ein, noch folgt die Entwicklung und Nutzung von Technologien ausschließlich gesellschaftlichen Erfordernissen. Ein soziologisches Technikverständnis sollte also eine Vermittlung zwischen den technik- und sozialdeterministischen Extrempolen versuchen (ebd., S. 30).

Diese Ausführungen deuten bereits die Schwierigkeiten an, die sich ergeben, wenn man versucht, das eigene Verständnis von Technik klar zu definieren. Das soll an dieser Stelle bewusst nicht geschehen. Vielmehr soll eine forschungspragmatische Konzeption vorgestellt werden, mit deren Hilfe sich die Rolle von Technik für einen Wirtschaftssektor empirisch bestimmen lässt. Hierzu eignet sich der von Dolata (2011) eingeführte Begriff des *technologischen Profils* eines Sektors. »Das für einen Sektor charakteristische technologische Profil trägt ähnlich wie gehärtete soziale Strukturen und Institutionen zur Ausprägung distinkter Handlungs-, Organisations- und Regulierungskorridore bei. Es strukturiert und begrenzt Wahlmöglichkeiten«, wenn auch nicht in determinierender Weise (Dolata 2011, S. 24). Dolata (2003, 2011) führt verschiedene Klassifikationsmerkmale auf, anhand derer sich das technologische Profil eines Sektors eingrenzen lässt. Abweichend

21 Nicht-materielle Aspekte von Technik sowie die spezifischen Nutzungsmuster von technologischen Apparaturen lassen sich freilich in vielen Fällen konzeptionell auch als Institutionen greifen. Die Trennung der institutionellen Rahmung eines Feldes von dessen technologischem Profil erfolgt in der vorliegenden Arbeit idealtypisch. Eine tiefere Einlassung auf jahrzehntelange wissenschaftliche Debatten über den Zusammenhang von Technik und Institution (vgl. etwa Pinch 2008) versprechen für die Analyse des vorliegenden Falles keine tiefergreifenden Erkenntnisse.

von den ursprünglichen Anführungen werden diese Merkmale in der vorliegenden Arbeit teilweise anders benannt, zugeschnitten und voneinander abgegrenzt:²²

1. *Größenordnung*: Wie organisations- und kapitalintensiv sind die in einem Feld entwickelten, verwendeten und produzierten Technologien? Handelt es sich etwa um großtechnische Anlagen oder kleinteilige dezentrale Technologien?
2. *Spezialisierung*: Stehen die Technologien in einem klaren, engen Funktionszusammenhang oder sind sie von einer größeren Anwendungsoffenheit gekennzeichnet und können in verschiedenen Kontexten unterschiedlichen Nutzungen zugeführt werden? Handelt es sich etwa um explizit für einen Sektor hergestellte hochspezialisierte Fertigungsanlagen oder um Technologien, die in unterschiedlichen Sektoren verschiedene Rollen einnehmen?
3. *Wissensbasis*: Wie voraussetzungsvoll ist die Aneignung sowie die Weiterentwicklung der Technologien eines Sektors? Dolata unterscheidet etwa zwischen Techniken, die auf akademischer Grundlagenforschung aufbauen und solchen, die maßgeblich auf praxisorientiertem, anwendungsnahem Ingenieurwissen beruhen (Dolata 2003, S. 93). Darüber hinaus können Technologien eines Sektors auch – wenn sie keine spezialisierte Wissensbasis erfordern – privater, individueller Nutzung offenstehen und unterliegen damit stärker dynamischen Umnutzungen oder Umdeutungen durch die Anwender.
4. *Innovatorische Unabhängigkeit*: Werden die Technologien eines Sektors innerhalb des Sektors (weiter-)entwickelt oder nutzt der Sektor extern entwickelte Technologien? Dies stellt auf die Schwerpunkte der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Feldakteure ab und auf die Frage, zu welchem Zeitpunkt der Entwicklung einer Technologie sie an deren (Weiter-)Entwicklung teilhaben. Betreiben sie technologische Grundlagenforschung oder steigen sie erst in die Entwicklung einer Technologie ein, wenn diese bereits von anderen Akteuren (anderer Felder) auf einen Entwicklungsstand gebracht wurde, der anwendungsbezogene Praxistests erlaubt?

22 Die von Dolata aufgeführte Kategorie »Nutzungsmuster- und voraussetzung« wurde beispielsweise nicht aufgenommen, da sie meines Erachtens weitestgehend in den Kategorien Größenordnung, Spezialisierung und Wissensbasis aufgeht.

Dabei scheint es grundlegend sinnvoll, das technologische Profil eines Sektors entlang der Wertschöpfungskette zu differenzieren. So unterscheidet sich in der Regel das Profil der in einem Sektor zur Güterproduktion *genutzten* Technologien von den im Sektor *hergestellten* und gehandelten Technologien. Wenn es der jeweilige Fall erfordert, lassen sich zudem die Technologien, welche für Transport, Handel oder Vertrieb der im Sektor produzierten Güter verwendet werden, jeweils differenziert in den Blick nehmen.

Auf Basis der oben aufgestellten Klassifikationsmerkmale von Technologien lassen sich spezifischere Aussagen über den Zusammenhang zwischen technologischem Kapital und Macht treffen. Die Machtpotentiale, die mit technologischem Kapital einhergehen, sind in Abhängigkeit vom technologischen Profil eines Feldes unterschiedlich einzuschätzen. So bringen beispielsweise kapitalintensive Produktionsanlagen, deren Nutzung hochspezialisiertes Expertenwissen erfordert, ein größeres Machtpotential mit sich als Kompetenzen in Technologien, welche einer breiteren Gruppe an Nutzern offenstehen und in ihren Anwendungsmöglichkeiten vielschichtiger sind. Allgemein liegt die Vermutung nahe, dass mit der Größenordnung, der Spezialisierung und den Voraussetzungen der Aneignung der Technologien eines Feldes sowie der innovatorischen Unabhängigkeit der Akteure das Machtpotential technologischen Kapitals steigt.

4.2 Die Einbettung des Feldes

Ein organisationales Feld ist zum einen selbst als eine komplexe Architektur ineinander verschachtelter Felder zu verstehen,²³ zum anderen ist es selbst in ein Geflecht aus benachbarten Feldern eingebettet. Im Folgenden soll vertiefend auf die Einbettung des Feldes nach außen hin eingegangen werden, und zwar in zwei Schritten: Zunächst werden die Verbindungen zwischen verschiedenen Handlungsfeldern im Allgemeinen beschrieben. Anschließend wird auf die Rolle von staatlichen Feldern eingegangen.

²³ Jeder kollektive Akteur innerhalb des Feldes setzt sich selbst aus strategischen Handlungsfeldern zusammen. So ist etwa ein Unternehmen als Handlungsfeld zu sehen, jede Unterabteilung innerhalb desselben als ein weiteres – die Autoren verwenden die Metapher der »Russian Doll« um diesen Sachverhalt zu verdeutlichen (Fligstein und McAdam 2011, S. 3).

4.2.1 Benachbarte Felder

Ein Handlungsfeld lässt sich nicht isoliert betrachten. Jedes Feld steht in Verbindung zu einer Vielzahl weiterer Handlungsfelder, deren Dynamiken auf verschiedene Weise Einfluss auf dessen Konstitution haben. Mit dem Konzept der benachbarten Felder (Fligstein und McAdam 2012, S. 18) wird dieser Sachverhalt systematisiert. Dadurch lassen sich unterschiedlichste wirtschaftliche sowie sozio-politische Entwicklungen in Verbindung mit dem analysierten Handlungsfeld bringen. Zunächst unterscheiden Fligstein und McAdam benachbarte Felder entlang von zwei Dimensionen. Der Entfernung sowie der hierarchischen Position. Während *entfernte* Felder keinen Einfluss auf die Geschehnisse innerhalb eines fraglichen Feldes haben, ist das Verhältnis zu *benachbarten* Feldern durch wiederkehrende Verbindungen gekennzeichnet, die Auswirkungen auf die Routinen im Feld haben. Dazu unterscheiden Fligstein und McAdam zwischen *horizontalen* und *vertikalen* Feldern und stellen damit die Frage nach dem hierarchischen Verhältnis zwischen Handlungsfeldern. Vertikal verbundene Felder stehen in einem Verhältnis ungleicher Macht – eines ist dem anderen über- oder untergeordnet – während horizontal verflochtene Felder in wechselseitiger Abhängigkeit zueinander stehen, ohne dass eines Autorität über das andere ausübt (Fligstein und McAdam 2011, S. 7). Horizontal benachbarte Felder wären im vorliegenden Fall vor allem benachbarte Sektoren – dies können regional angrenzende Sektoren sein, wie etwa der Stromsektor eines anderen Landes oder funktional angrenzende Sektoren, welche aufgrund der dort gehandelten Güter in direkter Verbindung mit der Elektrizitätsversorgung stehen, etwa der deutsche Gassektor. Vertikal übergeordnete (ökonomische) Felder wären im vorliegenden Fall sämtliche Sektoren, bezüglich derer sich das Feld der Elektrizitätsversorgung in einem Abhängigkeitsverhältnis befindet – dies sind vor allem vorgeschaltete Beschaffungsmärkte wie Rohstoff- oder Finanzmärkte. Die Elektrizitätsversorger sind abhängig von Entwicklungen in diesen Sektoren, können sie jedoch selbst nicht maßgeblich mitgestalten, da sie lediglich als Käufer auftreten. Eine Sonderform vertikal übergeordneter Felder sind die sogenannten *staatlichen Felder*. Sie werden weiter unten separat vorgestellt. Zusammengefasst bestimmt die Entfernung zweier Felder mit welcher Stärke Veränderungen in einem Feld Einfluss auf das jeweils andere Feld haben, während die hierarchische Positionierung von Feldern bestimmt, zu welchem Ausmaß die Feldakteure in der Lage sind, die Ereignisse in einem jeweils benachbarten Feld zu kontrollieren.

Nachdem die Positionen verschiedener Felder zueinander behandelt wurden, schließt sich die Frage an, welcher Art die Verbindungen zwischen Feldern sein können und in welcher Weise Felder sich entlang dieser Verbindungen wechselseitig beeinflussen. Grundsätzlich gelten zwei Handlungsfelder als miteinander verbunden, wenn ihre Akteure routinemäßig interagieren.²⁴ In Anlehnung an Fligstein und McAdam (2012, S. 59) lassen sich verschiedene Interaktionsebenen identifizieren:

1. Die Akteure von zwei Feldern stehen in *ökonomischem* Austausch, sind also in unterschiedlichem Ausmaß auf Produkte, Güter oder Dienstleistungen anderer Felder angewiesen. Dies kann in mehrerlei Weise vorliegen. Benachbarte Felder können zunächst Beschaffungs- oder Absatzmärkte darstellen. Genauso ist jedoch auch ein wechselseitiger Austausch zwischen benachbarten Feldern denkbar. Veränderungen in auf diese Weise verbundenen Feldern können empfindliche Auswirkungen auf die Stabilität eines Handlungsfeldes haben.
2. Es bestehen *Informationsströme* zwischen zwei Feldern, das heißt, die Feldakteure sind in bestimmter Weise auf Informationen aus anderen Feldern angewiesen. Auch hier sind verschiedene Machtkonstellationen denkbar in Abhängigkeit davon, wie die so verbundenen Felder hierarchisch zueinander positioniert sind.
3. Es herrscht eine *technologische* Verbindung zwischen zwei Feldern. So entstammt ein großer Teil der technischen Apparaturen, welche in Unternehmen routinemäßig genutzt werden, anderen Feldern. Unternehmen sind somit nicht nur bezüglich der Beschaffung dieser Gerätschaften, sondern auch bezüglich deren Weiterentwicklung auf die Aktivitäten in anderen Feldern angewiesen.
4. Dazu können Interdependenzen bezüglich der *Legitimität* verschiedener Felder bestehen. So können beispielsweise mehrere Wirtschaftssektoren gemäß gesellschaftlicher Deutungsmuster miteinander verbunden sein (etwa verschiedene Rohstoffindustrien), wodurch Veränderungen der Legitimität eines Feldes die Legitimität anderer, ansonsten nicht verbundener Feldern beeinflussen kann. Genauso ist denkbar, dass zwei Felder in uni- oder bidirektionaler Legitimitätszuschreibung verbunden sind.

24 Freilich müssen solche Interaktionsbeziehungen in einer bestimmten kritischen Masse vorliegen. Erst wenn Beziehungen vergleichbarer Art von einer größeren Zahl an Feldakteuren unterhalten werden, lässt sich von einer Verbindung zwischen zwei Feldern sprechen. Ab wann dieses Kriterium erfüllt ist, lässt sich nicht vorab festlegen, sondern muss letztlich im Einzelfall bestimmt werden.

5. Außerdem ist ein *interessenspolitischer* Austausch zwischen Feldern möglich. So kann es sich, wenn in einer spezifischen Situation gleichgerichtete Interessenslagen bestehen, für verschiedene Akteure unterschiedlicher Felder als gewinnbringend erweisen, politische Koalitionen zu schmieden und gegenüber politischen Entscheidungsträgern gemeinsame Interessen zu artikulieren.

4.2.2 Staatliche Felder

Grundlegend wird bei Fligstein und McAdam dem Staat eine zentrale Rolle für die Stabilität wie auch für den Wandel von Handlungsfeldern beigemessen. »[...] the state's unique claim to exercise sovereignty within a designated geographic territory means that state fields have tremendous potential to shape the prospects for change and stability in virtually all nonstate strategic action fields within those geographic coordinates« (Fligstein und McAdam 2012, S. 67). Zum einen kann der Staat über regulatorische Eingriffe die formellen Feldregeln bestimmen. Dies geschieht etwa durch die Festlegung von Eigentumsrechten, der Bestimmung der Grenzen fairen Wettbewerbs, die sektorspezifische Wirtschaftsgesetzgebung sowie die Art der Besteuerung der Besitztümer und Geschäftstätigkeiten der Feldakteure (ebd., S. 174). Über diese regulatorischen Bestimmungen hinaus stehen den staatlichen Akteuren weitere Instrumente zur Verfügung, um auf das Geschehen innerhalb eines Handlungsfeldes einzugreifen. So können sie beispielsweise Subventionen bestimmen, Aufträge an private Unternehmen vergeben oder Forschungsgelder ausschütten (vgl. Bourdieu 2005, S. 204). Der Staat wird dabei jedoch nicht als monolithischer (kollektiver) Akteur verstanden, der top-down in das Handlungsfeld eingreift. Vielmehr stellt der Staat selbst ein *komplexes Geflecht von Handlungsfeldern* in Form von Behörden, Ministerien oder Arbeitskreisen dar, in denen staatliche und nichtstaatliche Akteure in einem (wenn auch häufig asymmetrischen) Aushandlungsprozess die formellen Regeln der nichtstaatlichen Handlungsfelder bestimmen. Bourdieu und Wacquant verstehen den Staat als »ein Ensemble von bürokratischen oder administrativen Feldern (oft in der konkreten Gestalt von Kommissionen, Ausschüssen, Ämtern), in denen staatliche und nichtstaatliche Akteure und Gruppen von Akteuren persönlich oder stellvertretend um eine besondere Form von Autorität kämpfen, um die Macht nämlich, eine besondere

Sphäre von Praktiken [...] durch Gesetze, Bestimmungen, Verwaltungsmaßnahmen (Subventionen, Genehmigungen usw.) zu *regeln* [...]. Der Staat [...] wäre demnach ein Ensemble von Machtfeldern, in denen sich Kämpfe abspielen, deren Objekt [...] das *Monopol auf die legitime symbolische Gewalt* ist« (Bourdieu und Wacquant 1992, S. 143. Hervorhebungen im Original). Damit stellen staatliche Felder *Arenen* dar, in denen um die *Hohheit über (formelle) Feldregeln* gekämpft wird. Das Auftauchen spezifischer Themen auf der Agenda kann dabei sowohl seinen Ursprung in staatlichen Feldern haben als auch von nichtstaatlichen Handlungsfeldern ausgehen. So können sich Auseinandersetzungen innerhalb eines Handlungsfeldes auf staatliche Felder ausweiten oder sich auf diese verlagern. In Abhängigkeit von ihrem sozialen Kapital sind die Akteure eines Handlungsfeldes in unterschiedlichem Maße dazu im Stande, Koalitionen in staatlichen Feldern zu schmieden, um sich auf diesem Wege für die Berücksichtigung ihrer spezifischen Interessen einzusetzen. Über die Nutzung persönlicher Netzwerke hinaus können Akteure jedoch auch andere Feldressourcen mobilisieren, um ihre Verhandlungsposition zu verbessern. Das kann etwa das Angebot von fachspezifischem Wissen sein (technologisches Kapital) oder die Platzierung von finanziellen Anreizen, etwa in Form von Sponsoring (ökonomisches Kapital). Die Chancen der Feldakteure, ihre Interessen in staatlichen Feldern durchzusetzen, ist zudem stets von deren Legitimität in Form von symbolischem Kapital abhängig, welches die Akteure etwa durch Öffentlichkeitsarbeit zu erhalten oder auszubauen versuchen. In Anlehnung an Hillman und Hitt (1999, S. 834 f.) können drei Strategien unterschieden werden, die von Akteuren nichtstaatlicher Felder genutzt werden, um staatliche Akteure für ihre Sache zu gewinnen:

1. Die Bereitstellung von *Informationen und Expertise*. Feldakteure können versuchen, Entscheidungsträger zu beeinflussen, indem sie Vorschläge zur Lösung bestimmter Problemstellungen anbieten oder die Vor- oder Nachteile spezifischer, zur Debatte stehender Entscheidungen vor dem Hintergrund ihrer eigenen Interessen herausstellen. Informationsstrategien umschließen Taktiken wie Lobbying (durch die Unternehmen selbst oder über externe Partner), die Veröffentlichung von Positionspapieren, die Beauftragung von wissenschaftlichen Studien oder die Einrichtung von Think-Tanks.

2. Die Setzung *finanzieller Anreize*. Durch die Mobilisierung von monetären Ressourcen können Feldakteure versuchen, Entscheidungsträger für ihre Sache zu gewinnen. Dies kann in Form von situativ gesetzten Anreizen geschehen, etwa über bezahlte Vorträge oder Reisen sowie längerfristig durch die Einbindung von Entscheidungsträgern in die Kreise des Unternehmens, etwa durch die direkte oder indirekte Anstellung von Politikern oder deren Verwandten. Eine Zwischenform der ersten beiden Taktiken stellt die Finanzierung von Forschungseinrichtungen oder Lehrstühlen mit dem Ziel, opportune wissenschaftliche Ergebnisse zu generieren, dar.
3. Indirekt durch die *Vereinnahmung von zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie Wählern*. Diese Strategie zielt nicht direkt auf politische Entscheidungsträger, sondern versucht über die Beeinflussung einer breiten Öffentlichkeit oder spezifischer Gruppen wie Angestellte, Zulieferer, Kunden oder Pensionäre das politische Klima zu beeinflussen. Hierzu können Unternehmen Taktiken wie Öffentlichkeitsarbeit oder Pressekonferenzen wählen oder versuchen, zielgerichtet Interessensgruppen zu mobilisieren – etwa in Form von Astroturfing.

Grundsätzlich stehen der Staat und die in seinem Einflussbereich befindlichen Handlungsfelder in einem Verhältnis *wechselseitiger Abhängigkeit*. Auf der einen Seite hat der Staat aufgrund seiner Macht, Gesetze und Regularien zu erlassen, einen entscheidenden Einfluss auf die Konstitution der Handlungsfelder (Fligstein und McAdam 2012, S. 67), die Akteure eines Feldes sind also auf das Wohlwollen des Staates angewiesen. Auf der anderen Seite jedoch ist der Staat ebenso von bestimmten Handlungsfeldern abhängig – dies ist beispielsweise im Fall von ökonomischen Feldern gegeben, welche hohe Beschäftigtenzahlen aufweisen, hohe Steuereinnahmen generieren und/oder für nationales Prestige sorgen. Gleichzeitig bedürfen staatliche Akteure des Know-hows solcher Felder zur politischen Entscheidungsfindung. Aufgrund dessen finden die etablierten Akteure in ihrem Unterfangen, den Status quo des von ihnen kontrollierten Feldes aufrechtzuerhalten, häufig Rückhalt durch mächtige Verbündete in staatlichen Feldern (ebd.).

4.3 Stabilität und Wandel des Feldes

In den vorangehenden Ausführungen fanden sich bereits an verschiedenen Stellen Hinweise auf mögliche Impulse für Wandel in Handlungsfeldern, etwa wenn auf die Aushandlung von Feldregeln durch die Feldakteure verwiesen wurde oder auf die Möglichkeiten der Einflussnahme seitens des Gesetzgebers. Die Ursachen und Mechanismen von Stabilität und Wandel in einem Feld sollen im Folgenden systematisch ausbuchstabiert werden.

4.3.1 Stabilität

Nach Ansicht von Fligstein und McAdam steht ein Handlungsfeld aufgrund der Aktivitäten seiner Teilnehmer in stetigem Flux, jedoch ohne dass tiefgreifende strukturelle Veränderungen zu erwarten wären. Sie bezeichnen die Reproduktion der bestehenden Ordnung als die »default option«, welche normalerweise von allen Feldakteuren präferiert wird (Fligstein und McAdam 2012, S. 96). Dies liegt darin begründet, dass ein gewisses Mindestmaß an Erwartungssicherheit gegeben sein muss, um Akteure in die Lage zu versetzen, zielgerichtet zu handeln.

»Market actors live in murky worlds where it is never clear which actions will have which consequences. Yet, actors must construct an account of the world that interprets the murkiness, motivates and determines courses of action, and justifies the action decided upon. In markets, the goal of action is to ensure the survival of the firm. No actor can determine which behaviours will maximize profits (either a priori or post hoc), and action is therefore directed toward the creation of stable worlds« (Fligstein 1996, S. 659).

Die Challenger auf der einen Seite reproduzieren in ihren täglichen Praktiken die bestehende Ordnung des Feldes, solange sie keine realistisch erscheinenden Chancen sehen, durch regelwidriges Verhalten oder innovative Tätigkeiten ihre Position zu verbessern. Die Incumbents auf der anderen Seite profitieren von der bestehenden Ordnung des Feldes und streben nach deren Aufrechterhaltung. Eine übliche hierfür angelegte Strategie liegt in der Verhinderung von Wettbewerb. Dazu stehen den etablierten Akteuren verschiedene Taktiken zur Verfügung, wie etwa das Erschaffen von Eintrittsbarrieren, das Abschließen von Lizenzvereinbarungen, gemeinsames Betreiben von Produktionseinheiten, Kartellbildung oder Preiskontrollen (ebd.).

Nach diesem Verständnis wird das Beharrungsvermögen der etablierten Akteure eines Feldes weitestgehend als eine Funktion ihrer Interessen zu

Vorteilswahrung und Machterhalt konzipiert. Das Phänomen, demnach die tradierten Praktiken von etablierten Playern auch dann noch von einer erstaunlichen Veränderungsresistenz gekennzeichnet sein können, wenn diese (etwa in Zeiten tiefgreifenden Umbruchs) ihre Funktionalität verloren haben, wird bei Fligstein und McAdam angeführt, jedoch nicht detaillierter behandelt.²⁵ Dies stellt auf Phänomene struktureller Trägheit von großen Wirtschaftsunternehmen ab. Im Folgenden soll ein Verständnis dafür entwickelt werden, wie sich solche Rigiditäten in Organisationen darstellen und welche Prozesse ihnen zugrunde liegen. Hierzu werden unter Rückbezug auf weitere theoretische Ansätze verschiedene *Dimensionen* von organisationaler Trägheit sowie *Mechanismen*, entlang derer Trägheit in Organisationen entsteht, identifiziert.

Dimensionen organisationaler Trägheit

Eine Annäherung an den Gegenstand der organisationalen Trägheit findet in der Forschung von verschiedenen Seiten statt. Die Populationsökologen Hannan und Freeman (1977, 1984, 1989) untersuchen (ökonomische) Selektionsprozesse und identifizieren die Ausbildung struktureller Trägheit als einen Nebeneffekt der Anpassungsleistungen eines Unternehmens an eine dynamische Marktumwelt. Miller (1994, 1993) führt organisationale Trägheit auf vergangene Erfolge zurück, aufgrund derer Manager zu konservativen Entscheidungspräferenzen neigen. In ähnlicher Manier verstehen Unruh (2000) oder Christensen (2013) organisationale Trägheit als Resultat der Überfokussierung eines Unternehmens auf bestehende Kompetenzen. Levitt und March (1988) identifizieren Risiken eines Entstehens von Trägheit in organisationalen Lernprozessen. Barr et al. (1992) untersuchen, inwieweit die kognitiven Dispositionen von Führungskräften die Fähigkeiten eines Unternehmens sich in Anbetracht veränderter Rahmenbedingungen neu aufzustellen beeinflussen, und fassen Fehlanpassungen als Resultat inakkurater »Mentaler Modelle« auf. Dolata (2011) führt den Begriff der Adap-

²⁵ Es heißt etwa: »If challengers shift tactics or invaders come into the market, incumbent firms continue to engage in the same kinds of actions that produced the stable order in the first place« (Fligstein 1996, S. 667). Eine Erweiterung der Handlungsoptionen der Incumbents ist nach Fligstein und McAdam erst zu erwarten, wenn diese nicht mehr in der Lage sind, sich selbst zu reproduzieren (Fligstein 2001, S. 118). Es bleibt allerdings unklar, auf welche Ursachen dieses Beharrungsvermögen zurückzuführen ist.

tions(un)fähigkeit ein, um das (Un-)vermögen von Unternehmen (oder Industrien) zu benennen, technologische Entwicklungen frühzeitig wahrzunehmen, zu antizipieren und mitzugestalten. Geels (2014) stellt in einem integrativen Beitrag verschiedene sektorale Lock-In Mechanismen heraus, aufgrund derer sich Unternehmen üblicherweise nur inkrementell entlang der Parameter ihres spezifischen industriellen »Regimes« entwickeln. Obgleich diese Arbeiten sich der Thematik aus unterschiedlichen Richtungen nähern und verschiedene Schwerpunkte setzen, finden sich eine Vielzahl an Parallelen. Im Folgenden werden unter Rückbezug auf die angeführten Arbeiten vier (idealtypische) Dimensionen von organisationaler Trägheit abgeleitet.

Ökonomische Dimension: Dolata stellt auf die Risiken ab, die mit einer organisationalen Restrukturierung einhergehen. Eine Anpassung erfordert nicht nur Neuinvestitionen (und damit einhergehende Sunk Costs), sondern entwertet unter Umständen auch in nicht unbeträchtlichem Maße bestehende Vermögenswerte (Dolata 2011, S. 88). Solche vergangene Investitionen in (Produktions-) Anlagen, Gerätschaften sowie die Ausbildung spezialisierter Fachkräfte stellen Vermögenswerte dar, deren Funktionen häufig nicht auf andere Aufgabenbereiche übertragbar sind (Hannan und Freeman 1977, S. 931; vgl. Kieser und Ebers 2006, S. 312). Dadurch können Produktionsmittel, welche als Teil des ökonomischen Kapitals eines Unternehmens entscheidender Machtfaktor sind, gleichzeitig Hemmnisse für die Neuausrichtung darstellen.

Technologische Dimension: Technologische Kernkompetenzen können über die Zeit zu »core rigidities« werden, die den Handlungsspielraum von Firmen einschränken (Penna und Geels 2012; Leonard-Barton 1992). Andere Autoren führten den Begriff der »Competency Trap« ein, um diesen Sachverhalt zu verdeutlichen (Levitt und March 1988, S. 322). Technologische Expertise (als Teil des technologischen Kapitals) setzt demnach Anreize, weiter in den Ausbau bestehender Kompetenzen zu investieren (vgl. Unruh 2000). Die Attraktivität eines Wechsels zu neuen technologischen Lösungen wird von der Übertragbarkeit des bestehenden Know-hows auf neue Anwendungsfelder bestimmt (vgl. Rosenberg 1986, S. 23). Ein eingeeengter Fokus auf die etablierte Technologie kann zudem zur Fehleinschätzung der Potentiale neuer Technologien führen (vgl. Dolata 2011). Bezüglich der Innovations-tätigkeiten von Unternehmen lässt sich historisch häufig beobachten, dass etablierte Firmen insbesondere im Angesicht konkurrierender Technologien der inkrementellen Verbesserung der etablierten Technologie den Vorzug

gegenüber der Suche nach neuen Lösungen geben (Ward 1967; Cooper und Schendel 1976, S. 67).

(Mikro-)politische Dimension: Veränderungen können das interne politische Gleichgewicht einer Organisation gefährden. Da Restrukturierungen in aller Regel mit Redistribution von Ressourcen zwischen Sub-Units einhergehen, treffen sie häufig auf Widerstand seitens einflussreicher Akteure (Hannan und Freeman 1977, S. 931; vgl. Kieser und Ebers 2006, S. 312). So ist es denkbar, dass in der Peripherie einer Organisation eine reflektierte Auseinandersetzung mit Veränderungen stattfindet und ein Problembewusstsein bezüglich spezifischer Entwicklungen ausgebildet wird, diese Informationen jedoch aufgrund der hierarchischen Struktur der Organisation nicht zu den Entscheidungsträgern vordringen oder die Umsetzung notwendiger Maßnahmen von mächtigen Akteuren innerhalb des Unternehmens abgeblockt wird (Dolata 2011, S. 88). Analog können Forderungen von Anteilseignern organisationale Trägheit begünstigen. Etwa wenn die Abhängigkeit von Geldgebern eine Ausrichtung der Geschäftstätigkeiten an deren Interessen erfordert.

Kulturell-kognitive Dimension: Das historisch gewachsene Wertesystem einer Organisation kann ihrer Anpassung oder Neuausrichtung im Wege stehen. Herrscht einmal normative Übereinstimmung bezüglich bestimmter Prozesse, Verantwortlichkeiten oder Hierarchien, wird deren Veränderung zunehmend erschwert (Hannan und Freeman 1977, S. 931; vgl. Kieser und Ebers 2006, S. 312). Darüber hinaus bilden Unternehmen identitäre Vorstellungen über sich selbst und die eigene Rolle innerhalb der Gesellschaft heraus, die als selbstverständlich erachtet werden und dadurch eine hohe Veränderungsresistenz aufweisen (Penna und Geels 2012). Dabei hängt das normative Verständnis darüber, wie ein Feld organisiert zu sein hat, eng mit dem institutionellen Setting und dem technologischen Profil eines Sektors zusammen sowie mit der Rolle, welche die Incumbents bei der Erschaffung und Aufrechterhaltung dieser Strukturen spielten. Nach Fligstein und McAdam sind die etablierten Akteure demnach »products as well as architects of the worldview and set of understandings they have helped create. They are now dependent upon this worldview, and this dependency restricts their ability to conceive of alternative worlds or courses of action« (Fligstein und McAdam 2012, S. 96). Insbesondere ist die Wahrnehmung von Umweltveränderungen sowie die Interpretation dieser Informationen durch die Historie und die Kultur einer Organisation geprägt (vgl. Miller 1993; Barr et al. 1992). So sind die Informationssysteme einer Organisation (und damit

die Informationen, die Entscheidungsträgern zur Verfügung stehen) weitestgehend auf bestehende Aktivitäten beschränkt und beleuchten die Umwelt nur ausschnitthaft (Hannan und Freeman 1977, S. 931; vgl. Dolata 2011, S. 88). Dies kann dazu führen, dass Entwicklungen in der Feldumwelt nicht oder zu spät wahrgenommen werden.

Mechanismen organisationaler Trägheit

Die oben angeführten Arbeiten zu organisationaler Trägheit beleuchten nur ausschnitthaft, welche Mechanismen diesen Phänomenen zugrunde liegen. Eine fruchtbare Konzeption zum Entstehen von organisationaler Trägheit bietet der Pfadabhängigkeitsansatz. Diese zunächst im ökonomischen Kontext entwickelte Theorie (Arthur 1994; David 1986) wurde später von anderen Autoren für die Organisationsforschung fruchtbar gemacht (etwa Sydow et al. 2009; zum Überblick Beyer 2006) und beschreibt spezifische Mechanismen, nach denen vergangene Entscheidungen (einschränkend) in die Gegenwart hinein wirken und erklärt dabei insbesondere den Fortbestand auch ineffizienter oder suboptimaler Technologien oder Vorgehensweisen. Im Kern des Ansatzes stehen *selbstverstärkende Mechanismen*, welche dazu führen, dass der Nutzen von spezifischen Praktiken mit häufigerer Ausführung überproportional steigt, wodurch alternative Optionen stetig unattraktiver werden und letzten Endes der Handlungsspielraum von Akteuren drastisch sinkt.²⁶ Diese positiven Feedback-Effekte sollen im Folgenden dargestellt werden. Die Definitionen sind auf den Forschungsfokus der vorliegenden Arbeit zugeschnitten:²⁷

26 Das Konzept der Pfadabhängigkeit bietet ein detailliertes theoretisches Verständnis über den Prozess, welcher von einer kontingenten Ausgangssituation zu einem quasi-deterministischen Lock-In führt. Um bezüglich eines beobachteten Phänomens von Pfadabhängigkeit zu sprechen, müssen abseits von selbstverstärkenden Mechanismen noch weitere Erfordernisse gegeben sein. In der vorliegenden Arbeit wird davon ausgegangen, dass positive Feedback-Effekte grundsätzlich als Trägheit begünstigende Mechanismen betrachtet werden können, auch wenn sie nicht notwendigerweise zu Pfadabhängigkeiten im ursprünglichen Sinne der Theorie führen müssen. Das heißt, es wird konstatiert, dass sich das Konzept der selbstverstärkenden Mechanismen auch losgelöst von den anderen Inhalten der Pfadabhängigkeitstheorie nutzen lässt.

27 Verschiedene Arbeiten verweisen auf eine unterschiedliche Anzahl von Rückkopplungsmechanismen. Insbesondere benennen Arbeiten, welche sich auf technologische Pfadabhängigkeiten fokussieren, gegenüber Arbeiten zu Pfadabhängigkeit in Organisationen etw. abweichende Mechanismen, welche zudem im Detail unterschiedlich definiert werden (vgl. Burger und Sydow 2014, S. 78).

Komplementaritätseffekte bezeichnen Rückkopplungsmechanismen, die durch Synergien zwischen verschiedenen Tätigkeitsfeldern oder Produktionsmitteln bestehen. Hierdurch kann es sich als unattraktiv herausstellen, einzelne Komponenten eines technologischen Systems auszutauschen oder einzelne Tätigkeitsfelder aufzugeben, wenn dadurch Synergiegewinne auf übergeordneter Ebene gefährdet werden (vgl. David 1986; Beyer 2010, S. 2; Schäcke 2005, S. 41; Sydow et al. 2005, S. 7; Werle 2007, S. 121).

Koordinationsseffekte stellen auf die Vorteile ab, die für verschiedene Akteure entstehen, wenn sie wechselseitig anschlussfähige Praktiken oder Technologien nutzen. Aufgrund der entstehenden, bestehenden oder erwarteten Synergieeffekte zwischen den Akteuren werden Anreize gesetzt, ähnliche Entscheidungen zu treffen (Schreyögg und Sydow 2011, S. 324; Beyer und Wielgohs 2001; Beyer 2010, S. 1; Werle 2007; Unruh 2000, S. 822).

Lerneffekte beziehen sich auf die Effizienzgewinne, die durch die steigende Erfahrung im Ausführen spezifischer Tätigkeiten entstehen. Mit der häufigeren Ausführung steigt die Geschwindigkeit, mit der eine Praktik ausgeführt werden kann sowie deren Reliabilität. Mit den wachsenden Fertigkeiten und den damit einhergehenden geringeren Kosten wird der Wechsel zu neuen Tätigkeitsbereichen stetig unattraktiver, da der Lernprozess wieder von vorne gestartet werden müsste (vgl. Schreyögg und Sydow 2011, S. 325; Sydow et al. 2009, S. 700; March 1991, S. 72; Miller 1993, S. 116; Werle 2007, S. 121; Beyer 2010, S. 1).

Adaptive Erwartungseffekte bezeichnen die wechselseitige Ausrichtung der Aktivitäten von Akteuren an den erwarteten Aktivitäten des jeweils anderen. So wird die Verbreitung einer Technologie, eines Produktes oder einer Praktik auch von der Erwartung der Akteure bezüglich deren zukünftiger Bedeutung bestimmt (vgl. Werle 2007, S. 121). Die Angst vor Legitimitätsverlust (Sydow et al. 2009, S. 700) sowie »the desire to end up on the winners side« (Schreyögg und Sydow 2011, S. 325) kann abweichendes Verhalten verhindern. Adaptive Erwartungseffekte können so ähnlich einer selbsterfüllenden Prophezeiung wirken (Dobusch und Schüßler 2012, S. 623).

Prinzipiell ist das Konzept der Pfadabhängigkeit in der Lage, Phänomene auf allen vier oben dargestellten Dimensionen von Trägheit zu erfassen. Allerdings variiert das Ausmaß, in dem dies systematisch möglich ist. So lassen sich technologische oder ökonomische Phänomene leichter im Sinne des Pfadabhängigkeitskonzeptes greifen als etwa kulturelle, kognitive oder (mikro-)politische Prozesse – obgleich auch diese Aspekte (wenn auch we-

niger systematisch ausbuchstabiert) in der Pfadabhängigkeits-Theorie Berücksichtigung finden (Sydow et al. 2009, S. 694, 2005, S. 25; Burger und Sydow 2014).²⁸

Die dargestellten selbstverstärkenden Mechanismen wirken teilweise auf verschiedenen Ebenen. Komplementaritätseffekte und Lerneffekte beziehen sich vor allem auf innerorganisationale Prozesse und sind damit auf der (korporativen) Akteursebene anzusiedeln. Koordinationseffekte ergeben sich in den Interaktionen zwischen Akteuren und wirken damit auf der Feldebene. Adaptive Erwartungseffekte stellen einen Zwischenfall dar. Sie sind zum einen maßgeblich durch innerorganisationale Phänomene geprägt, etwa normativen Erwartungen oder kognitiven Deutungsmustern, entstehen jedoch gleichzeitig in einem wechselseitigen Beobachtungs- und Interaktionsprozess zwischen Akteuren auf der Feldebene.

4.3.2 Wandel

Nach Fligstein und McAdam ist ein Handlungsfeld auch in Zeiten der Stabilität als in stetigem, wenn auch nur graduellem, Wandel zu begreifen. »The status quo should be viewed as an ongoing, negotiated accomplishment, threatened at all times by challenger resistance and exogenous change processes« (Fligstein und McAdam 2011, S. 15). Diese Felddynamiken können, wenn sie sich bis zu einem gewissen »Tipping-Point« hochschaukeln, zu tiefgreifenden Feldkrisen, sogenannten »Episodes of Contention« führen. In aller Regel erwarten die Autoren jedoch exogene Auslöser für die Destabilisierung eines Feldes – sie nennen die Invasion von Akteuren anderer Felder, Veränderungen in benachbarten Feldern sowie »Makroevents« wie etwa Kriege oder Depressionen als mögliche Ursachen (Fligstein und McAdam 2012, S. 19). Will man insbesondere Transformationsprozesse betrachten, welche sich über einen längeren Zeitpunkt erstrecken, erscheint diese dichotomische Unterscheidung zwischen inkrementellem (endogenen) Wandel auf der einen und disruptivem (exogenen) Wandel, welcher die gesamte

28 Es ist jedoch auf der anderen Seite zu betonen, dass es in allen aufgeführten Dimensionen von Trägheit Phänomene gibt, welche sich *nicht* auf selbstverstärkende Mechanismen im Sinne des Pfadabhängigkeitskonzeptes zurückführen lassen. Häufig ist aufgrund von mangelndem Zugang zu entsprechenden Informationen auch nicht klar abzuschätzen, ob eine entsprechende Form von Trägheit in einem Pfadabhängigkeitsprozess begründet ist oder nicht.

Konstitution des Feldes in Frage stellt, auf der anderen Seite zu stark stilisiert.²⁹ Vielmehr kann der Transformationsprozess eines organisationalen Feldes von unterschiedlichen endogenen wie exogenen Entwicklungen geprägt sein, welche in unterschiedlicher zeitlicher Folge auftreten, unterschiedliche Wechselwirkungen ausbilden und in ihrem Verlauf maßgeblich durch die Strategien der Feldakteure mitgestaltet sind. Solcher Wandel kann innerhalb eines verhältnismäßig kurzen Zeitraumes disruptiv auftreten, sich aber ebenso über einen längeren Zeitraum inkrementell entwickeln. Dazu wird sich Wandel in einem Feld in der Regel weder als rein endogener Prozess vollziehen noch als eine ausschließlich von außen angestoßene Entwicklung. Eher ist davon auszugehen, dass Wandel in einem Wechselspiel zwischen verschiedenen Feldern stattfindet.

Aufbauend auf diesen Überlegungen soll im Folgenden der Frage, wie Wandel in Feldern zu erklären ist, entlang zweier Schritte nachgegangen werden. Zunächst werden *Ereignisse und Entwicklungen* aufgezeigt, welche zu *Veränderungen in der Konstitution* eines Feldes führen können. In einem zweiten Schritt soll eruiert werden, wie solche Veränderungsprozesse, *über einen längeren Zeitraum* betrachtet, zu unterschiedlich tiefgreifender *Transformation* eines Feldes führen können.

Die Konstitution eines Feldes wird, wie oben aufgeführt, bestimmt durch die Verteilung von Ressourcen, die institutionelle Rahmung sowie das technologische Profil. Veränderungen dieser Konstitution können auf verschiedene Entwicklungen oder Ereignisse zurückgehen, welche im Folgenden vorgestellt werden sollen. Diese Überlegungen fußen maßgeblich auf den Arbeiten von Fligstein und McAdam sowie Bourdieu (Bourdieu 2005, S. 203–205; Fligstein und McAdam 2012, S. 99–104).

Zunächst können exogene *Schocks* wie Kriege oder wirtschaftliche Depressionen einen maßgeblichen Einfluss auf die Stabilität eines Feldes haben (Fligstein und McAdam 2011, S. 15). Ereignisse, welche in diese äußerst heterogene Kategorie fallen, können die Konstitution eines Feldes auf verschiedenen Wegen und auf unterschiedliche Weise beeinflussen. Exogene Schocks erschüttern häufig eine größere Zahl von Handlungsfeldern,

29 Dies erinnert auch an ein Verständnis von Wandel als »Punctuated Equilibrium«, demnach Phasen inkrementellen Wandels von jeweils kürzeren tiefgreifenden Umbruchsperioden abgelöst werden – eine Perspektive, die in Vergangenheit etwa auf organisationalen (Tushman und Romanelli 1985) oder technologischen Wandel (Levinthal 1998) angewandt wurde.

wodurch sie auf äußerst komplexe Weise über eine Vielzahl von Verbindungen zwischen verschiedenen Feldern wirken können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass *Veränderungen in benachbarten Feldern* grundsätzlich empfindlichen Einfluss auf andere Felder haben können, die mit diesen in Austausch stehen – Perturbationen eines Feldes können somit auf benachbarte Felder »überschwappen«. Solche Veränderungen unterscheiden sich in ihrer Qualität nicht nur abhängig von der Stärke der Verbindung zwischen den Feldern, sondern auch der (hierarchischen) Positionierung der Felder zueinander. So sind Feldakteure gegenüber Entwicklungen in vertikal übergeordneten Feldern weitestgehend ausgeliefert, während sie Entwicklungen in horizontal benachbarten (und also interdependenten) Feldern in gewissem Ausmaß mitgestalten können. Benachbarte Felder können aber auch Impulsgeber für Veränderungen sein, indem sie alternative Handlungs- und Regelungsmuster oder innovative technologische Lösungen vorführen. Insbesondere in unsicheren Zeiten, in denen ein Feld von einem geringeren Ausmaß an institutioneller Regelungsdichte gekennzeichnet ist, zeigen sich Akteure offener gegenüber Alternativen und starten Suchprozesse. Benachbarte Felder können sich dann als Fundus neuer Ideen erweisen. Insbesondere wenn benachbarte Felder den Impuls für einen Transformationsprozess gegeben haben, liefern sie auch häufig Lösungsvorschläge mit (Fligstein und McAdam 2012, S. 23).

Eine speziellere Form von Veränderungen mit Ursprung in benachbarten Feldern stellen Interventionen von Seiten des *Staates* dar. Der Staat besitzt die Autorität, die regulatorischen Elemente der institutionellen Rahmung von Feldern in seinem territorialen Wirkungsbereich zu bestimmen. Solche Veränderungen können tiefgreifende (intendierte sowie unintendierte) Auswirkungen auf die Konstitution eines Feldes haben (Fligstein 1996, S. 668). Sie können nicht nur die Wertigkeit und Verteilung bestehender Ressourcen beeinflussen, sondern legen auch fest, welche Handlungen im Feld legitim sind und welche nicht. Dadurch kann sich der Handlungsspielraum verschiedener Akteure (je nach Positionierung und Ressourcenausstattung) maßgeblich in positiver oder negativer Weise verändern. Interventionen von Seiten des Staates geschehen jedoch nicht ausschließlich top-down. Vielmehr gehen entsprechenden Entscheidungen Verhandlungen voraus, welche häufig in nicht unbeträchtlichem Maße durch die Feldakteure mitgeprägt sind. Insbesondere übertragen sich (durch unterschiedliche Entwicklungen angestoßene) Feldkonflikte häufig auf politische Arenen. Die Feldakteure versuchen dann, Allianzen mit staatlichen Akteuren zu schmieden, um ihre Vision von der zukünftigen Ausgestaltung des Feldes

durchzusetzen. Bourdieu spricht hier von »competition for power over state power« (Bourdieu 2005, S. 204).

Veränderungen in Feldern können auch auf *Mobilisierung* von Seiten der *Challenger* zurückgehen. Trotz ihrer unterprivilegierten Stellung im Feld stehen Herausforderern verschiedene Möglichkeiten offen, Einfluss auf die Konstitution des Feldes zu nehmen und damit ihre Position zu verbessern. Sie können etwa über die Bildung von Koalitionen zu einer relevanten Konkurrenz wachsen oder über Verbindungen zu staatlichen Akteuren Einfluss auf die regulatorischen Rahmenbedingungen nehmen. Außerdem können sie mit den bis dahin anerkannten Praktiken im Feld brechen und versuchen, alternative Vorgehensweisen zu etablieren und damit auf informell-institutioneller Ebene für eine alternative Deutung des Feldes eintreten. Sie können aber auch die bestehende Ordnung durch die Einführung neuer Technologien hinterfragen, etwa indem sie alternative Lösungen der technischen Erfordernisse zur Produktherstellung oder -entwicklung anbieten oder den Bedürfnissen der Kunden in innovativer Weise begegnen. Außerdem können Herausforderer auf einer diskursiven Ebene die Legitimität der etablierten Player in Frage stellen und somit auf indirektem Wege staatliche Akteure sowie Kunden und Handelspartner der Incumbents mobilisieren. Da der Handlungsspielraum der Herausforderer (sowie ihre Ressourcenausstattung) in einem stabilen Feld verhältnismäßig gering ist, bedarf es in der Regel vorausgegangener Entwicklungen, welche eine (zumindest partielle) Destabilisierung der bestehenden Ordnung auslösten, um unterprivilegierte Akteure zu weitreichender Mobilisierung ihrer Kräfte zu motivieren (Fligstein und McAdam 2012, S. 20).

Eine Sonderform der Mobilisierung von Seiten der Challenger stellt der *Eintritt neuer Player* dar. Akteure anderer Felder können in das Handlungsfeld eintreten und versuchen, dort Fuß zu fassen. Der Druck, den solche neuen Player auf das Feld (und insbesondere auf die etablierten Akteure) ausüben, hängt maßgeblich von den Spezifika des Feldes ab, aus dem sie stammen, sowie – damit verbunden – von ihrer (quantitativen wie qualitativen) Kapitalausstattung. Solche neuen Akteure können beispielsweise ausländische Unternehmen mit gleicher Spezialisierung sein, welche (etwa durch den Erwerb oder Aufbau von Produktionsanlagen) in einen benachbarten Markt eintreten oder aber auch Unternehmen anderer Sektoren, welche neue Technologien und Geschäftsmodelle in das Feld tragen und damit die tradierten Handlungsweisen in grundsätzlicher Weise hinterfragen. »Outside challengers often make the most effective competitors because they are not bound

by the conventions of the field and instead are free to bring new definitions of the situation and new forms of action to the fray« (Fligstein und McAdam 2011, S. 15).

Zuletzt kann die *Abtrünnigkeit* eines *Incumbents* Impulsgeber eines Veränderungsprozesses sein. Obgleich sich die etablierten Player (definitionsgemäß) in einer vergleichbaren Position innerhalb des Feldes befinden und sich ihre Interessen zu weiten Teilen decken, stellen sie nicht zwangsläufig einen homogenen Akteurs-Block dar. Von strukturellen Unterschieden (etwa einer unterschiedlichen Kapitalausstattung) abgesehen, können die Interessenslagen der etablierten Akteure situativ voneinander abweichen, weshalb es für einen großen Player in einer bestimmten Situation durchaus attraktiv sein kann, aus der Phalanx auszubrechen und die bestehende Ordnung anzugreifen. Es kann also auch zu Konflikten zwischen *Incumbents* kommen.

Die oben aufgeführten Entwicklungen können je nach spezifischem Wechselspiel sowie Durchschlagskraft im längeren Zeitverlauf zu einer unterschiedlich tiefgreifenden *Transformation* eines Feldes führen – dies bezieht sich sowohl auf die institutionelle Einfassung und das technologische Profil des Feldes wie auch auf die *Figuration* der Akteure und deren Positionen zueinander. In Anlehnung an Dolata (2011, S. 144 f.) werden vier Varianten von Transformation unterschieden:

1. *Dynamische Reproduktion und inkrementeller Wandel*. Diese, in ihrer Tiefe verhältnismäßig geringe, Variante von Wandel ist zu erwarten, wenn auftretende Veränderungsimpulse von einer eher geringen Tragweite gekennzeichnet sind, so dass sie von den bestehenden soziotechnischen Arrangements aufgefangen werden können. Es kommt somit lediglich zu einer geringfügigen Anpassung der bestehenden Konstitution des Feldes.
2. *Substanzielle Neuausrichtung und architektonischer Wandel*. In dieser Variante werden neue Impulse von den Feldakteuren aufgenommen und verarbeitet, was zu einer Erweiterung oder Re-Arrangierung des Akteurspektrums sowie der Institutionen und dem technologischen Profil des Feldes führt, jedoch ohne dass sich die grundlegende Konstitution fundamental verändert. Solcher Wandel erfordert von den Feldakteuren teilweise beträchtliche Anpassungsleistung und ist damit nur denkbar, wenn die entsprechenden Veränderungsimpulse die etablierten Akteure nicht fundamental angreifen, sondern von diesen vielmehr als Chance betrachtet werden.

3. *Erosion, radikaler Umbruch und substantieller Wandel.* Diese Form des Wandels tritt ein, wenn Veränderungsimpulse von relativ tiefgreifender Qualität auf ein Feld treffen, dessen etablierte Akteure weder in der Lage sind diese proaktiv aufzunehmen noch diese effektiv abzuwehren. In diesem Fall kommt es zu einer schrittweisen Erosion der bestehenden Ordnung und der Substitution bestehender Akteure, Institutionen und Technologien.
4. *Langanhaltende Koexistenz, substitutiver oder architektonischer Wandel.* Diese Variante beschreibt eine Parallelentwicklung verschiedener Handlungslogiken, technologischer Settings und/oder Deutungsweisen des Feldes, welche von verschiedenen Akteursgruppen aufrechterhalten werden und nach einer längeren Phase der Ko-Existenz aufeinandertreffen. Als Resultat der darauffolgenden Aushandlungsprozesse sind zwei Ausgangsweisen denkbar: (1) Es gelingt den etablierten Playern, die Herausforderer kleinzuhalten und die Ordnung des Feldes durch geringere Anpassungen oder die Aufnahme von Teilelementen der Forderungen weitgehend aufrechtzuerhalten. (2) Die Deutungslogik der Challenger erhält die Oberhand und die Incumbents adaptieren die neue Ordnung oder verlieren in dem Ausmaß, in dem sie dies nicht tun, an Einfluss im Feld.

Teil 2: Darstellung der empirischen Fallstudie

5. Deskriptiver Überblick

Im Folgenden will ich einen ersten Überblick über den Verlauf der Transformation des deutschen Stromsektors und auf die Veränderung der Position der großen Stromkonzerne im Zeitverlauf geben.³⁰ Diese Darstellung ist rein deskriptiv und dient dem Zweck, den Fall für die tiefgreifende Analyse (Kapitel 6-10) vorzustrukturieren. Dabei gehe ich entlang dreier Linien vor: Zunächst werden die wichtigsten *Feldentwicklungen* benannt, welche prägenden Einfluss auf den Transformationsprozess hatten, und in ihren Auswirkungen auf das Feld im Allgemeinen sowie die Stromkonzerne im Speziellen bewertet. Anschließend werden die *Entwicklungen der Ressourcenausstattung* der großen Vier im Zeitverlauf in den Blick genommen und hieraus Veränderungen der Position der Unternehmen im Feld abgeleitet. Schließlich werden Trends im *Investitions- und Desinvestitionsverhalten* der Unternehmen herausgearbeitet, um einen Eindruck von den strategischen Schwerpunktsetzungen der Konzerne im Zeitverlauf zu erhalten.

³⁰ Die Darstellungen beziehen sich auf die vier Unternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall. In dieser Zusammensetzung bestehen die großen Vier jedoch erst seit 2002 – E.ON wurde 2000 gegründet, Vattenfall Europe 2002. Dieser Prozess wird in Abschnitt 7.1.2 beschrieben. Die quantitativen Darstellungen beziehen sich im Folgenden je nach Kontext manchmal auf deutschlandweite und manchmal auf konzernweite Zahlen. Im Fall von Vattenfall ist der schwedische Konzern *Vattenfall AB* von der deutschen Division *Vattenfall Europe* zu unterscheiden. Bei den anderen Unternehmen wird jeweils an entsprechender Stelle angegeben, ob es sich um konzernweite oder deutschlandweite Zahlen handelt.

5.1 Allgemeine Feldveränderungen: Politische Regularien, exogene Schocks, neue Herausforderer und Marktentwicklungen

Zunächst will ich die zentralen Entwicklungen beschreiben, welche tieferen Einfluss auf die Konstitution des deutschen Stromsektors hatten. Dabei geht es um regulatorische Veränderungen, exogene Schocks, Aktivitäten von neuen Herausforderern im Feld sowie allgemeine Marktentwicklungen. Die Auswahl der hier aufgeführten Veränderungsimpulse erfolgt auf Basis der Interviews, die mit Mitarbeitern der Stromkonzerne geführt wurden. In diesen Gesprächen wurde in der Regel einleitend die Frage gestellt, welche Veränderungen im Zeitverlauf prägenden Einfluss auf die Geschäftstätigkeiten ihres Unternehmens hatten. Die Gesprächspartner wiesen bei der Beantwortung dieser Frage mit wenigen Ausnahmen auf dieselben, im Folgenden ausgeführten, Entwicklungen hin.

Zunächst nahmen gesetzgebende Instanzen einige tiefgreifende *Veränderungen der formell-institutionellen Rahmenbedingungen* vor. Diese sollen kurz vorgestellt und in ihrem Einfluss auf das Feld im Allgemeinen sowie auf die Stromkonzerne im Speziellen bewertet werden – dies dient ausschließlich dem Zweck einer grundlegenden Einordnung, eine ausführliche Beschreibung der einzelnen regulatorischen Veränderungen, ihres Zustandekommens sowie ihrer Auswirkungen erfolgt jeweils an späterer Stelle:

1. Im Untersuchungszeitraum wurden zwei grundlegende Änderungen des *Energiemärktegesetzes (EnWG)* vorgenommen. Dies war zunächst die Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998 und die damit einhergehende formelle Auflösung von Gebietsmonopolen und staatlichen Preiskontrollen, eine Entwicklung, die von den Vertretern der Unternehmen mehrheitlich als positiv benannt wurde. Mit der EnWG-Novelle von 2005 erfolgte anschließend eine stärkere Re-Regulierung des Marktes, während gleichzeitig die Entflechtung der Stromnetze vorangetrieben wurde. Diese Novelle erleichterte den Markteintritt für neue Akteure und wurde in Interviews mehrheitlich als Herausforderung für die Stromkonzerne dargestellt.
2. Von großer Relevanz war zudem die gesetzliche Förderung erneuerbarer Energien in Form des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)*, welches im Jahre 2000 eingeführt und in den Jahren 2004, 2009, 2012 sowie 2014

novelliert wurde. Dieses Gesetz stimulierte den Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien, und leitete damit einen graduellen Wandel ein, welcher gegen Ende der 2000er Jahre zunehmend negative Auswirkungen für die Unternehmen hatte.

3. Zudem wurde im Untersuchungszeitraum dreimal das *Atomgesetz* novelliert. Der Atomausstiegsbeschluss von 2002 hatte (bis auf die Abschaltung zweier Atomkraftwerke) keine direkten Auswirkungen auf das Feld, setzte jedoch erstmals ein Zeitfenster für das Ende der Nutzung der Kernenergie als Technologie zur Energiegewinnung. Die in dieser Novelle festgelegten Restlaufzeiten der Kernkraftwerke wurden im Rahmen der 2010er Novelle des Atomgesetzes signifikant verlängert – ein Beschluss, der von den Unternehmen begrüßt wurde, zumal sie ihn maßgeblich mit herbeigeführt hatten. Als Reaktion auf die Reaktorkatastrophe von Fukushima erfolgte schließlich 2011 ein zweiter U-Turn: Neben der direkten Abschaltung der acht ältesten deutschen Kernkraftwerke wurde die Restlaufzeit der übrigen Anlagen deutlich verringert. Diese Novelle benannten die Interviewten einhellig als die – neben der Liberalisierung – tiefgreifendste Veränderung im deutschen Stromsektor innerhalb der letzten beiden Dekaden.
4. Eine weitere, wichtige Veränderung stellte die Einführung des europäischen *Emissionshandels* 2005 dar. Der Emissionshandel führte durch die weitgehend kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten in den ersten beiden Handelsperioden 2005–2007 und 2008–2012 zu erheblichen Zusatzgewinnen für die Unternehmen.

Darüber hinaus wurde das Feld im Untersuchungszeitraum von zwei *exogenen Schocks* erschüttert:

1. Die *Wirtschaftskrise* von 2008 hatte tiefgreifenden Einfluss auf den Stromsektor und auf die Geschäftstätigkeiten der Versorger. In Folge der Rezession ging die Nachfrage nach Strom zurück, während gleichzeitig sinkende Rohstoffpreise auf den Strompreis drückten.
2. Die oben bereits erwähnte Nuklearkatastrophe von *Fukushima* hatte relevante Auswirkungen, auch über die daraus folgende Novellierung des Atomgesetzes hinaus. Das Unglück führte nicht nur zu einem Erstarken der Anti-Atom-Stimmung in der deutschen Bevölkerung und war deshalb mit großem Legitimitätsverlust für die Stromkonzerne verbunden. Vor allem stand die Kehrtwende in der Atompolitik nach Fukushima als Symbol für eine endgültige Abkehr vom traditionellen fossil-nuklearen

Energiesystem hin zu einer dezentraleren Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien und zwang die Manager der Unternehmen dazu, tradierte Denkmuster zu hinterfragen.

Außerdem wurde das Feld durch die *Aktivitäten von neuen Herausforderern* geprägt. Dabei geht es vor allem um die Expansion und Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche. Unter anderem stimuliert durch gesetzliche Förderung, kam es im Untersuchungszeitraum zu einem signifikanten Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg in Deutschland von 26,3 Terawattstunden in 1998 auf 187,4 Terawattstunden in 2015, was 4,7 Prozent beziehungsweise 29 Prozent der Gesamtstromerzeugung entspricht. Tabelle 9 zeigt die Eigentümerstruktur Erneuerbarer-Energien-Anlagen im Jahr 2010.

Tabelle 9: Eigentümerstruktur Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland 2010

	Wind	Biogas	Photovoltaik	Wasserkraft	EE gesamt
»Große 4«	2,1	0,1	0,2	51,9	6,5
Regionalerzeuger und Stadtwerke	3,4	3,1	2,6	8,7	4,3
Internationale Versorger	1,9		0,5	16,1	2,7
Gewerbe	2,3	0,1	19,2	9,9	9,3
Projektierer	21,3	13,1	8,3	0,1	14,4
Fonds/Banken	15,5	6,2	8,1	1,3	11
Privatpersonen	51,5	0,1	39,3	7	39,7
Landwirte	1,8	71,5	21,2		10,8
Sonstige	0,3	5,7	0,6	5,1	1,3

In Prozent an der deutschlandweit installierten Gesamtleistung.³¹ Quelle: trend:research (2011)

Demnach lag der Anteil der großen Versorger an den in Deutschland ans Netz angeschlossenen Erneuerbare-Energien-Anlagen bei lediglich 6,5 Prozent – Pumpspeicherkraftwerke ausgeschlossen – wobei der größte prozentuale Anteil auf Wasserkraftwerke entfiel. Der Anteil der großen Vier an

31 Wind nur Onshore. Wasserkraftwerke ohne Pumpspeicher. Pumpspeicherkraftwerke werden von den Verfassern der Studie nicht in die Berechnungen einbezogen. 2010 waren 6.630 MW an Pumpspeicher-Kapazitäten installiert. Dies entspricht etwa 12,5 Prozent der installierten Leistung an erneuerbaren Energien sowie 57 Prozent der installierten Leistung an Wasserkraft. Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke wurden zum größten Teil von den großen Vier betrieben (trend:research 2011, S. 45).

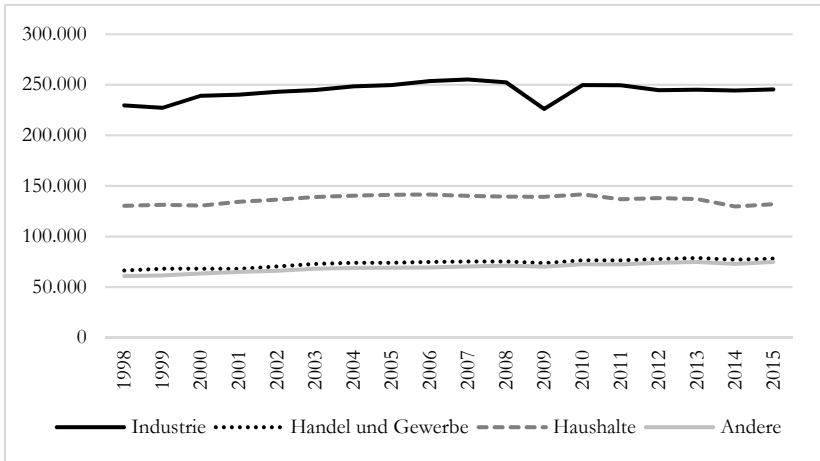
Windkraft-, Photovoltaik- und Biogasanlagen war marginal. Den Berechnungen von trend:research (2011) zufolge befand sich der größte Anteil Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Besitz von Privatpersonen (39,7 Prozent), Projektierern³² (14,4 Prozent) und Landwirten (10,8 Prozent). Der Anteil von kleineren Elektrizitätsversorgern sowie internationalen Versorgern belief sich auf lediglich sieben Prozent. Das bedeutet, der Ausbau erneuerbarer Energien ging maßgeblich auf Akteure zurück, welche zuvor kaum eine Rolle im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem gespielt hatten. Jedoch auch Akteure benachbarter Felder spielten eine Rolle. Während der Beitrag von Elektrizitätsversorgern anderer Länder kaum von Bedeutung war (2,7 Prozent), stellten insbesondere Fonds und Banken (11 Prozent) relevante neue Player dar.

Außerdem ist auf grundlegende *Marktentwicklungen* hinzuweisen, welche – teilweise in Zusammenhang mit den oben genannten Entwicklungen stehend – relevanten Einfluss auf das Feld hatten. Von hervorgehobener Bedeutung sind zwei Entwicklungen:

1. Nachdem die *Nachfrage* nach der Marktöffnung 1998 zunächst für längere Zeit anstieg, kam es in Folge der Wirtschaftskrise zu einem verhältnismäßig starken Verbrauchsrückgang, insbesondere im Industriesegment. Obwohl es sich hierbei um einen einmaligen Einbruch handelte, von dem sich die Wirtschaft bis 2010 erholt hatte, ist seither ein tendenzieller Fall der Nachfragekurve zu verzeichnen (siehe Abbildung 3). Da die Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität letztlich die Größe des (Endkunden-)Absatzmarktes bestimmt, waren diese Veränderungen von grundlegender Bedeutung für die Versorger.
2. Die Entwicklung der *Großhandelspreise* für Strom dagegen bestimmt die Rentabilität der Stromproduktion maßgeblich. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des Day-Ahead-Spotmarktpreises, dem Referenzpreis im deutschen Stromsektor (Bontrup und Marquardt 2010, S. 152; Giacobelli 2014, S. 208). Dieser stieg von 2002 bis 2006 tendenziell an, um nach einer turbulenten Phase bis 2011, die sowohl Einbrüche wie auch einen Preis-Peak im Jahr 2008 aufweist, stetig zu fallen. Dieser Preisverfall wurde von den interviewten Managern als ein wesentlicher Grund für die Branchenkrise nach Fukushima benannt.

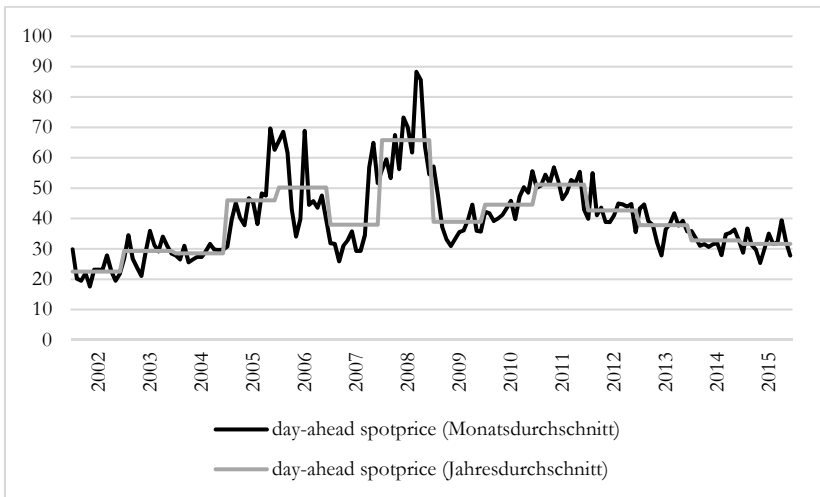
32 Die Verfasser der Studie definieren Projektierer als »Unternehmen mit Haupt- oder Nebengeschäftszweck Entwicklung und Veräußerung von Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien [...]« (trend:research 2011, S. 35)

Abbildung 3: Netto Stromverbrauch in Deutschland nach ausgewählten Verbrauchsgruppen 1998–2015



In GWh. Quelle: BDEW e.V. (2016b)

Abbildung 4: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2002–2015



In EUR/MWh. DE European power exchange. Quelle: Energinet.dk

Welche grundsätzlichen Entwicklungen lassen sich hieraus ablesen? Zu Beginn des Untersuchungszeitraumes war das Umfeld der Unternehmen vor allem von positiven Entwicklungen geprägt (Liberalisierung, steigende Preise, steigende Nachfrage). Die negativen Ereignisse (Kernenergieausstieg sowie die Förderung erneuerbarer Energien) hatten dagegen zunächst keinen direkten Einfluss auf die Unternehmen. Ab 2005 erfolgten parallel positive Entwicklungen (Emissionshandel, steigende Preise und Nachfrage, Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken) sowie negative Entwicklungen (Re-Regulierung, Wirtschaftskrise). Seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima 2011 zeigt sich schließlich ein Abwärtstrend auf allen Ebenen (Preise, Nachfrage). Die zu Beginn des Untersuchungszeitraumes für die Stromkonzerne weitgehend positiven Rahmenbedingungen veränderten sich also im Zeitverlauf zum Negativen hin.

5.2 Entwicklungen im Ressourcenstamm der Stromkonzerne und Veränderungen ihrer Position im Feld

Im Folgenden will ich auf Basis ausgewählter Indikatoren die Entwicklung des Ressourcenstammes der Unternehmen veranschaulichen mit dem Zweck, die Veränderung der Positionen der Unternehmen im Feld im Zeitverlauf zu veranschaulichen. Dabei stilisiere ich die Veränderungen unter Nutzung der von Bourdieu entlehnten und im Theorieteil detailliert dargestellten Typologie verschiedener Kapitalsorten.

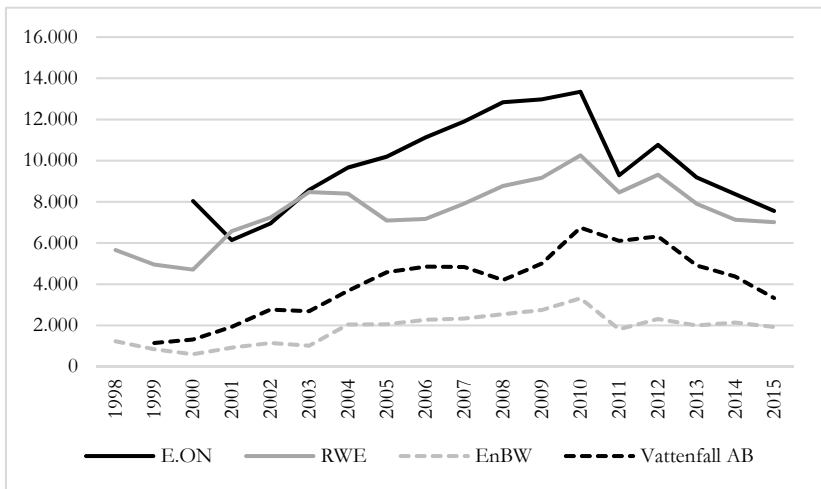
Ökonomisches Kapital

In einem ersten Schritt lässt sich die Entwicklung des ökonomischen Kapitals der Unternehmen mit einem Blick auf betriebswirtschaftliche Kennzahlen bewerten. Beispielhaft soll hier der EBITDA, also der Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen angeführt werden. Er gilt als robuste Kennzahl zur Bestimmung der operativen Leistungsfähigkeit eines Unternehmens und eignet sich, da er um diverse Einmaleffekte bereinigt ist, gut zum Vergleich von Unternehmen (Coenberg et al. 2014, S. 1048f.). Hier zeigen die Unternehmen einen relativ konstanten Anstieg in ihrer Profitabilität bis zum Jahr 2010 (siehe Abbildung 5). Obgleich sich die Unternehmen

von dem einmaligen Einbruch in Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima im darauffolgenden Jahr erholten, ist der generelle Trend von 2010 an negativ.

Eine detailliertere Einschätzung der Entwicklung des ökonomischen Kapitals kann in einem zweiten Schritt entlang der drei in Abschnitt 4.1.1 entwickelten Kategorien *Produktionsmittel*, *kommerzielles Kapital* sowie *finanzielles Kapital* erfolgen. Für jede Kategorie wurden Indikatoren bestimmt, anhand derer sich generelle Entwicklungstendenzen nachvollziehen lassen.

Abbildung 5: Gewinn vor Steuern, Zinsen, Abschreibungen auf Sachanlagen und Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte (EBITDA) der großen Vier 1998–2015



In Millionen Euro. Quelle: Unternehmensberichte³³

Als Indikator für den Umfang der zur Verfügung stehenden *Produktionsmittel* eignet sich die zurechenbare Kraftwerksleistung (siehe Tabelle 10), also die aufsummierte Leistung aller Anlagen zur Stromerzeugung, auf welche die jeweiligen Unternehmen Zugriff haben.

³³ Die Angaben in den Unternehmensberichten weichen teilweise zwischen verschiedenen Publikationen ab. Es wurden jeweils die aktuellsten verfügbaren Zahlen herangezogen. Dazu weichen die von den Unternehmen zugrunde gelegten Rechnungslegungsstandards (HGB, IFRS) teilweise voneinander ab oder wurden im Zeitverlauf geändert. Die Zahlen sind also streng genommen nicht vergleichbar. Zum Berichtszeitraum der RWE siehe außerdem (auch im Folgenden) Fußnote 34.

Tabelle 10: Zurechenbare Kraftwerksleistung der großen Vier 2000–2015

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Erzeugungskapazitäten Konzern (in MW)																
E.ON	29.021	33.832	54.262	53.575	52.768	53.393	53.585	62.250	74.366	73.266	68.475	67.215	67.622	61.090	58.871	45.335
RWE	k.a.	k.a.	k.a.	44.341	43.540	43.259	43.434	44.533	45.196	49.582	52.214	49.238	51.977	49.310	49.064	48.052
EnBW	10.211	10.768	14.461	13.180	14.366	14.020	14.811	14.963	15.000	15.771	14.774	13.350	13.400	13.802	13.748	12.927
Vattenfall	k.a.	k.a.	k.a.	32.832	32.918	32.448	35.114	35.230	35.096	39.296	39.947	38.213	37.166	39.106	40.030	38.806
Erzeugungskapazitäten Deutschland (in MW)																
E.ON	26.868	25.130	25.287	25.130	25.601	25.623	26.003	26.251	25.043	22.939	23.345	20.562	19.998	18.518	17.640	14.657
RWE	k.a.	k.a.	k.a.	33.770	33.966	33.418	33.152	33.392	33.382	33.206	34.028	31.285	29.870	28.257	26.520	26.496
EnBW	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.
Vattenfall	k.a.	k.a.	k.a.	15.148	15.112	15.112	15.221	15.256	k.a.	15.030	15.079	14.022	14.460	14.439	15.975	16.243
Anteil deutscher Kapazitäten an Gesamtkapazitäten (in Prozent)																
E.ON	92,6	74,3	46,6	46,9	48,5	48,0	48,5	42,2	33,7	31,3	34,1	30,6	29,6	30,3	30,0	32,3
RWE	k.a.	k.a.	k.a.	76,2	78,0	77,2	76,3	75,0	73,9	67,0	65,2	63,5	57,5	57,3	54,1	55,1
EnBW	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.
Vattenfall	k.a.	k.a.	k.a.	46,1	45,9	46,6	43,3	43,3	k.a.	38,2	37,7	36,7	38,9	36,9	39,9	41,9

Quelle: Unternehmensberichte. Eigene Berechnungen³⁴

34 Aufgrund von Unterschieden in der Berichterstattung zwischen den Unternehmen sowie Veränderungen der Berichterstattung einzelner Unternehmen über die Jahre sind die Zahlen nicht vergleichbar und lediglich als Annäherung zu verstehen. (1) Im Fall der EnBW

Für die Zeit bis 2003 liegen nur unvollständige Daten vor. Ab 2005 stieg die global installierte Leistung aller vier Konzerne zunächst (teilweise stark) an. Nach einem Höhepunkt, der je nach Unternehmen zwischen 2008 und 2010 liegt, nahm sie in der Tendenz wieder ab. Anders verhielt es sich mit der innerhalb von Deutschland installierten Kapazität. Diese blieb im Falle von Vattenfall über den Untersuchungszeitraum weitgehend konstant, während sie im Falle von E.ON und RWE nach einer langen konstanten Phase ab 2007 beziehungsweise 2010 abfiel.

Um aus den installierten Kapazitäten der Stromkonzerne eine Aussage über deren Position im Feld abzuleiten, müssen sie jedoch ins Verhältnis zu den Kapazitäten anderer Betreiber gesetzt werden. Zudem sagt die installierte Leistung noch nichts über die tatsächlich produzierte Elektrizität oder den Stromabsatz aus. Hier möchte ich mich zunächst auf einige Studien beziehen, welche die Entwicklung der Marktkonzentration in Folge der Liberalisierung thematisieren (Eikmeier und Gabriel 2005; Pfeiffer 2005; Matthes et al. 2007; Schwarz und Lang 2005a). Die Autoren bestimmten die Anteile der Unternehmen an der installierten Kraftwerksleistung sowie der Stromproduktion in Deutschland und berechneten anhand verschiedener Indices die Marktkonzentration. Je nach verwendetem Konzentrationsmaß sowie der zugrunde liegenden Eigentumszuschreibung von Erzeugungseinheiten (etwa direkte Zurechnung oder Dominanzmethode) stellt sich der Konzentrationsprozess im Detail unterschiedlich dar. Übergreifend lässt sich jedoch aus den Studien ablesen, dass die Marktkonzentration nach 1998 ziemlich stark anstieg und nach einem Höhepunkt zwischen 2000 und 2004 wieder langsam abfiel, jedoch immer noch deutlich über dem Niveau vor der Liberalisierung blieb. Eikmeier und Gabriel (2005) folgend stieg der Anteil der vier größten Versorger an den deutschlandweiten Erzeugungskapazitäten

liegen keine nach Regionen differenzierten Zahlen vor. Der Auslandsanteil der Geschäftstätigkeiten der EnBW war jedoch zeitübergreifend deutlich geringer als im Falle der anderen Unternehmen. Der Anteil der Deutschlandaktivitäten an den konzernweiten Umsätzen lag im Untersuchungszeitraum stetig bei rund 90 Prozent – im Jahr 2000 waren es 90,4 Prozent, im Jahr 2014 92,9 Prozent. Der Höchstwert lag bei 94,2 Prozent im Jahr 2005, der niedrigste Wert bei 84,3 Prozent im Jahr 2003. (2) Nicht alle eingerechneten Anlagen befinden sich tatsächlich in Besitz der jeweiligen Unternehmen. In einigen Fällen rechnen die Unternehmen Anlagen zur konzerneigenen Leistung, auf deren Produktion sie aufgrund von Lieferverträgen zurückgreifen können, obgleich diese sich nicht oder nur zu Teilen in ihrem Besitz befinden. (3) Dazu veränderte RWE im Jahr 2001 den Zuschnitt des vom Jahresbericht abzudeckenden Zeitraumes. Die oben angegebenen Zahlen für 1998, 1999, 2000 und 2001 beziehen sich auf die Zeitabschnitte Juli 1997 bis Juni 1998, Juli 1998 bis Juni 1999, Juli 1999 bis Juni 2000 beziehungsweise Juli 2000 bis Juni 2001.

zwischen 1998 und 2003/2004 von 63 Prozent auf 90 Prozent. Der Anteil des von den vier größten Unternehmen erzeugten Stroms stieg im selben Zeitraum von 71 Prozent auf 90 Prozent (Eikmeier und Gabriel 2005, S. 7). Pfeiffer (2005) folgend war der Konzentrationsprozess im Jahr 2005 vorübergehend gestoppt, er prognostizierte jedoch, dass kein drastischer Rückgang der Werte zu erwarten sei.

Die weitere Entwicklung der Marktanteile der großen Vier lassen sich anhand der Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur abschätzen. Tabelle 11 zeigt eine Zusammenfassung der angeführten Zahlen. Der Anteil der großen Vier an den deutschen Stromerzeugungskapazitäten hatte demnach in den Jahren 2007 und 2008 seinen Höhepunkt. Bezüglich ihres Anteils an der Stromerzeugung sind von 2004 an sinkende Werte zu verzeichnen.

Tabelle 11: Entwicklung der Marktanteile der großen Vier (Erzeugung) 2003–2014

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Stromerzeugungskapazitäten												
Marktanteil große Vier	82%	82%	k.A.	k.A.	85%	85%	k.A.	77%	74%	k.A.	72%	71%
Netto Stromerzeugung												
Marktanteil große Vier	90%	90%	k.A.	k.A.	88%	86%	k.A.	84%	81%	k.A.	74%	73%

Quelle: (Bundesnetzagentur 2007, 2009, 2011; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2012, 2014, 2015)³⁵

Als Indikator für die Entwicklung des *kommerziellen Kapitals* (im Sinne des Zugangs zu Vertrieb und Endkundensegment) wird der Stromabsatz am Endkundenmarkt angeführt. Die Unternehmen weisen jedoch nur konzernübergreifende Zahlen aus, die Entwicklung des Absatzes auf dem deutschen Markt lässt sich damit nicht bestimmen. Deshalb beziehe ich mich auf die oben angeführten Studien sowie auf Zahlen der zuständigen Behörden und des Branchen-Verbandes BDEW. Gemäß Eikmeier und Gabriel (2005) stieg der Anteil der großen Vier am Stromabsatz an den Letztverbraucher zwischen 1998 und 2003/2004 von 41 Prozent auf 71 Prozent (Eikmeier und

35 Die Berechnungsgrundlage der Zahlen weicht teilweise zwischen den Jahren ab, sie beschreiben daher die Entwicklungen nur in Annäherung. Teilweise führt die Bundesnetzagentur in verschiedenen Berichten bezüglich einzelner Jahre abweichende Zahlen an. In solchen Fällen wurde auf die jeweils aktuellsten verfügbaren Zahlen zurückgegriffen.

Gabriel 2005, S. 7). Die weitere Entwicklung lässt sich an den vom BDEW veröffentlichten Daten ablesen. Der Verband stellt Berechnungen zum Anteil der Versorger am Endkundensegment für die Jahre 2003 bis 2010 zur Verfügung (siehe Tabelle 12). Diesen Angaben zufolge ist der prozentuale Absatz bei allen Unternehmen außer der EnBW im Zeitverlauf gesunken – wenn auch nicht in linearem Verlauf. Am stärksten ist der Abfall im Fall der E.ON, welche, 2003 noch zweitabsatzstärkstes Unternehmen, bis 2010 noch unter die EnBW abgesunken war.³⁶ Der akkumulierte Anteil der Unternehmen an der Stromabgabe an den Letztverbraucher sank zwischen 2003 und 2010 (wenn auch nicht linear) von 53,9 Prozent auf 44 Prozent.

Tabelle 12: Entwicklung der Marktanteile der großen Vier (Stromabgabe an Letztverbraucher) 2003–2010

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RWE	19,5%	17,5%	16,7%	15,1%	15,5%	15,9%	16,9%	15,9%
E.ON	16,2%	16,3%	16,9%	15,7%	15,7%	14,5%	13%	11%
EnBW	12,2%	11,5%	10,9%	12,2%	15,1%	15,2%	14,3%	12,7%
Vattenfall	6%	5,3%	4,2%	3,7%	3,6%	4,5%	4,5%	4,4%
Gesamt	53,9%	50,6%	48,7%	46,7%	49,9%	50,1%	48,7%	44%

Quelle: BDEW³⁷

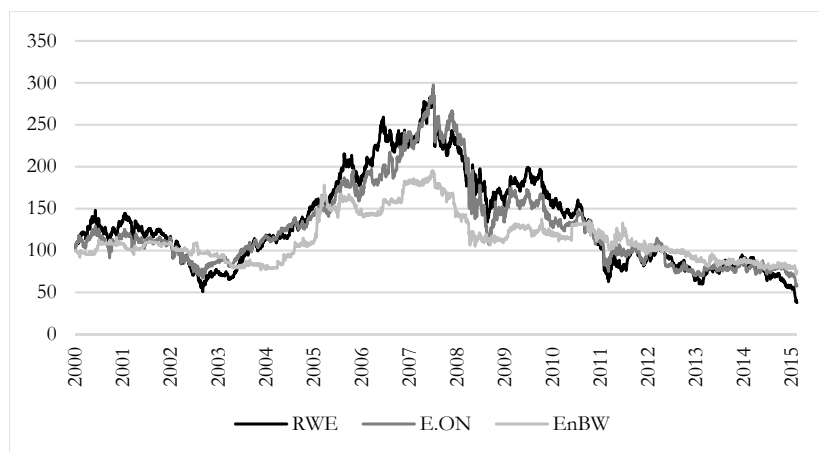
36 Die zeitübergreifend vergleichsweise niedrigen Absatzzahlen von Vattenfall Europe sind vermutlich auf die spezifischen Vertragsstrukturen in den neuen Bundesländern zurückzuführen. Die Abgabe an den Letztverbraucher wurde weitestgehend über die Regionalversorger abgewickelt, während die von Vattenfall erworbene VEAG lediglich für die Stromproduktion zuständig war (Vattenfall Interview 1). Relevante Vertriebe besaß Vattenfall demnach maßgeblich in den beiden Großstädten Berlin und Hamburg – erworben durch die Übernahme der Bewag und der HEW.

37 Nach einer vom BDEW online veröffentlichten Tabelle mit dem Titel *Die 10 größten deutschen Stromversorger 2003 bis 2010* mit dem Stand vom 14. März 2013. Diese Tabelle war zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der vorliegenden Arbeit online nicht mehr verfügbar, liegt aber dem Verfasser in digitaler Form vor. Die genannten Zahlen für 2003 und 2004 weichen extrem stark von den Berechnungen Eikmeiers und Gabriels ab. Nachdem an dieser Stelle jedoch vorrangig die *Entwicklung* der Marktanteile und nicht die totalen Größen von Interesse sind und davon ausgegangen wird, dass die jeweiligen Berechnungen zwar nicht vergleichbar, aber zumindest in sich stimmig sind, soll über diese Widersprüchlichkeiten hinweggesehen werden.

Für die weitere Entwicklung liegen keine Längsschnitzzahlen vor. Es gibt jedoch Hinweise auf einen nach 2010 weiterhin fallenden Marktanteil der großen Versorger. Für das Jahr 2013 weisen die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt den großen Vier einen Anteil von 43 Prozent am Absatzmarkt für SLP-Kunden (in der Regel Haushaltskunden und kleinere Gewerbetunden) sowie von 34 Prozent am Absatzmarkt für RLM-Kunden (in der Regel industrielle oder gewerbliche Großverbraucher) zu. Auf dieser Grundlage konstatiert die Behörde, dass 2013 keine marktbeherrschende Stellung der großen Vier im Endkundensegment vorlag (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014, S. 34, S. 20).

Die Entwicklung des *finanziellen Kapitals* (im Sinne der Möglichkeiten des Zugangs zum Kapitalmarkt sowie der Konditionen hierzu) lässt sich anhand der Indikatoren Marktkapitalisierung und Kreditrating bestimmen. Die Marktkapitalisierung wird hier der Anschaulichkeit halber nicht in ganzen Zahlen, sondern über den Verlauf des Börsenkurses dargestellt (siehe Abbildung 6). Hier folgen E.ON, RWE und EnBW – Vattenfall ist als Staatsunternehmen nicht börsennotiert – einem ähnlichen Trend: Von einem Tiefpunkt um 2003/2004 an stieg der Kurs bis 2008 relativ stark, um in den darauffolgenden Jahren auf einen neuen Tiefstwert zu fallen. Auffällig ist, dass sich die Unternehmen von dem (branchenübergreifenden) Knick in Folge der Wirtschaftskrise nicht nachhaltig erholen konnten.

Abbildung 6: Entwicklung des Börsenkurses von RWE, E.ON und EnBW 2000–2015



Normalisiert nach Startwert. Quelle: Finanzen.net. Börse Frankfurt. Schluss

Als weiterer Indikator wird das Rating herangezogen. Das Kreditrating eines Unternehmens bestimmt die Konditionen, zu welchen es am Kapitalmarkt neue Mittel aufnehmen kann. Tabelle 13 zeigt die Entwicklung der von den etablierten Ratingagenturen Moody's sowie Standard & Poor's ausgesprochenen Bonität der vier Unternehmen. Die beiden Agenturen verwenden unterschiedliche Ratingskalen. Generell drückt jedoch ein A-Rating ein geringes Kreditausfallrisiko aus, B steht für ein mittleres Ausfallrisiko (Coenenberg et al. 2014, S. 1060). Die Güte der jeweiligen langfrist-Ratings wurde in der Tabelle durch Hinterlegung in verschiedenen Graustufen verdeutlicht.

Tabelle 13: Entwicklung des Börsenratings der großen Vier 1998–2015

		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006	
		lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf
E.ON	Moody's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Aa2	P-1	Aa2	P-1	Aa2	P-1	A1	P-1	Aa3	P-1	Aa3	P-1	Aa3	P-1
	Standard & Poor's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	AA	A-1+	AA	A-1+	AA-	A-1+	AA-	A-1+	AA-	A-1+	AA-	A-1+	AA-	A-1+
RWE	Moody's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Aa3	P-1	k.A.	k.A.	A1	k.A.	A1	k.A.	A1	k.A.	A1	P-1	A1	P-1
	Standard & Poor's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	AA-	A-1+	k.A.	k.A.	A+	k.A.	A+	k.A.	A+	k.A.	A+	A-1	A+	A-1
EnBW	Moody's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	A2	P-1	A2	P-1	A3	P-2	A3	P-2	A2	P-1	A2	P-1
	Standard & Poor's	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	A+	A-1	A+	A-1	A+	A-1	A	A-1	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2
Vattenfall	Moody's	Aa3	P-1	A1	P-1	A1	P-1	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A2	P-2	A2	P-2
	Standard & Poor's	AA	A-1+	A+	A-1	A+	A-1	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2
Fortsetzung		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015	
		lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf	lf	kf
E.ON	Moody's	A2	P-1	A2	P-1	A2	P-1	A2	P-1	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	Baa1	P-2
	Standard & Poor's	A	A-1	A	A-1	A	A-1	A	A-1	A	A-1	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	BBB+	A-2
RWE	Moody's	A1	P-1	A1	P-1	A2	P-1	A2	P-1	A3	P-2	A3	P-2	Baa1	P-2	Baa1	P-2	Baa2	P-2
	Standard & Poor's	A+	A-1	A	A-1	A	A-1	A	A-1	A-	A-2	BBB+	A-2	BBB+	A-2	BBB	A-2	BBB	A-2
EnBW	Moody's	A2	P-1	A2	P-1	A2	P-1	A2	P-1	A3	k.A.	A3	k.A.	A3	k.A.	A3	k.A.	A3	P-2
	Standard & Poor's	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	k.A.	A-	k.A.	A-	k.A.	A-	k.A.	A-	A-2
Vattenfall	Moody's	A2	P-2	A2	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2	A3	P-2
	Standard & Poor's	A-	A-2	A-	A-2	A	A-1	A	A-1	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2	A-	A-2

Langfristiges Rating (lf) und kurzfristiges Rating (kf). Quelle: Geschäftsberichte und Homepages der Unternehmen. Eigene Zusammenstellung

Für alle vier Unternehmen zeigt sich eine (wenn auch nicht konstante) negative Entwicklung. Das Rating der beiden größeren Unternehmen E.ON und RWE weist dabei im Zeitverlauf eine größere Spannbreite auf. Zwischen 2000 und 2015 sank das Rating von »high grade« auf »lower medium grade«. Die Ratings der kleineren Unternehmen EnBW und Vattenfall waren zwar zu Beginn des Untersuchungszeitraumes schlechter als die von E.ON und RWE, dafür fielen sie im weiteren Verlauf weniger stark ab.

Technologisches Kapital

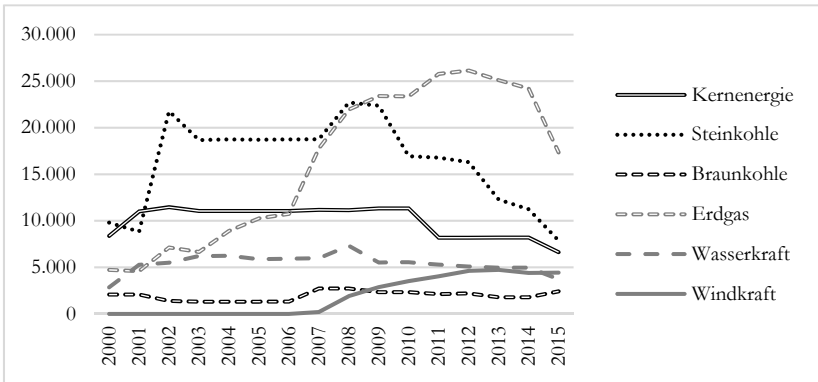
Die Entwicklung des technologischen Kapitals der Stromkonzerne (im Sinne der in den Unternehmen gebündelten Fähigkeiten, Routinen und technologischem Know-how) soll anhand von zwei Indikatoren abgeschätzt werden: Den *Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten* sowie dem *Energiemix*, also dem Anteil verschiedener Erzeugungstechnologien an den Produktionskapazitäten der Unternehmen.

Die *Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte* der Unternehmen lassen sich in Ermangelung entsprechender Daten nicht quantifizieren. Informationen aus den Geschäftsberichten der Unternehmen sowie aus Interviews mit Führungskräften zeigen jedoch die Tendenz auf, dass die Unternehmen bis Ende der 2000er Jahre den größten Teil ihrer Forschungsbudgets für die Effizienzsteigerung sowie die Schadstoffminimierung von konventionellen Kraftwerken aufwendeten. Alternative Technologien, etwa erneuerbare Energien, smarte Technologien oder E-Mobilität, kamen ab Mitte der 2000er Jahre vermehrt auf die Agenda und lösten nach Fukushima die konventionelle Erzeugung als Forschungsschwerpunkt ab.

Dazu lässt sich der *Erzeugungsmix* der Unternehmen – also welche Kraftstoffe und Technologien zur Erzeugung von Strom verwendet werden – als Indikator für das technische Know-how innerhalb der Unternehmen heranziehen. Die Abbildungen 7-10 zeigen den Erzeugungsmix der vier Unternehmen im Zeitverlauf. Will man von dem Energiemix der Unternehmen Aussagen über deren technologische Kompetenzen ableiten, finden sich einige Gemeinsamkeiten. Alle vier Unternehmen besitzen weitreichende Expertise im Betrieb großskaliger konventioneller Kraftwerke. Übergreifend ist hierbei ein Trend in Richtung vermehrtem Ausbau oder Aufkauf von Gaskraftwerken bei – im Falle von E.ON und RWE – gleichzeitiger Reduzierung von Steinkohlekapazitäten zu beobachten. Bezüglich erneuerbarer Energien stellte Wasserkraft traditionell einen wichtigen Pfeiler dar. Von den

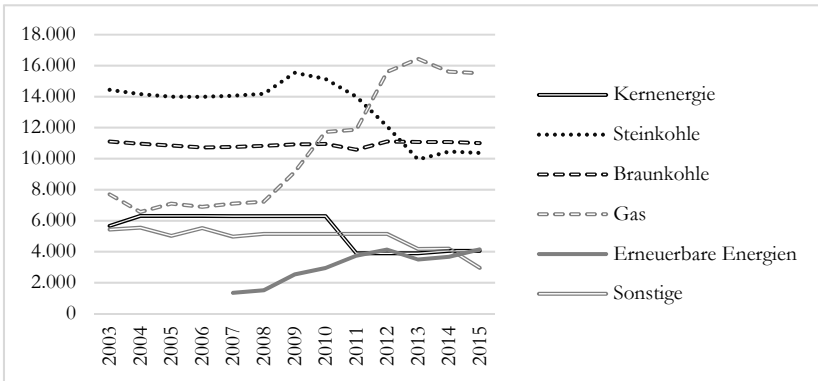
anderen Erneuerbaren-Energien-Technologien bauten die Unternehmen lediglich die Windenergie (an Land wie auf See) in nennenswertem Umfang aus. Abseits von Vattenfall, die bereits Ende der 1990er Jahre in Windkraftanlagen investierten, fand diese Technologie bei den anderen drei Unternehmen vor 2006/2007 keine Beachtung, die sich in den Zahlen ablesen lassen würde.

Abbildung 7: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2000–2015 (E.ON)



In MW. Konzernweite Zahlen. Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen

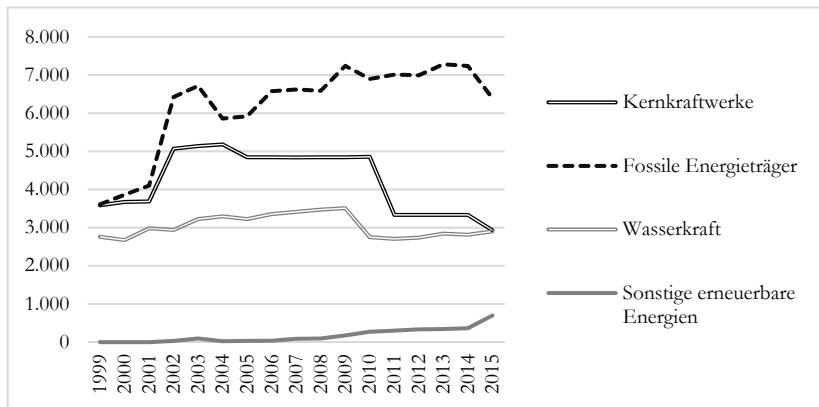
Abbildung 8: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2003–2015 (RWE)



In MW. Konzernweite Zahlen. Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen³⁸

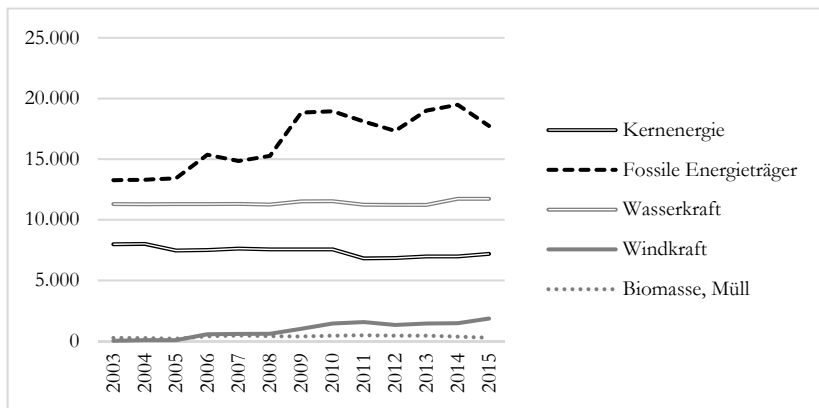
38 Die Kategorie »Sonstige« beinhaltet auch Pumpspeicherkraftwerke. Erneuerbare Energien sind bis zum Jahr 2007 unter der Kategorie »Sonstige« aufgeführt.

Abbildung 9: Kraftwerksleistung nach Energieträger 1999–2015 (EnBW)



In MW. Konzernweite Zahlen. Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen³⁹

Abbildung 10: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2003–2015 (Vattenfall)



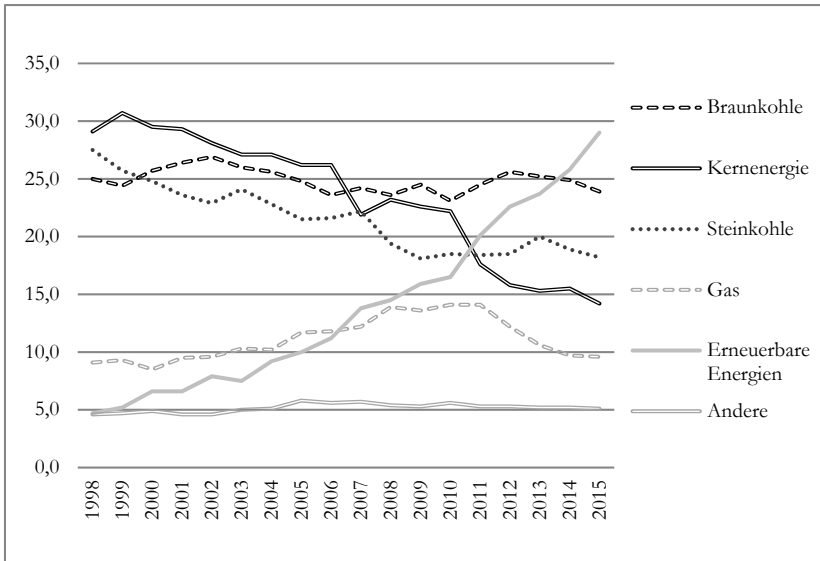
In MW. Konzernweite Zahlen. Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen⁴⁰

39 Die Kategorie »konventionelle Kraftwerke« umschließt Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke sowie nicht weiter bestimmte »sonstige konventionelle Kraftwerke«. Erst ab dem Jahr 2011 liegen differenziertere Zahlen zu den konventionellen Kapazitäten des Konzerns vor. Die rund 7.000 MW an installierter konventioneller Leistung im Jahr 2011 setzen sich aus rund 4.000 MW Steinkohlekapazität sowie je etwa 1.000 MW Braunkohle-, Gas- sowie sonstiger konventioneller Kapazität zusammen.

40 Vattenfall stellt keine differenzierten Informationen über die Zusammensetzung der Kategorie »Fossile Energieträger« im Zeitverlauf zur Verfügung. Im Jahr 2011 setzte sich der

Werfen wir einen Blick auf die Entwicklung des bundesweiten Energiemix – Abbildung 11, gemessen an der produzierten Strommenge –, zeigt sich, dass die großen Vier ihr Engagement in erneuerbaren Energien erst zu einem Zeitpunkt erhöhten, als diese Technologien im Feld bereits relativ etabliert waren. Demnach trugen erneuerbare Energien in Deutschland bereits zu mehr als 10 Prozent der Stromerzeugung bei, als die großen Vier diesen Bereich für sich entdeckten. Es zeigt sich also eine Diskrepanz zwischen dem in den Unternehmen ausgebildeten Know-how und dem im Feld vorhandenen.

Abbildung 11: Brutto Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen 1998–2015

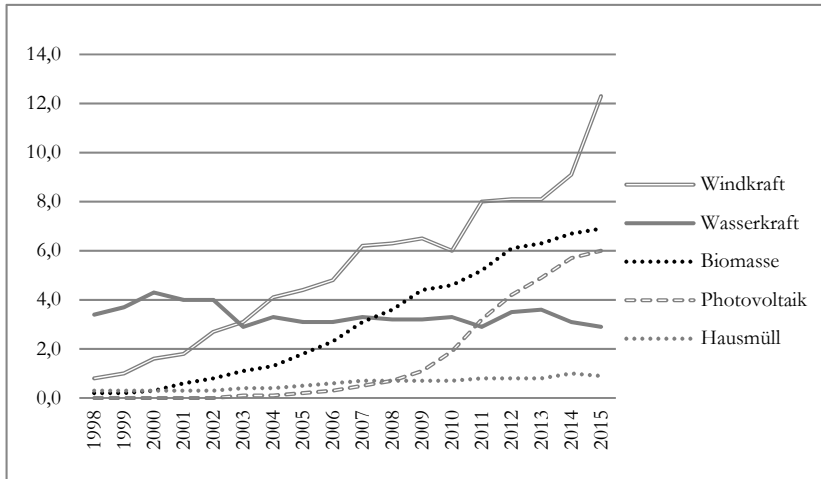


In Prozent an der Gesamtproduktion. Quelle: AG Energiebilanzen e.V. (2017)

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien nach Technologien ausdifferenziert. Selbst die von den großen Vier favorisierte Form der Erneuerbaren, die Windenergie, war 2006/2007 in Deutschland bereits relativ etabliert. Dies könnte darauf hinweisen, dass die großen Unternehmen bezüglich ihres Know-hows in erneuerbaren Energien hinter die Entwicklungen des Feldes zurückfielen.

fossile Kraftwerkspark von Vattenfall aus Braunkohle- (39 Prozent), Steinkohle- (24 Prozent) sowie Gaskraftwerken (25 Prozent) zusammen (Vattenfall AB 2012, S. 120).

Abbildung 12: Brutto Stromerzeugung in Deutschland aus erneuerbaren Energien 1998–2015

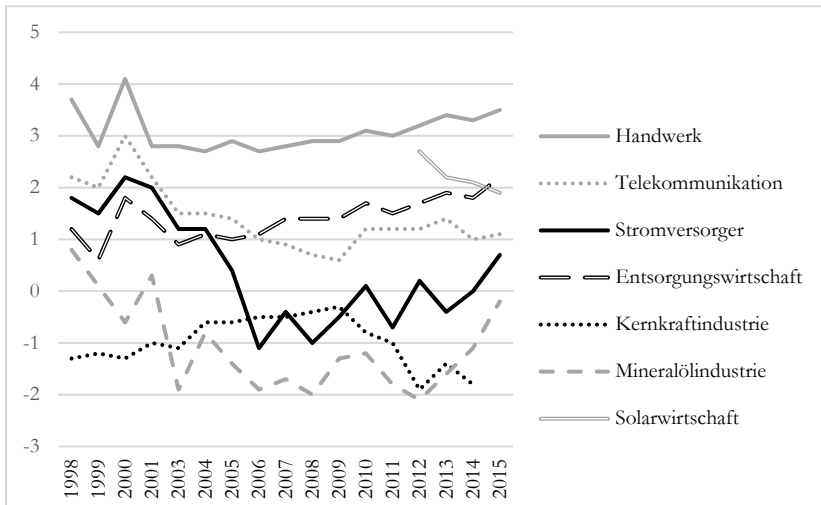


In Prozent an der Gesamtproduktion. Quelle: AG Energiebilanzen e.V. (2017)

Symbolisches Kapital

Als Indikator für das symbolische Kapital (im Sinne der gesellschaftlichen Legitimität) wird das Image der Versorger herangezogen. Der Branchenverband BDEW erhebt jährlich das Meinungsbild der Bevölkerung bezüglich energiepolitisch relevanter Fragestellungen. Unter anderem wird das Image ausgewählter Industriezweige abgefragt (siehe Abbildung 13). Demzufolge hat sich das Image der Stromversorger zwischen 2000 und 2006 (und dabei insbesondere ab 2004) stark verschlechtert. Obwohl sich das Bild der Bevölkerung von den Versorgern seit dem Tiefpunkt im Jahr 2006 tendenziell verbessert hat, sind die Werte im Branchenvergleich immer noch niedrig. Dabei sind diese Zahlen aus methodischen Gründen etwas irreführend, da das Ansehen von Stromversorgern und Kernkraftindustrie separat abgefragt wurde, obgleich es sich prinzipiell um dieselben Unternehmen handelt. Mittelt man die Werte beider Kategorien aus, zeigt sich ein sinkendes Image bis 2006, eine tendenzielle Besserung bis 2010, gefolgt von einem weiteren Abfallen und konstanten Verweilen auf Tiefstwerten noch unter dem Niveau von 2006 bis zum Jahr 2014 (2015 wurde die Kernkraftindustrie nicht mehr separat abgefragt).

Abbildung 13: Image-Entwicklung ausgewählter Branchen 1998–2015



Von -5 (sehr schlecht) bis +5 (sehr gut). Quelle: BDEW e.V. (2015)

Zusammenfassende Betrachtungen zur Entwicklung des Ressourcenstamms der Unternehmen

Die Entwicklungen im Kapitalstamm der Unternehmen indizieren also einen rapiden Aufstieg der Stromkonzerne, auf welchen – der genaue Wendepunkt ist je nach Kapitaltyp unterschiedlich festzulegen – ein stetiger Fall folgte.

Dies gilt für alle dargestellten Formen von ökonomischem Kapital, wengleich sich der Zeitpunkt, zu dem die jeweiligen Maximalwerte auftraten, je nach Subkategorie unterscheidet. Im Falle der Produktionsmittel finden sich die Höchstwerte je nach Unternehmen und betrachteter Region zwischen 2007 und 2010. Das Verhältnis dieser Kapazitäten zu den insgesamt in Deutschland installierten Anlagen war um 2004 am höchsten, das distributive Kapital 2003. Das finanzielle Kapital, ausgedrückt im Börsenkurs, fand 2008 seinen Höhepunkt, während das Kreditrating über den Untersuchungszeitraum relativ konstant abnahm – insbesondere nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima. Beobachtung zum technologischen Kapital indizieren, dass sich die Kompetenzen der Unternehmen bezüglich

neuer Energieträger im Zeitverlauf langsamer entwickelten als das technologische Profil des Feldes. Dazu büßten die Unternehmen zwischen 2004 und 2006 stark an symbolischem Kapital ein.

Anhand der Daten lassen sich drei Zeitpunkte benennen, welche offenbar wichtige Wegscheidungen darstellten. Dies ist die Zeit um 2004, 2008 sowie 2011. Mit Rückblick auf die anfangs aufgeführten allgemeinen Feldveränderungen fallen diese Daten zusammen mit der Zeit (kurz vor) der Re-Regulierung des Strommarktes und der Einführung des Emissionshandels, der Wirtschaftskrise sowie der Nuklearkatastrophe von Fukushima.

5.3 Akquisitionen und Neubauprojekte: Übergreifende Trends in der Geschäftstätigkeit der Stromkonzerne

Abschließend will ich die Schwerpunkte der Geschäftstätigkeiten der Unternehmen im Zeitverlauf vergleichen. Hierzu werden die Akquisitionen und Desinvestitionen der Unternehmen sowie deren Investitionen in den Neubau von Erzeugungsanlagen dargestellt.

Als Ausgangspunkt wurden zunächst alle *Unternehmenskäufe sowie -verkäufe*, die in den Geschäftsberichten sowie den Pressemitteilungen der Unternehmen Erwähnung finden, in Listen überführt. Abbildung 14 zeigt eine Visualisierung dieser In- und Desinvestitionen. Die Punkte repräsentieren jeweils einzelne Unternehmen, welche von den großen Vier übernommen oder verkauft wurden. Käufe wurden nur in die Grafik aufgenommen, wenn mindestens die Sperrminorität von 25 Prozent erworben wurde. Verkäufe wurden nur aufgenommen, wenn das entsprechende Unternehmen vollständig abgestoßen wurde. In Fällen, in denen sich der Kauf- oder Verkaufsprozess über einen längeren Zeitpunkt erstreckte – etwa durch schrittweises Aufstücken von Anteilen –, wurde der Beginn der Transaktion als Geschäftszeitpunkt gewählt.

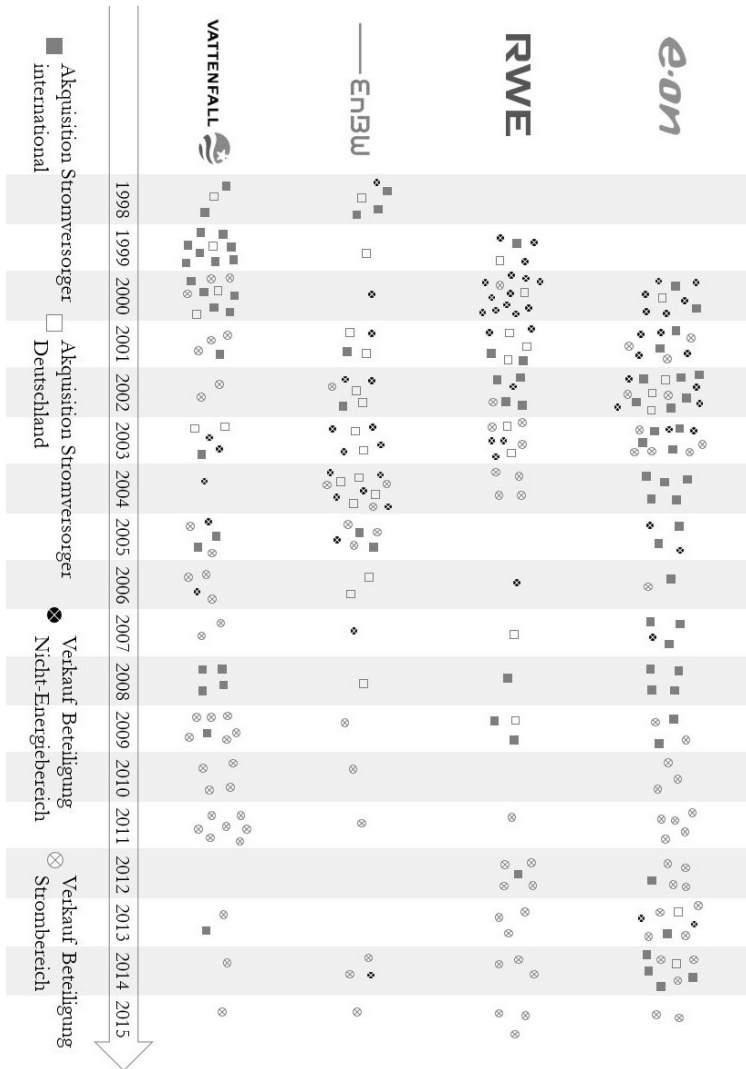
Unternehmen wurden nach Unternehmenssitz differenziert – Deutschland oder außerhalb von Deutschland – sowie nach ihren Geschäftsschwerpunkten. Dabei wurden zunächst Unternehmen aus dem Bereich der Stromversorgung unterschieden von Unternehmen aus dem Nicht-Energiebereich. Stromversorgung bezeichnet alle Unternehmen, welche einen Schwerpunkt auf die Produktion, den Transport, den Handel und/oder

den Vertrieb von Elektrizität legen. Als Nicht-Energiebereich werden Geschäftstätigkeiten abseits von Strom-, Gas-, Mineralöl- oder Wärmeversorgung verstanden. Unternehmen welche schwerpunktmäßig in der Gas-, Öl- oder Wärmeversorgung tätig sind, wurden somit nicht aufgenommen.⁴¹ Diese Visualisierung dient vor allem einer ersten Annäherung an die Geschehnisse im Feld. Unter anderem aufgrund unterschiedlich ausführlicher Berichterstattung der vier Unternehmen kann weder Vollständigkeit noch Vergleichbarkeit gewährleistet werden. Außerdem liegen in vielen Fällen keine Informationen über die Transaktionsvolumina vor, weshalb von einer (an sich hochinteressanten) größenabhängigen Unterscheidung der In- und Desinvestitionen abgesehen werden muss.

Aus Abbildung 14 lassen sich übergreifende Muster im Investitionsverhalten der vier Unternehmen ablesen. Akquisitionen von Stromversorgern erfolgten maßgeblich in der ersten Hälfte des Untersuchungszeitraumes. Alle vier Unternehmen hatten um 2000 eine Phase, in der sie einen Schwerpunkt auf die Übernahme von Stromversorgern legten: E.ON (2000–2004), RWE (2001–2003), EnBW (1998 sowie 2001–2004), Vattenfall (1998–2000). Diese Übernahmephase fällt zusammen mit der gehäuften Abstoßung von Beteiligungen im Nicht-Energiebereich – E.ON (2000–2002), RWE (1999–2000), EnBW (2002–2004), Vattenfall (in geringerem Ausmaß ab 2003). Desinvestitionen im Strombereich treten ebenso in allen vier Fällen gebündelt auf. Ein erster Schwung erfolgte im Anschluss zur Expansion im Strombereich – E.ON (2001–2003), RWE (2003–2004), EnBW (2004–2005), Vattenfall (2000–2001 sowie 2005–2007). Eine zweite Phase der Desinvestitionen im Strombereich erfolgte in den jüngeren Jahren – E.ON (2010–2014), RWE (2012–2015), EnBW (keine eindeutige Häufung), Vattenfall (2009–2011).

41 Dies ist der Fokussierung der Arbeit auf den Strombereich geschuldet und dient darüber hinaus dem Zweck der Übersichtlichkeit. Grundsätzlich erfolgten Investitionen in Unternehmen, welche sich ausschließlich der Gas- oder Wärmeversorgung widmeten, schwerpunktmäßig in denselben Zeiträumen wie die Investitionen in Stromversorger. Dennoch wurden einige Unternehmen aufgenommen, welche in Gas-, Wärme- oder Mineralölversorgung tätig waren – jedoch nur, wenn der Geschäftsschwerpunkt dieser Unternehmen in der Stromversorgung lag.

Abbildung 14: Akquisitionen und Desinvestitionen der großen Vier 1998–2015



Quelle: Unternehmensberichte und Pressemitteilungen. Eigene Zusammenstellung⁴²

42 Im Falle der RWE ist die Darstellung für das Jahr 1998 unvollständig, da die Zeitpunkte der Investitions- und Desinvestitionsaktivitäten des Unternehmens aus den Geschäftsberichten 1997/1998 sowie 1998/1999 häufig nicht eindeutig hervorgehen. Im Jahr 1998 waren also vermutlich mehr Geschäftsaktivitäten erfolgt als in der Grafik dargestellt.

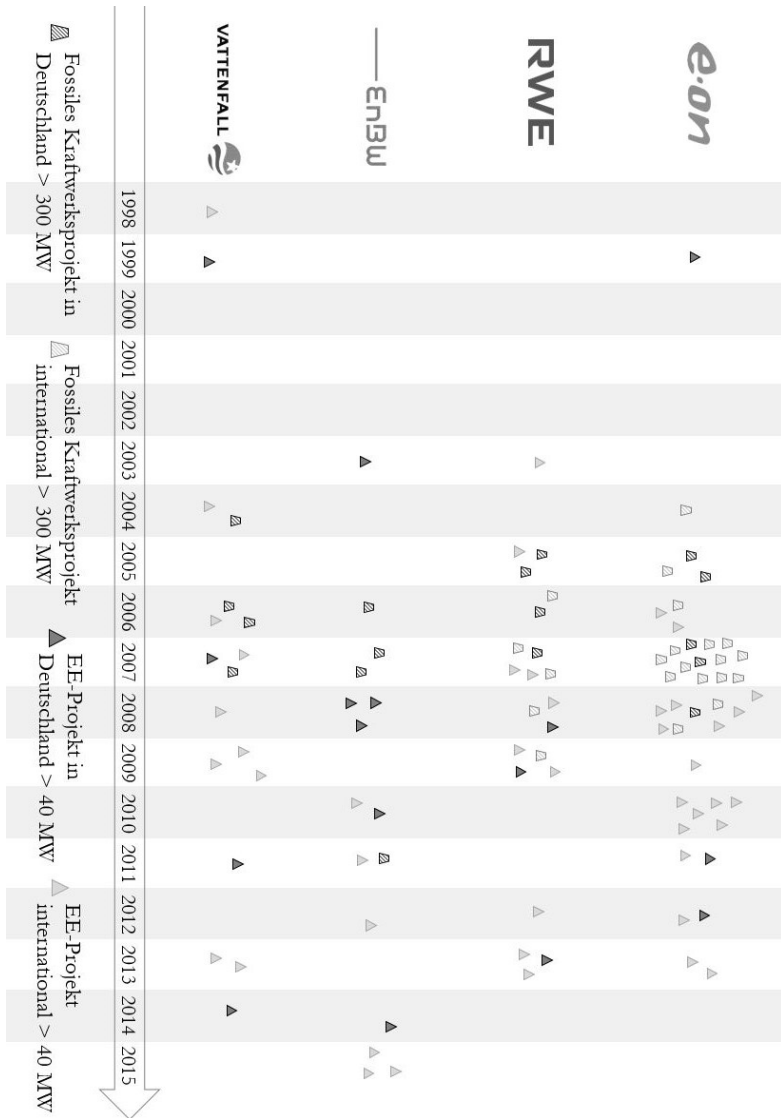
In ähnlicher Weise wurden die Investitionen der Unternehmen in *neue Erzeugungskapazitäten* in den Blick genommen. Hierzu wurden alle Informationen zu Planung und Verlauf von Neubauprojekten aus den Geschäftsberichten sowie den Pressemitteilungen der Unternehmen entnommen. Die Kraftwerke wurden anschließend in vier Kategorien eingeteilt: Fossile Kraftwerke in Deutschland, fossile Kraftwerke international, Erneuerbare-Energien-Projekte in Deutschland sowie internationale Erneuerbare-Energien-Projekte. Die Kategorie fossile Kraftwerke umschließt Kohle- und Gaskraftwerke, erneuerbare Energien umfasst On- und Offshore-Windparks sowie Wasserkraftwerke (Pumpspeicher wie auch Laufwasser). Kernkraftwerke wurden von den Unternehmen im Untersuchungszeitraum nicht gebaut. Nachdem sich die Berichterstattung der Unternehmen bezüglich kleinerer Projekte als inkonsistent herausstellte – manche Unternehmen berichteten darüber, andere nicht – wurden nur größere Kraftwerke in die Analyse einbezogen. Im Falle von Erneuerbare-Energien-Projekten sind dies Kraftwerke mit einer Leistung von über 40 Megawatt, im Falle fossiler Kraftwerke Anlagen mit einer Leistung über 300 Megawatt. Kraftwerke, welche zum größeren Teil der Erzeugung von Wärme dienen, wurden nicht berücksichtigt. Ebenfalls nicht aufgenommen wurden konventionelle Anlagen, welche nicht von den großen Vier selbst geplant waren, sondern als bereits laufende Projekte im Rahmen von Unternehmensübernahmen erworben wurden.⁴³

Abbildung 15 zeigt eine Visualisierung der Kraftwerksprojekte der Unternehmen. Als Grundlage für die Positionierung der einzelnen Projekte auf der Zeitleiste wurde der *Beginn* der Projektplanung herangezogen – annäherungsweise bestimmt durch das Jahr, in welchem das entsprechende Projekt zum ersten Mal in den Publikationen der Unternehmen auftauchte.⁴⁴

43 Dabei handelt es sich um: Die Erweiterung des Kraftwerkes Émile Huchet um Block 7 und 8, welche E.ON im Rahmen der gescheiterten Endesa Übernahme erworben hatten (siehe Abschnitt 8.3.1), die Projekte Claus C und Moerdijk, welche von Essent geplant wurden und sich bereits im Bau befanden, als RWE den Versorger übernahm, sowie die Nuon-Projekte Diemen 34, Hemweg 9 und Magnum, welche Vattenfall nach der Übernahme des Versorgers weiterverfolgte.

44 Bei einzelnen Onshore-Windparkprojekten war der Planungsbeginn nicht bekannt. Da diejenigen Onshore-Projekte, über die umfangreiche Informationen vorlagen, in aller Regel relativ schnell umgesetzt wurden, wurde für alle Onshore-Projekte mit unbekanntem Projektstart annäherungsweise ein Jahr Zeitraum zwischen Planungsbeginn und Inbetriebnahme unterstellt.

Abbildung 15: Kraftwerksprojekte der großen Vier nach Planungsbeginn 1998–2015



Quelle: Unternehmensberichte und Pressemitteilungen. Eigene Zusammenstellung

Zwischen der Investitionsentscheidung und der Inbetriebnahme eines Kraftwerkes liegen je nach Kraftwerkstyp häufig etliche Jahre, weshalb, will man Investitionsentscheidungen als strategische Entscheidungen begreifen, der Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bedeutend relevanter ist als der der Inbetriebnahme. Es muss jedoch erwähnt werden, dass nicht alle in Abbildung 15 eingegangenen Projekte auch tatsächlich verwirklicht wurden. Einzelne Projekte wurden aus unterschiedlichen Gründen im Verlauf abgebrochen. In die Grafik aufgenommen wurden nur Projekte, bei denen eine Investitionsentscheidung getroffen und die entsprechenden Bauanträge am Standort gestellt wurden. Nicht aufgenommen wurden hingegen Projekte, welche sich entweder zu Beginn des Untersuchungszeitraumes bereits im Bau befanden oder Projekte, die zum Ende des Untersuchungszeitraumes zwar beschlossen waren, deren Umsetzung jedoch noch nicht begonnen hatte.

Aus diesen Daten lassen sich zwei Muster herauslesen: Abseits von einzelnen Projekten wurde der Großteil aller fossilen Kraftwerksprojekte zwischen 2005 und 2008 beschlossen. Bei Erneuerbare-Energien-Projekten ist eine Häufung ab 2006/2007 zu beobachten. Während jedoch 2011 das letzte fossile Kraftwerk beschlossen wurde, trieben die Stromkonzerne den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes voran.

Zusammenfassend lassen sich aus den Investitionsentscheidungen der Unternehmen für alle vier Konzerne die folgenden Tendenzen herauslesen: (1) Nach der Liberalisierung folgte eine Phase der Expansion im Strombereich durch die Akquisition einer Großzahl an Unternehmen. Diese Zukäufe gingen mit einer gleichzeitigen Fokussierung einher, das heißt mit Verkäufen im Nicht-Energiebereich. (2) Je nach Unternehmen ging spätestens nach 2004 die Anzahl der Zukäufe merklich zurück. Es folgte eine kurze Konsolidierungsphase, nach deren Abschluss die Versorger – ab 2006 – vermehrt in neue Produktionsanlagen investierten. (3) Während der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes weiterbetrieben wurde, fanden nach 2009 kaum mehr Investitionen in fossile Kraftwerke statt. Etwa zu diesem Zeitpunkt begannen die Unternehmen jedoch vermehrt Beteiligungen im Strombereich zu verkaufen.

5.4 Zusammenfassung: Ableitung von Entwicklungsphasen

Aus den oben skizzierten Feldveränderungen, der Entwicklung der Position der großen Versorger im Feld sowie ihren strategischen Schwerpunktsetzungen im Zeitverlauf lassen sich vier Entwicklungsphasen ableiten, an welchen sich die anschließende, ausführliche Fallbeschreibung orientieren wird:

- Die erste Phase (1998–2005) ist von der Expansionsstrategie der Unternehmen in Folge der Marktöffnung und dem damit einhergehenden Konzentrationsprozess im Stromsektor gekennzeichnet. Die Geschäftstätigkeiten der Unternehmen in diesem Zeitraum sind geprägt von der Übernahme von Stromversorgern bei gleichzeitiger Desinvestition von Aktivitäten außerhalb des Energiebereiches. Diese wurden begleitet von positiven Entwicklungen im wirtschaftlichen Umfeld der Unternehmen (steigende Preise und Nachfrage). Negative politische Weichenstellungen (EEG, Atomausstieg) hatten aufgrund ihres längerfristigen Charakters zunächst keine direkten Auswirkungen auf die Unternehmen.
- Phase zwei (2005–2008) wird durch Veränderungen in den politischen Rahmenbedingungen eingeleitet (Re-Regulierung und Emissionshandel) und ist von einer positiven Entwicklung der wirtschaftlichen Position der Unternehmen (EBITDA, Börsenkurs) und ihrem Marktumfeld (Strompreis und Nachfrage) gekennzeichnet. Der Geschäftsfokus der Unternehmen verlagerte sich in diesem Zeitraum weg von Unternehmensakquisitionen hin zur Planung neuer Kraftwerke.
- Ab Phase drei (2008–2011), welche durch die Wirtschaftskrise eingeleitet wird, kehren sich diese Trends tendenziell um. Der Strompreis sinkt, die Nachfrage strauchelt und der Börsenkurs bricht ein. Die Gewinnkurven der Unternehmen (EBITDA) knicken nach einem Höhepunkt im Jahr 2010 ein. In dieser Phase beginnen die Unternehmen erstmals, in großem Ausmaß in erneuerbare Energien zu investieren.
- Phase vier (2011–2015) ist von einem Abwärtstrend auf allen Ebenen gekennzeichnet (EBITDA, Börsenkurs und -rating, Strompreis und -nachfrage). Die Geschäftstätigkeiten der Unternehmen sind maßgeblich von Desinvestitionen im Strombereich geprägt sowie vom weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Im Folgenden wird zunächst der Status des Feldes zu Beginn des Untersuchungszeitraumes vorgestellt, bevor die eben abgeleiteten vier Phasen detailliert abgehandelt werden.

6. Ausgangspunkt: Der Elektrizitätssektor vor der Liberalisierung

Bisherige Forschung (siehe Kapitel 1) deutet darauf hin, dass die Entwicklungen im Untersuchungszeitraum stark durch die Ausgestaltung des Stromsektors zu Monopolzeiten (also vor der Marktöffnung 1998) geprägt waren. Aufgrund dessen wird im Folgenden als Ausgangspunkt der Untersuchung die Konstitution des Feldes vor der Liberalisierung dargestellt. Dabei beschreibe ich zunächst die *institutionelle Rahmung* des Feldes im Monopol, bevor ich auf die *Konfiguration der Akteure* sowie deren Position im Feld eingehe. Abschließend werden die Charakteristika der im Feld genutzten *Technologien* beschrieben und deren Bedeutung für die Strukturierung des Feldes behandelt.

6.1 Institutionelle Rahmenbedingungen im Monopol

Bis zum Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 29. April 1998 – das die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes einläutete – war die deutsche Stromwirtschaft durch das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz beziehungsweise EnWG) vom 13. Dezember 1935 geregelt. Das Gesetz verfolgte die Ziele, durch Sicherung des staatlichen Einflusses auf die Energieversorgung bei gleichzeitiger Verhinderung der »schädlichen Auswirkungen des Wettbewerbs im Interesse des Gemeinwohls eine sichere und billige Energieversorgung zu gewährleisten« (Deutscher Bundestag 1935, S. 1451).

Demgemäß war die Elektrizitätsversorgung in Deutschland bis 1998 weitgehend *staatlich reguliert*. Entscheidungen zum Bau und Einsatz von Erzeugungsanlagen waren durch staatliche *Investitionskontrollen* restringiert und damit auch politischen Bedingungen unterworfen. Dazu bestanden staatliche *Preiskontrollen*. Das Tarifkundengeschäft unterlag behördlicher Aufsicht,

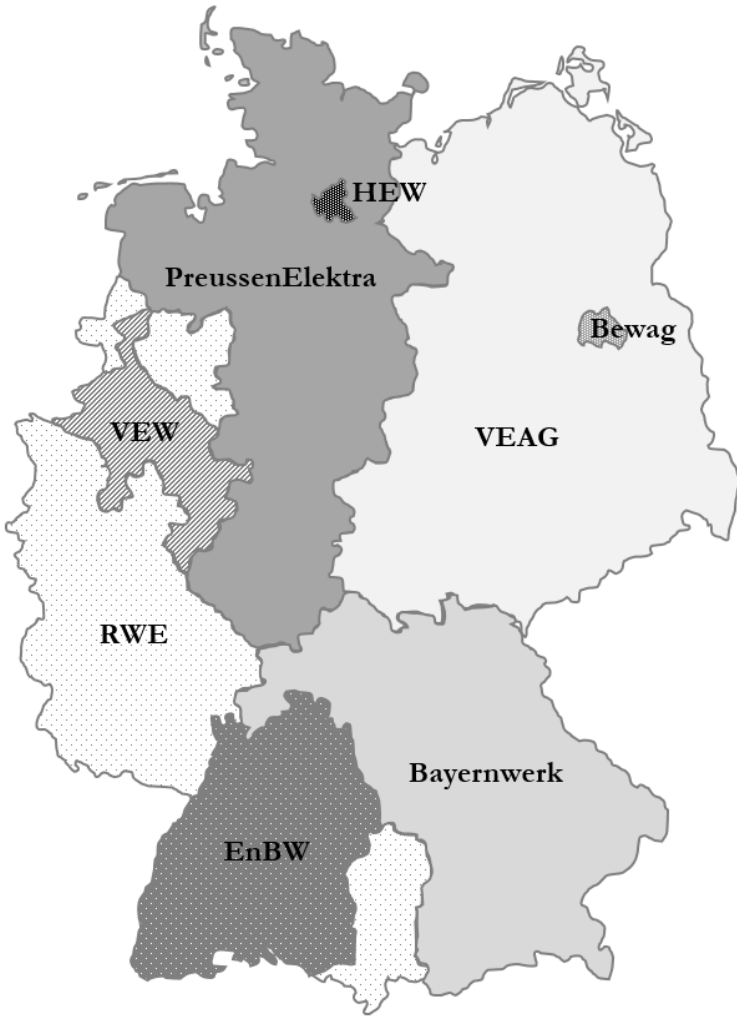
der Sonderkundenbereich einer Missbrauchsaufsicht (Latkovic 2000, S. 130). Die Preise bildeten sich auf Basis der Selbstkosten der Versorger, auf die eine normierte Gewinnmarge aufgeschlagen wurde (Bontrup und Marquardt 2010, S. 21). Dazu waren die Leistungsbereiche der Feldakteure sowie die geographischen Grenzen, innerhalb welcher sie diese Leistungen anbieten durften, durch eine Vielzahl verschiedener Verträge geregelt. *Demarkationsverträge* zwischen Versorgungsunternehmen untersagten das Angebot bestimmter, festgelegter Leistungen im Gebiet des jeweiligen Vertragspartners. Sie wurden sowohl zwischen Unternehmen auf derselben Versorgungsstufe *horizontal* abgeschlossen, als auch zwischen Unternehmen unterschiedlicher Versorgungsstufen *vertikal*. Horizontale Demarkationsverträge grenzten die regionalen Versorgungsgebiete voneinander ab, während vertikale Demarkationsverträge festlegten, für welche Leistungen entlang der Wertschöpfungskette – also Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb – das jeweilige Unternehmen zuständig war. Im Falle vertikaler Demarkationsverträge bestand in der Regel ein Machtungleichgewicht zugunsten des zuliefernden Versorgungsunternehmens (Latkovic 2000, S. 125). Dazu sicherten sich Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch den Abschluss langfristiger *Konzessionsverträge* mit Gebietskörperschaften den Einfluss auf lokaler Ebene. Im Rahmen dieser Verträge verpflichteten sich die Gemeinden, die Verlegung von Leitungen zum Zwecke der öffentlichen Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet ausschließlich dem Elektrizitätsversorger zu gestatten (Ausschließlichkeitsklausel) sowie selbst von einer Versorgung Dritter im Gemeindegebiet abzusehen (Verzichtsklausel). Zudem gewährleisteten die Weiterverteiler in sogenannten *Preisbindungsverträgen* gegenüber ihren Zulieferern, den Strom nicht zu höheren Preisen an ihre Kunden abzugeben wie die Zulieferer. Damit konnte das entsprechende, zuliefernde Unternehmen gegenüber dem Weiterverteiler als Preissetzer auftreten, wodurch gleichzeitig eine einheitliche Preisgestaltung innerhalb eines Versorgungsgebietes gewährleistet war (ebd., 2000, S. 126).

Der Handlungsspielraum der Akteure im Feld war maßgeblich durch diese gesetzlichen Rahmenbedingungen und Vertragsstrukturen festgelegt. Es gab keine wettbewerblichen Strukturen und die Handlungsorientierung der Unternehmen war auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrem (regionalen wie funktionalen) Zuständigkeitsbereich ausgelegt. Damit boten die Feldregeln den Marktteilnehmern zwar verlässliche Rahmenbedingungen und weitgehend gesicherte Einnahmequellen, gleichzeitig war jedoch ihr unternehmerisches Handeln klaren Restriktionen unterworfen.

Die Notwendigkeit staatlicher Kontrolle der Elektrizitätsversorgung wurde bis in die 1970er Jahre kaum hinterfragt – ebenso die unterstellten Gefahren im Falle einer Marktöffnung (vgl. Monstadt 2004, S. 69; Bontrup und Marquardt 2010, S. 22). Aufgrund der technisch-ökonomischen Besonderheiten von Strom (Netzgebundenheit und begrenzte Speicherbarkeit) sowie der hohen Kapitalintensität von Netzen und Erzeugungsanlagen wurde die Elektrizitätsversorgung lange Zeit als natürliches Monopol angesehen, weshalb sich die Koordination über einen Markt nicht empfehlen würde. Da der zuverlässigen Bereitstellung von Strom als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge eine hohe Priorität eingeräumt wurde, wollte man deren Gewährleistung nicht den (angenommenen) Unsicherheiten des Marktes überlassen (Monstadt 2004, S. 74–77). Diese Interpretation wurde im Zuge eines neo-liberalen Paradigmenwechsels seit den 1980er Jahren zunehmend hinterfragt (Bontrup und Marquardt 2010, S. 23), worauf letztlich auch die voranschreitenden Bemühungen der EU zurückgingen, auf eine Öffnung der nationalen Strommärkte hinzuwirken.

6.2 Akteurskonstellation vor der Liberalisierung

Anfang 1998 – also noch vor der Marktöffnung – wurde die Stromversorgung durch etwa 1.000 Unternehmen mit jeweils klar abgegrenzten Versorgungsgebieten und Zuständigkeitsbereichen bereitgestellt. Auf der obersten Ebene fungierten acht vertikal integrierte *Verbundunternehmen* als Vorlieferanten der etwa 70 kleineren Regionalversorger sowie der über 900 Stadtwerke. Die Verbundunternehmen waren in Besitz der überregionalen Höchstspannungsnetze und damit zuständig für den Stromtransport über weite Strecken sowie den Stromaustausch im westeuropäischen Verbundsystem. Sie besaßen den größten Teil des deutschen Kraftwerksparks und produzierten mehr als 80 Prozent des Stroms, deckten dabei aber nur 33 Prozent der Stromabgabe an die Verbraucher ab (Latkovic 2000, S. 116; Leuschner 2016). Abbildung 16 zeigt die Abgrenzung der regionalen Monopole der Verbundunternehmen. Diese acht Unternehmen, aus denen in den ersten Jahren der Liberalisierung durch Zusammenschlüsse die großen Vier hervorgingen (Ausführlich in Abschnitt 7.1.2), sollen im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Abbildung 16: Die acht Verbundunternehmen und ihre regionalen Monopole 1998

Eigene Darstellung. Nach Haas und Scharer (2017)

Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE)

Die RWE AG wurde 1898 unter dem Namen Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG gegründet und ist eines der ältesten und traditionsreichsten Energieversorgungsunternehmen Deutschlands. RWE präsentierte sich vor Beginn der Liberalisierung als breit aufgestelltes Unternehmen. Die Geschäftsbereiche umfassten Energie, Bergbau und Rohstoffe, Mineralöl und Chemie, Entsorgung, Maschinen-, Anlagen- und Gerätebau sowie Bau und Telekommunikation. Innerhalb des Konzerns war die RWE Energie AG als rechtlich eigenständige Führungsgesellschaft für den Unternehmensbereich Energie zuständig. Mit einem Umsatz von 22,6 Milliarden DM im Geschäftsjahr 1997/1998 war die RWE Energie das umsatzstärkste Energieversorgungsunternehmen Deutschlands. Dieser Geschäftsbereich kam jedoch nur für etwa ein Drittel des konzernweiten Umsatzes auf (31,1 Prozent). Der größte prozentuale Anteil entfiel auf den Bereich Mineralöl und Chemie (38,1 Prozent). Das Geschäftsfeld Maschinen-, Anlagen- und Gerätebau folgte mit 15,3 Prozent, die restlichen Bereiche – Entsorgung, Telekommunikation, Bergbau und Rohstoffe, Bau – erwirtschafteten zusammen 15,4 Prozent. (RWE AG 1998, S. 12). Energie war zwar nicht der umsatzreichste Geschäftsbereich des Unternehmens, es war jedoch der Bereich, in welchem die meisten investiven Mittel flossen (37,9 Prozent) und der mit 45,7 Prozent beinahe die Hälfte des betrieblichen Ergebnisses lieferte (ebd., S. 19, S. 102). Energie war also das gewinnträchtigste Geschäftsfeld des Konzerns.

Das Versorgungsgebiet der RWE umfasste vor der Liberalisierung wesentliche Teile der Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen sowie Teile Bayerns (Klatt et al. 1999, S. 577). In der Geschichte des Unternehmens spielten die Verbindungen zu nordrhein-westfälischen Kommunen, welche zu Beginn der Liberalisierung 25,9 Prozent der Anteile am Unternehmen hielten, eine große Rolle (vgl. Becker 2011; Leuschner 2007e).⁴⁵ Neben den kommunalen Aktionären stellte die Allianz

45 Ein interviewter RWE-Manager fasste das historisch gewachsene Verhältnis zwischen RWE und den nordrhein-westfälischen Kommunen folgendermaßen zusammen: »[...] die Verbindung von Kommunalen zur Energieversorgung war natürlich auch aus der Geschichte her. Also das waren früher die Partner der Energieversorgung, die gesagt haben, hier RWE bring mir meinen Strom nach Trier. Im Gegenzug verkaufe ich dir halt das Recht dafür Gebühren zu erheben und im Gegenzug kriegst du wieder Gemeindeaktien von RWE. [...] Ja, deswegen auch noch so viele Aktien bei den Kommunen. Und dadurch

AG mit 13,3 Prozent den größten Einzelaktionär der RWE dar (RWE AG 1999, S. 8 ff.).

PreussenElektra AG

Die PreussenElektra – ehemals Preußische Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Preußenelektra) – entstand 1927 durch Fusion der Großkraftwerk Hannover AG, der Preußischen Kraftwerke Oberweser AG und der Gewerkschaft Großkraftwerk Main-Weser. Nach der Verschmelzung mit der Nordwestdeutsche Kraftwerke AG im September 1985 wurde das Unternehmen in PreussenElektra Aktiengesellschaft umbenannt. Der Versorgungsbereich reichte von der dänischen Grenze bis zum Main und umfasste Schleswig-Holstein, den größten Teil Niedersachsens und Hessens sowie Teile von Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg Vorpommern und des nördlichen Sachsen-Anhalt (Klatt et al. 1999, S. 568).

Die Preussenelektra war in Besitz der 1929 gegründeten Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG (VEBA), innerhalb derer sie für den Energiebereich zuständig war. Die VEBA war neben Elektrizität in den Bereichen Chemie, Öl, Telekommunikation, Distribution/Logistik, Immobilien sowie Silizium Wafer tätig und erwirtschaftete im Geschäftsjahr 1997 einen Umsatz von 82,7 Milliarden DM (VEBA 1998, S. 16). Während Distribution und Logistik im Jahr 1997 mit 35 Prozent der umsatzstärkste Geschäftsbereich war, entfielen auf den Strombereich – welcher 19,4 Prozent des Umsatzes stellte – 60,1 Prozent des Gewinns vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen (EBITDA), es handelte sich also um den Hauptergebnisträger des Konzerns (ebd., S. 20 f.).

Bayernwerk AG

Das Bayernwerk wurde 1921 als bayerisches Staatsunternehmen zum Zweck der Stromversorgung des Freistaates gegründet, welcher auch bis zum Beginn der Liberalisierung das Versorgungsgebiet des Unternehmens weitgehend absteckte. Das Unternehmen wurde 1994 privatisiert und befand sich seither mehrheitlich (1997 zu 95,2 Prozent) im Besitz der Vereinigte Industrieunternehmungen AG (VIAG) – die restlichen Anteile (4,8 Prozent) hielten bayerische Bezirke (Klatt et al. 1999, S. 553). Die VIAG war 1923 als

ist auch so eine enge Verbindung entstanden. Man muss auch ehrlicherweise sagen, dadurch wurde in der Vergangenheit gekungelt« (RWE Interview 5).

Dachgesellschaft für reichsdeutsche Industriebeteiligungen gegründet worden. Ihr Tätigkeitsbereich erstreckte sich zu Beginn der Liberalisierung neben Energie auf die Bereiche Telekommunikation, Aluminium, Chemie, Verpackung und Logistik. 1997 machte der Konzern einen Umsatz von 49,5 Milliarden DM, wovon 22,5 Prozent auf den in der Bayernwerk AG gebündelten Energiebereich entfiel. Wie auch im Falle der RWE und VEBA war zwar der anteilige Umsatz der Energieaktivitäten im VIAG-Verbund vergleichsweise gering, es erwies sich jedoch gleichzeitig als der profitabelste Geschäftszweig – das Bayernwerk kam für 73,7 Prozent des konzernweiten Gewinns (EBIT) auf (VIAG AG 1998, S. 1).

Die VIAG war im Jahr 1997 zu 25,1 Prozent in Besitz des Freistaates Bayern. Größte Einzelaktionäre waren daneben die VI-Industriebeteiligungsgesellschaft sowie die HI-Vermögensverwaltungsgesellschaft mit jeweils über 10 Prozent sowie die Allianz AG mit gut 5 Prozent (Klatt et al. 1999, S. 592).

Vereinigte Energiewerke AG (VEAG)

Die VEAG setzte sich aus den ehemaligen DDR-Verbund-Kombinaten Vereinigte Kraftwerks AG, Energiewerke Nord AG und der Verbundnetz Elektroenergie AG zusammen, welche nach der deutschen Wiedervereinigung von den westdeutschen Verbundunternehmen übernommen worden waren. Die VEAG wurde zu jeweils 26,25 Prozent von RWE und PreussenElektra gehalten, zu 22,5 Prozent vom Bayernwerk und zu 25 Prozent von einem Konsortium der übrigen Verbundunternehmen (Bleicher 2006, S. 172).⁴⁶

Die Geschäftstätigkeiten der VEAG bestanden damit im Betrieb der ehemals ostdeutschen Großkraftwerke (vor allem Braunkohlekraftwerke) sowie des dortigen Verbundnetzes. Im Geschäftsjahr 1997 erwirtschaftete die VEAG Umsatzerlöse in Höhe von 5.223 Millionen DM, welche zu 98 Prozent im Bereich Strom generiert wurden (VEAG AG 1998, S. 69).

⁴⁶ Bleicher (2006) beschreibt in seiner Dissertationsschrift detailliert den Prozess der Neuordnung der ostdeutschen Stromwirtschaft im Zuge der Wiedervereinigung. Mit der Metapher »Aufbau Ost als Nachbau West« versinnbildlicht er die Übertragung der institutionellen Ordnungsmuster der westdeutschen Stromversorgung auf die ehemalige DDR Stromwirtschaft.

Der Anteil der anderen Geschäftsbereiche – vor allem Wärme, Telekommunikation und Entsorgung – am Gesamtgeschäft war somit verschwindend gering (ebd., S. 40).

Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)

Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)⁴⁷ entstand zum 20. August 1997 durch die Fusion der Badenwerk Holding AG und der Energie-Versorgung Schwaben Holding AG (EVS). Das Badenwerk war 1921 unter dem Namen Badische Landeselektrizitätsversorgung AG zum Zweck des Auf- und Ausbaus der Energieversorgung im damaligen Baden gegründet worden. Die Gründung der Energie-Versorgung Schwaben AG wiederum ging auf den Zusammenschluss der Oberschwäbischen Elektrizitätswerke (OEW) und der Elektrizitäts-Versorgung Württemberg AG (EVW) im Jahr 1939 zurück und markierte das Ende eines längeren Prozesses der Bündelung der württembergischen Stromversorgung (EnBW AG 2017d).

Die Geschäftstätigkeiten der EnBW erstreckten sich zu Beginn der Liberalisierung über die Bereiche Energie, Entsorgung sowie Industrie und Services. Zudem wies das Unternehmen die nachrangigen Geschäftsbereiche Telekommunikation und Verkehr aus. Der Bereich Energie stand bei der EnBW an zentraler Stelle, in diesem Geschäftsfeld wurden 1997 94,9 Prozent von 8.327 Millionen DM Umsatz erwirtschaftet. Die Geschäftsbereiche Entsorgung sowie Industrie und Services folgten erst weit abgeschlagen und machten 5,0 Prozent beziehungsweise 0,1 Prozent des Umsatzes aus (EnBW AG 1998, S. 2).

Die EnBW war – ähnlich wie RWE – stark regional verwurzelt, was auf die Entwicklungsgeschichte des Unternehmens zurückging und sich weiterhin in dessen Eigentümerstruktur widerspiegelte. 1998 befand sich das Unternehmen zu 25 Prozent im Besitz des Landes Baden-Württemberg, knapp

47 Die Abkürzung EnBW wurde erst seit 1998 offiziell verwendet. Im ersten Jahr nach der Gründung lautete die Kurzform zunächst EBW.

35 Prozent der Anteile lagen beim Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (OEW),⁴⁸ zusätzliche 26,4 Prozent bei drei weiteren regionalen Zweckverbänden.⁴⁹

Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)

Die Geschichte der VEW geht auf die Gründung des Elektrizitätswerk Westfalen (EW) im Jahre 1906 zurück. Das Unternehmen wurde ehemals von westfälischen Kommunen zur Abwehr der expandierenden RWE gegründet und firmierte, nach Zusammenschluss mit mehreren kommunalen Überlandwerken, seit 1925 unter dem Namen VEW (ausführlicher Leuschner 2007e, S. 287). Wie auch die EnBW – und im weiteren Sinne die RWE – war das Unternehmen stark durch seinen Ursprung als kommunales Unternehmen und durch das zeitübergreifend hohe Engagement der mittlerweile nur noch als Aktionäre fungierenden Kommunen geprägt. 1998 hielten die kommunalen Aktionäre 52,1 Prozent der VEW-Aktien. Größter Einzelaktionär waren darüber hinaus die Energie-Verwaltungs-Gesellschaft mbH mit 25,3 Prozent sowie das Bayernwerk mit 12,4 Prozent der Anteile (VEW AG 1998, S. 29). Das Versorgungsgebiet der VEW umfasste weite Teile Westfalens.

Im Jahr 1998 wies die VEW neben Energie die Geschäftsbereiche Entsorgung und Dienstleistungen aus. Von einem Gesamtumsatz von 8.577 Millionen DM im Geschäftsjahr 1997 entfielen 85 Prozent auf den Energiebereich – sowie 92 Prozent des Konzernergebnisses von 326 Millionen DM. Der Entsorgungsbereich erwirtschaftete zwar 11 Prozent des Umsatzes, jedoch nicht einmal ein Hundertstel des Ergebnisses. Der Dienstleistungsbereich erwies sich als wirtschaftlicher, hier wurden 7,7 Prozent des konzernweiten Ergebnisses sowie 3,5 Prozent der Umsätze generiert (ebd., S. 78).

48 Der Zweckverband wurde und wird von baden-württembergischen Kommunen gehalten.

Die OEW musste sich – wie auch andere Zweckverbände und Regionalversorger – unter den Nationalsozialisten in die EVS einbringen und erhielt im Gegenzug Unternehmensaktien. Damit wurde die OEW 1939 vom operativ tätigen Unternehmen zum Aktionär (OEW Interview 1). Heute vertreten neun baden-württembergische Landkreise über die OEW ihre Interessen gegenüber der EnBW.

49 Es handelte sich um den Landeselektrizitätsverband Württemberg (12,1 Prozent), den Gemeindeelektrizitätsverband Schwarzwald-Donau (8,9 Prozent) sowie den Badischen Elektrizitätsverband (5,4 Prozent). Quelle: Direkte Anfrage beim Unternehmen.

Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW)

Die HEW wurde 1894 mit dem Ziel gegründet, die Stadt Hamburg mit Strom und Fernwärme zu versorgen. Die Stadt Hamburg – welche 1997 mit 50,2 Prozent Mehrheitsaktionär war – steckte auch das Versorgungsgebiet des Unternehmens zu Monopolzeiten ab (Klatt et al. 1999, S. 563). Darüber hinaus hielt die PreussenElektra 15,4 Prozent der Anteile, 21,8 Prozent befanden sich in Besitz des schwedischen Versorgers Sydkraft.

Die HEW war zum Zeitpunkt der Marktöffnung weitestgehend auf das Energiegeschäft fokussiert. Von 4.565 Millionen DM Umsatzerlösen im Jahr 1997 wurden 56,5 Prozent im Strombereich erwirtschaftet, 28,3 Prozent im Gasbereich und 6,5 Prozent im Wärmegeschäft. Lediglich 8,7 Prozent entfielen auf den Nicht-Energiebereich, welcher das Entsorgungsgeschäft sowie weitere (nicht spezifizierte) Lieferungen und Leistungen umschloss (HEW AG 1998, S. 6).

Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG (Bewag)

Das Unternehmen wurde 1884 unter dem Namen Städtische Electricitäts-Werke Aktiengesellschaft zu Berlin gegründet und war nach mehrfacher Umbenennung seit 1934 unter dem Namen Bewag tätig (Klatt et al. 1999, S. 555). Die Geschäftsbereiche der Bewag umfassten die Versorgung der Stadt Berlin mit Strom, Wärme und öffentlicher Beleuchtung. Von 3.960 Millionen DM Umsatzerlösen entfielen im Geschäftsjahr 1997/1998 77,8 Prozent auf den Bereich Strom, 20,7 Prozent auf Wärme und 1,3 Prozent auf Beleuchtung (BEWAG AG 1999, S. 93).

Im Jahr 1997 war die Bewag knapp zur Hälfte in Besitz von PreussenElektra (23 Prozent) und Bayernwerk (26 Prozent). Weitere 26 Prozent hielt der US-amerikanische Stromkonzern Southern Energy (Klatt et al. 1999, S. 555).

Die acht Verbundunternehmen unterschieden sich also hinsichtlich mehrerer Faktoren. Tabelle 14 stellt Umsätze, Geschäftsbereiche, Aktionärsstruktur sowie Erzeugungsmix der acht Unternehmen systematisch gegenüber.

Tabelle 14: Unterschiede zwischen den Verbundunternehmen 1997/1998

	Umsatz 1997	Geschäftsbereiche	Aktionärsstruktur	Erzeugungsmix
RWE	22,6 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Diversifiziert	Kommunen; Institutionelle Anleger; Streubesitz	Braunkohle (51%) Kernenergie (23%) Steinkohle (15%)
VEBA (Mutterkonzern PreussenElektra)	16,1 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Diversifiziert	Institutionelle Anleger; Streubesitz	Steinkohle (47%) Kernenergie (39%)
VIAG (Mutterkonzern Bayernwerk)	10,3 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Diversifiziert	Bundesland; Institutionelle Anleger; Streubesitz	Kernenergie (59%) Wasserkraft (20%)
VEAG	5,2 Mrd. DM	Energie (v.a. Strom)	Restliche Verbund- unternehmen	Braunkohle (93%)
EnBW	7,9 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Hauptsächlich Energie (v.a. Strom)	Kommunen; Bundesland; Streubesitz	Kernenergie (53%) Fossile Brennstoffe (32%)
VEW	8,6 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Hauptsächlich Energie (Strom, Gas, Wärme)	Kommunen; Andere Verbund- unternehmen	Steinkohle (61%) Kernenergie (27%)
HEW	4,6 Mrd. DM (nur Energiebereich)	Hauptsächlich Energie (Strom, Gas, Wärme)	Stadt; Internationaler Energieversorger	Kernenergie (69%)
Bewag	3,96 Mrd. DM	Energie (Strom, Wärme)	Andere Verbund- unternehmen; Internationaler Energieversorger	Steinkohle (63%) Erdgas (24%)

Daten: Geschäftsberichte. Eigene Zusammenstellung⁵⁰

Die unterschiedliche Höhe der Umsätze der Unternehmen vermitteln bereits einen Eindruck über deren unterschiedliche Ressourcenausstattung und damit deren Position im Feld. Um dies zu vertiefen, zeigt Tabelle 15 den Anteil der Verbundunternehmen an den deutschlandweiten Erzeugungskapazitäten sowie der Stromproduktion. Hierzu werden Angaben aus verschiedenen Studien zusammengefasst. Da die Autoren unterschiedliche Daten heranziehen und darüber hinaus unterschiedliche Berechnungsmethoden verwenden, weichen die angegebenen Zahlen im Detail voneinander ab. In einer Vermittlung können Sie jedoch dazu dienen, einen Eindruck von den ungefähren Kräfteverhältnissen zu vermitteln.

⁵⁰ Umsätze beziehen sich bei RWE und Bewag auf das Geschäftsjahr 1997/1998. Im Falle von RWE und EnBW wird der Außenumsatz angegeben, im Falle der Bewag die Umsatzerlöse.

Tabelle 15: Anteil der Verbundunternehmen an Erzeugungskapazitäten und Stromproduktion im Jahr 1998

Quelle	Anteil an Erzeugungskapazitäten (in Prozent)			Anteil an Stromproduktion (in Prozent)
	Pfeiffer (IWEN Daten)	Eikmeier und Gabriel (VDEW Daten)	Eikmeier und Gabriel (VGE Daten)	Eikmeier und Gabriel (VDEW Daten)
RWE	20,8	20,7	18,7	26,4
PreussenElektra	20,3	17,9	18,2	16,9
Bayernwerk	11,4	11,8	9,7	11,0
VEAG	k.A.	9,7	10,3	9,9
EnBW	7,3	8,4	7,3	8,7
VEW	5,8	4,2	5,4	4,3
HEW	4,3	2,9	3,5	2,1
Bewag	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Gesamt	69,9	75,6	73,1	79,3

Quellen: Eikmeier und Gabriel 2005; Pfeiffer 2005⁵¹

Interessant ist darüber hinaus ein Blick auf die Verflechtungen zwischen den Verbundunternehmen. Tabelle 16 zeigt eine Übersicht.

51 Sowohl Pfeiffer wie auch Eikmeier und Gabriel berücksichtigen die Verflechtungen auf dem deutschen Strommarkt rechnerisch. Pfeiffer bietet verschiedene Zahlen an, denen unterschiedliche Zurechnungsmethoden zugrunde liegen. Im vorliegenden Fall wurden den Daten auf Basis direkter Zurechnung (Pfeiffer 2005, S. 7) der Vorzug vor Daten auf Basis der Dominanzmethode gegeben, da erstere ein differenzierteres Bild der tatsächlichen Besitzverhältnisse liefert. Eikmeier und Gabriel berücksichtigen Beteiligung gemäß der Methode der durchgerechneten Kapitalanteile (Eikmeier und Gabriel 2005, S. 13). Lediglich die Anteile der VEAG wurden *nicht* den jeweiligen Anteilseignern zugewiesen (das Unternehmen befand sich vollständig in Besitz eines Konsortiums der anderen Verbundunternehmen). Die Bewag taucht in beiden Berechnungen nicht auf, da ihre Anteile an Kraftwerken den Anteilseignern (u.a. Bayernwerk und PreussenElektra) zugewiesen wurden.

Tabelle 16: Verflechtungen zwischen den Verbundunternehmen 1997/1998

Verbundunternehmen	Beteiligung an
RWE	26,25 Prozent an VEAG Minderheitsanteil an VEW (über Energie-Verwaltungs-Gesellschaft mbH)
PreussenElektra	26,25 Prozent an VEAG 15,4 Prozent an HEW 23 Prozent an Bewag
Bayernwerk	22,5 Prozent an VEAG 12,4 Prozent an VEW 26 Prozent an Bewag
EnBW, HEW, VEW, Bewag	Zusammen 25 Prozent an VEAG (über Energie-Beteiligungs-Holding (EBH))

Quelle: Geschäftsberichte; Klatt et al. (1999). Eigene Darstellung

Demnach wurde die (an Umsätzen und Produktionskapazitäten gemessene) Vormachtstellung der drei größten Unternehmen RWE, PreussenElektra und Bayernwerk zusätzlich durch Beteiligungen an den übrigen Verbundunternehmen gefestigt. Die ostdeutsche VEAG war vollständig im Besitz der sieben westdeutschen Verbundunternehmen, die Bewag knapp zur Hälfte im Besitz von PreussenElektra und Bayernwerk. Lediglich die EnBW war unabhängig von den übrigen Unternehmen.

Die Verbundunternehmen – und unter ihnen im Besonderen RWE, PreussenElektra und Bayernwerk – stellten damit in der Zeit vor der Liberalisierung die mächtigsten Akteure (Incumbents) im Feld der Stromerzeugung dar. Auf den darunterliegenden Ebenen waren Regionalversorger sowie Stadtwerke für die Verteilung und zu geringerem Ausmaße für die Erzeugung von Elektrizität zuständig.

Die etwa 70 *Regionalversorger* waren hauptsächlich für die Stromverteilung an lokale Versorgungsunternehmen und Endverbraucher zuständig. Obgleich sie ebenfalls in gewissem Umfang eigene Kraftwerkskapazitäten besaßen, bezogen sie ihren Strom weitgehend aus den Großkraftwerken der Verbundunternehmen. Sie deckten etwa neun Prozent der öffentlichen Stromerzeugung ab und hatten einen Anteil von 36 Prozent an der Stromabgabe an die Verbraucher. Dabei versorgten sie vorwiegend Nicht-Balungsgebiete. Die Beziehungen zwischen den Regionalversorgern und den Verbundunternehmen waren zudem durch Kapital- und Personalverflechtung gekennzeichnet, wodurch Letztere beträchtlichen Einfluss auf die regi-

onale Verteilebene ausübten. Viele Regionalversorger stellten damit gewissermaßen regionale Vertriebstöchter der Verbundunternehmen dar (Latkovic 2000, S. 117, 123; Monstadt 2004, S. 83).

Auf der untersten Ebene folgte ein relativ heterogener Block von über 900 *Stadtwerken*. Die meisten Stadtwerke zeigten sich neben der Stromversorgung auch für die Versorgung mit Gas, Wasser und Fernwärme sowie in einigen Fällen für den öffentlichen Personennahverkehr zuständig. Nach Latkovic waren 166 der 538 im Verband kommunaler Unternehmen (VKU) organisierten Stadtwerke reine Weiterverteiler und besaßen keine eigenen Erzeugungsanlagen. Die Erzeugungsanlagen waren auf dieser Stufe jedoch sehr ungleichmäßig verteilt: Auf die gemessen am Stromaufkommen 20 größten Stadtwerke entfiel 1997 etwa 58 Prozent der kommunalen Stromerzeugung. Insgesamt deckten die Stadtwerke 11 Prozent der öffentlichen Stromerzeugung ab und hatten einen Anteil von etwa 31 Prozent an der direkten Stromabgabe an die Verbraucher (Latkovic 2000, S. 118).

Aufgrund dieser Feldordnung, welche durch die oben aufgeführten Gesetze und Vertragsformen bestimmt und zusätzlich durch Verflechtungen zwischen den Unternehmen verfestigt war, bot sich wenig Raum für neue Akteure im Sektor Fuß zu fassen, es fand also praktisch kein Wettbewerb statt. Obgleich es auch zu Monopolzeiten Herausforderer gab – etwa in Gestalt von Akteuren, die Strom aus regenerativen Quellen produzierten⁵² – war deren Marktanteil zum Zeitpunkt der Marktöffnung marginal. 1998 stammte lediglich 4,7 Prozent des deutschen Stroms aus erneuerbaren Energien, wovon der größte Teil (3,4 Prozent) in Wasserkraftwerken produziert wurde, die sich wiederum maßgeblich in Besitz der Verbundunternehmen befanden. Die relationale Position der Akteure im Feld war also durch eine Vielzahl von Mechanismen stabilisiert, welche nur geringen Raum für Dynamik ließen.

52 Gewisse, wenn auch eingeschränkte Möglichkeiten erneuerbare Energien einzuspeisen boten etwa das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 und weitere staatliche Förderprogramme. Die frühen Entwicklungen der Erneuerbare-Energien-Branche lassen sich bei Mautz et al. (2008) nachlesen.

6.3 Das traditionelle technologische Profil des Feldes

Die Beschreibung des technologischen Profils des Feldes erfolgt entlang dreier Linien. Zunächst werden die Spezifika des im Sektor produzierten und gehandelten *Produktes* – Elektrizität – beschrieben. Danach werden die Technologien, welche zum *Transport* sowie zur *Produktion* des selbigen genutzt werden, behandelt. Schließlich sollen diese Technologien und ihre Rolle für die Strukturierung des Feldes unter *Rückbezug* auf die *theoretische Rahmung* der Arbeit bewertet werden.

Zunächst handelt es sich bei dem im Feld produzierten und gehandelten Produkt Elektrizität nicht selbst um ein technisches Artefakt (wie etwa im Automobil- oder Mobiltelefonsektor). Vielmehr zeichnet sich Strom durch seine *Unveränderbarkeit* aus, eine Besonderheit, die insbesondere mit Blick auf die verbrauchernahen Bereiche der Wertschöpfungskette von Bedeutung ist. Im Gegensatz zu anderen ökonomischen Feldern, deren Unternehmen stetig ihr Produkt weiterentwickeln und nach entsprechenden Kundenwünschen auszurichten versuchen, ist im Falle der Elektrizität das produzierte Gut immer dasselbe. Innovationen sind damit nur in Bezug auf die Produktion und den Transport des Gutes möglich, nicht jedoch bezüglich des Gutes an sich.

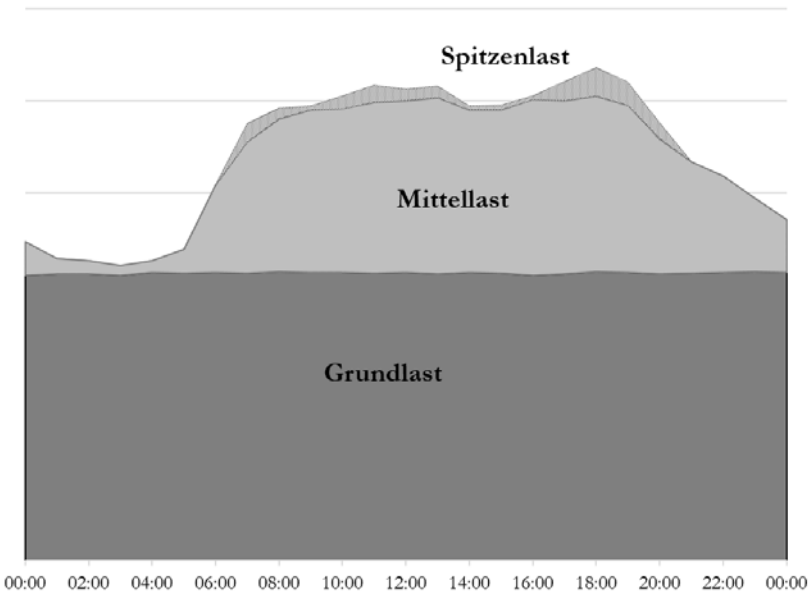
Dazu ist Strom nur in *begrenztem* Ausmaß *speicherbar*. Eine entscheidende Besonderheit der Elektrizitätswirtschaft ist aufgrund dessen die Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch. Das bedeutet, dass die Stromproduktion zu jedem Zeitpunkt an den entsprechenden Bedarf angepasst sein muss. Dieser Bedarf unterliegt im Tagesverlauf beträchtlichen Schwankungen. Aufgrund dessen wird im traditionellen Energiesystem zwischen den Kategorien Grundlast, Mittellast und Spitzenlast unterschieden.

- Grundlast entspricht der mindesten, erforderlichen Strommenge, die rund um die Uhr nachgefragt wird. Sie wird in der Regel von Kraftwerken bedient, die zu niedrigen Grenzkosten produzieren, deren Produktion sich jedoch nur in eingeschränktem Maße kurzfristig herauf- oder herabregeln lässt. Diese Rolle fällt im traditionellen Energiesystem den Kernkraftwerken, Braunkohlekraftwerken sowie Laufwasserkraftwerken zu.
- Mittellast bezeichnet die im Tagesverlauf vorhersehbaren Erhöhungen der Lastkurve oberhalb der Grundlast. Diese Bedarfsschwankungen, welche vor allem zur Mittagszeit oder in den frühen Abendstunden auftreten, werden traditionell vor allem durch Steinkohlekraftwerke abgedeckt, die sich flexibler regeln lassen – jedoch bei höheren Brennstoffkosten.

- Spitzenlast bezieht sich auf kurzzeitig und kurzfristig auftretende erhöhte Leistungsnachfrage. Diese wird üblicherweise von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken bedient, deren Leistung sich ziemlich flexibel abrufen lässt. Diese Kraftwerke weisen gleichzeitig vergleichsweise hohe variable Kosten auf.⁵³

Abbildung 17 zeigt dieses Lastprofil im Verlauf eines Tages. Aus diesem Lastverlauf, verbunden mit der begrenzten Speicherbarkeit von Strom, ergibt sich der Bedarf der Vorhaltung von Erzeugungskapazität. Die Gesamtheit der erforderlichen Kraftwerkskapazität hat damit am maximal denkbaren Strombedarf im Jahresverlauf ausgerichtet zu sein (Latkovic 2000, S. 96).

Abbildung 17: Lastprofil im Tagesverlauf



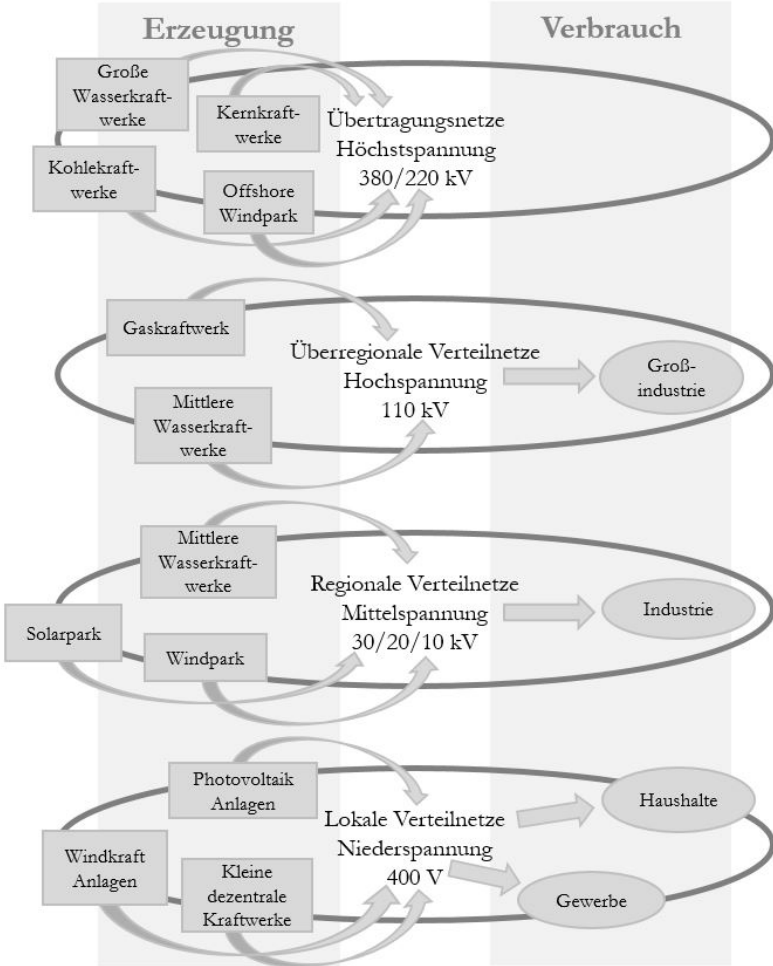
Stilisierte Darstellung

⁵³ Zu technischen Details bezüglich der Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke siehe etwa Hundt et al. (2009, S. 24 ff.) oder Lambertz et al. (2012, S. 20).

Ein weiteres Spezifikationsmerkmal von Strom ist dessen *Leitungsgebundenheit*. Dies führt direkt zur Frage nach dem technologischen Profil auf der *Transportebene*. Die Übertragung von Strom erfolgt entlang weitflächiger Stromnetze. Es wird zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz unterschieden. Das *Übertragungsnetz* wird mit Höchstspannung betrieben (220 oder 380 Kilovolt) und dient dem Transport von Energie über weite Strecken, von Großkraftwerken zu den Lastzentren, sowie dem Stromaustausch mit Nachbarländern. Das *Verteilnetz* wird entlang dreier Ebenen differenziert. Das überregionale Verteilnetz, auch Hochspannungsnetz genannt, wird mit 110 Kilovolt betrieben und sorgt für die Grobverteilung von Energie in verschiedene Regionen. Mittlere Kraftwerke sowie Standorte der Großindustrie sind ebenfalls auf dieser Spannungsebene angeschlossen. Das regionale Verteilnetz wird mit Mittelspannung von 10, 20 oder 30 Kilovolt betrieben und dient der Verteilung über kürzere Strecken, vor allem in ländlichen Gebiete. Hier speisen auch kleine Kraftwerke ein, etwa Solar- oder Windparks. Das lokale Verteilnetz mit Niederspannung von 400 Volt beliefert schließlich die Haushalte mit Strom. Kraftwerke mit sehr niedriger Leistung, wie einzelne Photovoltaikanlagen oder kleine Laufwasserkraftwerke, speisen direkt in das Niederspannungsnetz ein (Bundesnetzagentur 2016c; BPB 2016). Abbildung 18 zeigt eine Systematisierung der verschiedenen Netzebenen.

Auf der Ebene der *Stromproduktion* war das Feld zu Beginn des Untersuchungszeitraumes von großskaligen, kapitalintensiven technischen Anlagen geprägt. 1998 wurden vor allem fossile Energieträger zur Stromproduktion genutzt – 25 Prozent Braunkohle, 27,5 Prozent Steinkohle und 9,1 Prozent Erdgas – sowie Kernenergie (29,1 Prozent). Ein geringer Teil des Stroms (3,4 Prozent) wurde in Wasserkraftwerken erzeugt, der Rest entfiel auf Mineralölprodukte (1,2 Prozent), andere erneuerbare Energien (1,3 Prozent) sowie weitere, nicht spezifizierte, Energieträger (3,4 Prozent) (AG Energiebilanzen e.V. 2017). Die Stromproduktion erfolgte maßgeblich in Großkraftwerken, was mit einer historisch hohen Bewertung von Skalenerträgen bei der Stromerzeugung in Verbindung steht (vgl. Bontrup und Marquardt 2010, S. 23). Zwar ließ sich prinzipiell auch Strom in kleineren, weniger kapitalintensiven Anlagen produzieren. Dies geschah auch, erforderte jedoch trotzdem spezifisches Know-how, den Zugang zu entsprechenden Brennstoffen und die Möglichkeit in die Netze einzuspeisen, was sich aufgrund der Machtposition der großen Unternehmen (siehe oben) als voraussetzungsvoll darstellte.

Abbildung 18: Ebenen des deutschen Stromnetzes



Stilisierte Darstellung

Wie lässt sich vor dem Hintergrund der beschriebenen Charakteristika des Produktes Elektrizität sowie der Techniken zur Stromerzeugung und -übertragung das technologische Profil des Feldes übergreifend beschreiben?

Zunächst handelt es sich um Technologien von *hoher Kapitalintensität*. Das Stromnetz gilt, ähnlich wie das Eisenbahnnetz, als natürliches Monopol. Das heißt, aufgrund hoher Fixkosten bei gleichzeitig niedrigen Grenzkosten und der sich daraus ergebenden Subadditivität stellt sich der Ausbau von Parallelstrukturen als betriebs- wie volkswirtschaftlich unattraktiv dar (Eising 2000, S. 45). Genauso sind Investitionen in Großanlagen aufgrund erzielter Skaleneffekte attraktiver als Investitionen in Kleinanlagen. Mit Blick auf das Verbundsystem im Ganzen repräsentiert das Elektrizitätsversorgungssystem das Paradebeispiel für ein Großtechnisches System im Sinne des Technikhistorikers Hughes (vgl. Hughes 1987; Joerges 1988). Dazu handelt es sich beim Stromnetz wie auch bei den Erzeugungsanlagen um *hochspezialisierte* Technologien, welche in einem eng gefassten Funktionszusammenhang stehen. Dabei wird den einzelnen Erzeugungstechnologien bei der Bedienung der Last im Tagesverlauf jeweils eine bestimmte, feste Rolle zugeschrieben. Der Betrieb der jeweiligen Anlagen erfordert *spezifisches* (Ingenieurs-) *Fachwissen*, dessen Aneignung für einen breiteren Personenkreis aufgrund des *eingeschränkten Anwendungszusammenhangs* und der *geringen Deutungsoffenheit* der Technologie wenig attraktiv ist. Zudem war (und ist) das Feld sowohl bezüglich der Technologien zur Produktion als auch derer zum Transport von Strom maßgeblich von *Entwicklungen von außerhalb* des Feldes *abhängig*. Die Forschungsschwerpunkte im Bereich Energie lagen bei den Verbundunternehmen auf anwendungsbezogener Forschung, es ging maßgeblich um Effizienzverbesserungen bestehender Technologien sowie um Praxistests bereits verhältnismäßig reifer, neuer Technologien. Die Unternehmen verstanden sich als Produzenten von Elektrizität und nicht als Entwickler von Erzeugungsanlagen. Damit entfiel sämtliche Grundlagenforschung auf Unternehmen im Bereich des Anlagenbaus, also feldexterne Akteure. Die VIAG – der Dachkonzern des Bayernwerkes – schrieb hierzu etwa: »Die vorrangig markt-, produkt- und kundenorientierten Forschungs- und Entwicklungsprojekte konzentrieren sich auf endverbrauchernahe Produkte, Prozesse- und Verfahrensinnovationen sowie ständige Qualitätsverbesserung« (VIAG AG 1999, S. 44, vgl. auch RWE AG 1998, S. 39, 1999, S. 42; EnBW AG 1998, S. 12).

Was bedeutet dies unter Rückbezug auf die eingangs (Abschnitt 4.1.3) angeführten Überlegungen über den Zusammenhang zwischen dem technologischen Profil eines Feldes und den damit verbundenen Machtpotentialen technologischen Kapitals? Da das Feld 1998 von großskaligen, kapitalintensiven Technologien von hohem Spezialisierungsgrad geprägt war, welche von geringer Deutungsoffenheit gekennzeichnet waren und deren Aneignung spezifisches Fachwissen voraussetzte, ging der Besitz dieser Anlagen sowie das Know-how, welches für ihren Betrieb erforderlich war, mit signifikanter struktureller Macht einher. Dass die dominanten Feldakteure die genutzten Technologien nur in inkrementeller Weise selbst innovierten und keine Grundlagenforschung betrieben, deutet zusätzlich auf ein Feld von großem Beharrungsvermögen hin, welches sich nur in begrenztem Ausmaß aus inneren Kräften weiterentwickelt. Dass zudem das Produkt Strom, um welches sich das Feld bildet, nicht veränderbar ist, entzieht einen maßgeblichen Teil des Marktes – den der Produktinnovation – den Dynamiken des Wettbewerbes, wodurch weitere potentielle Veränderungsimpulse unterbunden werden.

7. Phase 1 (1998–2005): Liberalisierung, Oligopolisierung und das EEG

Im Zeitraum zwischen 1998 und 2005 veränderte sich die Konstitution des deutschen Stromsektors tiefgreifend – vor allem mit Bezug auf die institutionelle Rahmung sowie die Akteurskonfiguration. Diese Entwicklungen wurden maßgeblich durch formell-regulatorische Veränderungen angestoßen, welche einen neuen Handlungsrahmen für die Marktakteure setzten. Deren Strategien im Umgang mit den staatlichen Eingriffen brachten letztlich tiefgreifende strukturelle Veränderungsprozesse in Gang. Den ersten zentralen Veränderungsimpuls stellte die *Liberalisierung* des deutschen Strommarktes im Jahr 1998 dar. Diese resultierte (nach einer kurzen Phase des Wettbewerbes) in der Herausbildung einer stabilen, oligopolistisch geprägten Feldordnung, in welcher die großen Vier E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe die zentrale Position einnahmen. In Abschnitt 7.1 sollen zunächst die Strategien der Verbundunternehmen im Umgang mit den veränderten wettbewerbsrechtlichen Rahmenbedingungen beschrieben werden und auf deren Rolle für die Bildung einer neuen Feldordnung eingegangen werden. In diesem Zusammenhang werden auch die Aktivitäten der Konzerne in benachbarten Feldern – vor allem anderen europäischen Energiemärkten – behandelt. Der zweite entscheidende Veränderungsimpuls lag in der Einführung des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes* 2000. Das Gesetz bot einen stabilen Handlungsrahmen für die Erneuerbare-Energien-Bewegung und führte zu einer personellen Ausweitung und Professionalisierung der Branche. Dies wird in Abschnitt 7.2 behandelt. Dabei werden auch die technologischen Charakteristika erneuerbarer Energien dargestellt und in Kontrast zum bestehenden technologischen Profil des Sektors gesetzt. Zudem geht es um die Frage, wie sich die anfängliche Ablehnungshaltung der Stromkonzerne gegenüber den erneuerbaren Energien verstehen lässt. Abschnitt 7.3 schließlich behandelt den Politikbildungsprozess im Vorfeld des ersten *Atomaustritts*beschlusses im Jahr 2002, dem dritten großen regulatorischen Einschnitt in diesem Zeitraum.

7.1 Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes und die Neuordnung des Feldes

Die lange Zeit vorherrschende Vorstellung von der Stromversorgung als natürliches Monopol wurde von den 1970er Jahren an – auch im Zuge des ordnungspolitischen Paradigmenwechsels in Richtung Privatisierung, Deregulierung und Liberalisierung – zunehmend in Frage gestellt. Befürworter einer Strommarktliberalisierung zweifelten die Möglichkeiten des bisherigen Regulierungsrahmens, optimale Marktergebnisse zu erzielen, an. Die Regulierung würde demnach zwar Versorgungssicherheit gewährleisten, dabei jedoch erhebliche Effizienzmängel mit sich bringen, wodurch letztlich das energiepolitische Ziel der Preisgünstigkeit der Stromversorgung verfehlt würde (vgl. Latkovic 2000, S. 149 f.). Nach einigen fehlgeschlagenen politischen Vorstößen zur Liberalisierung des deutschen Strommarktes wurde schließlich mit der EU-Binnenmarkttrichtlinie von 1996 (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 1997) eine europaweite Marktliberalisierung vorangetrieben. In Deutschland erfolgte die Umsetzung dieser Richtlinie durch das »Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts« (Deutscher Bundestag 1998), das am 29. April 1998 in Kraft trat. Im ersten Artikel findet sich das novellierte »Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung« (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Das Gesetz stellt eine grundlegende Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen des deutschen Stromsektors dar. Die für die vorliegende Arbeit zentralen Neuerungen des Gesetzes sind:

Die *regionalen Monopole* wurden auf den Betrieb der Netze *beschränkt*. Während die Stromerzeugung sowie der Stromhandel vollständig liberalisiert wurden – die Demarkationsverträge, welche zuvor maßgeblich das Feld strukturierten, wurden abgeschafft –, war von einer eigentumsrechtlichen Entflechtung der Netze abgesehen worden. Dennoch sollte Dritten der diskriminierungsfreie Zugang zu den Netzen ermöglicht werden. Hierzu wurde in Deutschland das Modell des *verhandelten Netzzugangs* gewählt. Dieses Modell überließ die Verhandlungen über die Netznutzungspreise sowie die -zugangskonditionen den Marktteilnehmern, beziehungsweise deren Verbänden. Diese Bedingungen wurden in sogenannten *Verbändevereinbarungen* festgelegt. Damit verzichtete Deutschland als einziger EU-Mitgliedsstaat auf die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde (wie im Alternativmodell des *regulierten Netzzugangs* vorgesehen).

Bezüglich der Rechnungslegung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen war nun die *buchhalterische Entflechtung* (Unbundling) der Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie von Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereichs gefordert. Von einer gesellschaftsrechtlichen oder gar einer eigentumsrechtlichen Entflechtung entlang der Wertschöpfungskette wurde also (zunächst) abgesehen.

Des Weiteren wurden die *Voraussetzungen zur Aufnahme der Energieversorgung* durch neue Marktakteure *abgeschwächt*. Demnach war keine behördliche Genehmigung erforderlich für die »Einspeisung in das Netz eines Energieversorgungsunternehmens«, für die »Versorgung von Abnehmern außerhalb der allgemeinen Versorgung [...], sofern die Belieferung überwiegend aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, aus Kraft- Wärme-Kopplungsanlagen oder aus Anlagen erfolgt, die Industrieunternehmen zur Deckung des Eigenbedarfs betreiben« sowie für die »Versorgung verbundener Unternehmen«. Untersagt werden konnte eine Genehmigung zur Energieversorgung nur, wenn ein Konflikt zu den zentralen Zielen des Gesetzes der Sicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit bestand (Deutscher Bundestag 1998, S. 3).

Dazu wurde neben den bestehenden Zielen der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit zusätzlich die *Umweltverträglichkeit* in den Zielkatalog des Gesetzes aufgenommen. Außerdem wurde die behördliche *Investitionsaufsicht* ersatzlos gestrichen.

Diese Veränderungen erweiterten den Handlungsspielraum der Versorgungsunternehmen immens, alte strukturgebende Regularien wurden gestrichen und die Neuordnung des nun zu Teilen ungeordneten sozialen Raumes den Aushandlungen der Akteure überlassen. Die Unternehmen erhielten damit die Möglichkeit, ihre jeweiligen Ressourcen strategisch ins Feld zu führen, um eine möglichst vorteilhafte Position im sich reformierenden Sektor zu erkämpfen.

7.1.1 Die initialen Auswirkungen der Marktöffnung

Die Marktöffnung wurde insbesondere von den großen Unternehmen RWE sowie VIAG und VEBA – den Dachkonzernen des Bayernwerks und der PreussenElektra – als Chance für zukünftiges Wachstum bewertet. Die RWE betonte: »Durch die Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas eröffnen sich uns neue Chancen für Wachstum im angestammten Bereich« (RWE AG 1999, S. 3). Auch die VEBA sah in der Liberalisierung und dem

einsetzenden verschärften Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt »nicht nur Risiken, sondern vor allem auch erhebliche Chancen« (VEBA 1998, S. 8).

Nach der Marktöffnung nahm der Wettbewerb schneller Fahrt auf, als dies von Beobachtern zunächst erwartet worden war (Becker 2011, S. 93). Nachdem die Demarkationsverträge, welche vormals die regionalen Monopole der Versorger abgesteckt hatten, abgeschafft worden waren, starteten die Unternehmen bundesweite Vertriebsangebote und gründeten ihre eigenen Strommarken – etwa *avanza* (RWE), *Yello* (EnBW), *power private* (Bayernwerk), *Elektra Direkt* (PreussenElektra) oder *evivo* (VEW) (Leuschner 2007e, S. 22 f.). Insbesondere entwickelte sich ein hitziger Wettbewerb um Industriekunden, da diese eine gute Basis darstellten, um in fremden Versorgungsgebieten Fuß zu fassen. Industriekunden mit deutschlandweit verteilten Standorten galten dabei als besonders attraktive Kunden. »Beispielsweise belieferte PreussenElektra bundesweit 80 Standorte des Thyssen-Krupp-Konzerns, die Vasa Energy versorgte 21 Standorte der Kinokette Cinemaxx, die Energie Baden-Württemberg gewann bundesweit alle Schlecker Drogeriemärkte und die Berliner Bewag versorgte mit Hilfe des Bayernwerks rund 400 Woolworth-Filialen in Deutschland« (ebd., S. 20). Ein RWE-Manager beschrieb im Interview die Situation nach der Marktöffnung folgendermaßen:

»Während vorher kein Wettbewerb da war, war plötzlich teilweise ein Dumping-Wettbewerb da um Großkunden. Und generell mussten sich Versorger die Frage stellen, ob sie da mit einsteigen in diesen Dumping-Wettbewerb. Und da gab es teilweise Verträge, die Verluste gebracht haben und wo man keine Kosten damit decken konnte. Das ist dann eine Strategie gewesen, die man eine Zeitlang angewendet hat, ja, begrenzt oder mehr oder weniger begrenzt, um nicht so viel Marktanteile zu verlieren. Aber man ist dann später wieder davon abgerückt, weil es auch keine nachhaltige Art der Kundenbindung sein kann« (RWE Interview 4)

Herauszuheben ist die EnBW, welche von Anfang an außerordentlich aggressiv in den Wettbewerb eingestiegen war.

»Goll [Gerhard, CEO der EnBW; Anm. d. Verf.] war für die Branche ein *Enfant terrible*, weil er ungefähr der Einzige war, der das Thema Liberalisierung als Chance aufgefasst hat und auch vorangerannt ist, während der Rest der Branche noch extrem beharrend war...und, und versucht hat – ich habe das hautnah miterlebt – das alte Leben so weit wie möglich zu retten« (EnBW Interview 3).

Im März 1999 richtete die EnBW ein Vertriebsbüro in Düsseldorf, mitten im ursprünglichen Versorgungsgebiet der RWE, ein. Dazu betrieb das Unternehmen mit der im August 1999 gegründeten Billigstrommarke Yello Preisdumping – die Marke schrieb bis 2004 rote Zahlen (EnBW AG 2004d, S. 87). Ein EnBW-Manager begründet das vergleichsweise aggressive Vorgehen des Unternehmens rückblickend mit dem begrenzten Versorgungsgebiet und dem Kernenergie-lastigen Erzeugungsportfolio des Unternehmens:

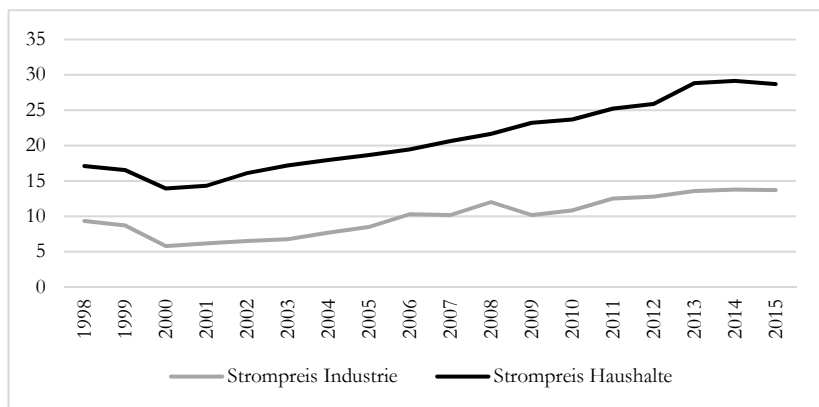
»Und er [CEO Gerhard Goll; Anm. d. Verf.] hat gesagt: also, die Politik wird Wettbewerb durchsetzen. Wenn Wettbewerb kommt, wird es einen Wettbewerb um Kunden geben. Wenn ich eine Basis habe, die nur in Baden-Württemberg ist, bin ich angreifbar [...]. Wenn ich weiß, dass meine Basis in der Erzeugung schmaler wird und meine Kundenbasis relativ regional fokussiert ist und schmal ist, muss ich da raus. Logische Konsequenz: ich gehe in die Gebiete der anderen. Ich breche das Monopol auf, das Gebietsmonopol« (EnBW Interview 4).

Der durchschnittliche Strompreis für Industriebetriebe sank infolge des Preiswettbewerbes von 9,34 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 1998 auf 5,79 Cent im Jahr 2000. Der durchschnittliche Strompreis eines drei-Personen-Haushaltes sank im gleichen Zeitraum von 17,11 Cent pro Kilowattstunde auf 13,94 Cent (BDEW e.V. 2014, S. 6, 2014, S. 15) – Abbildung 19 zeigt die zeitübergreifenden Entwicklungen. Der Preisverfall ging jedoch nicht nur auf den verschärften Wettbewerb zurück, sondern hing auch mit neuen, durch die Auflösung der Gebietsmonopole entstandenen, Verbundvorteilen und daraus resultierenden Kraftwerks-Überkapazitäten zusammen (Lobo 2011, S. 220).⁵⁴

Um den Herausforderungen des Wettbewerbs zu begegnen, starteten die Verbundunternehmen Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramme (HEW AG 1998, S. 3; EnBW AG 1998, S. 17; VEBA 1998, S. 26; BEWAG AG 1999, S. 14). Dazu erhielt erstmals das Geschäftsfeld *Stromhandel* eine hervorgehobene Bedeutung für die Versorger. Dabei dienten die ausgeweiteten Handelsaktivitäten nicht nur der Realisierung von Gewinnen, sondern vor allem der Abfederung von Marktrisiken (VEBA 1998, S. 31; VIAG AG 1998, S. 49; HEW AG 1998, S. 22; VEW AG 1998, S. 37).

⁵⁴ Lobo folgend hatten allein RWE und E.ON im Jahr 2000 eine Stilllegung von mehr als 10.000 MW Erzeugungskapazität bis 2003 angekündigt, was fast 10 Prozent der deutschlandweit installierten Kraftwerksleistung entsprach (Lobo 2011, S. 220).

Abbildung 19: Strompreisentwicklung Industrie und Haushalte 1998–2015



Durchschnittlicher Strompreis mittelspannungsseitig versorgter Industriebetriebe (ohne Stromsteuer) sowie drei-Personen-Haushalte. In ct/kWh. Quelle: BDEW e.V. (2014, 2017)

Die Bewag pointierte die Auswirkungen der veränderten Wirtschaftsgesetzgebung ein Jahr nach der Marktöffnung folgendermaßen:

»Das Energiewirtschaftsgesetz vom April 1998 hat die Stromwirtschaft grundlegend und nachhaltig verändert. Nach Aufhebung der Gebietsmonopole konkurrieren Stromanbieter überregional und teilweise bereits grenzüberschreitend bei der Belieferung der Kunden. Der Wettbewerb hat in kürzester Zeit zu massiven Preissenkungen geführt. Wir rechnen damit, dass sich der Druck auf die Strompreise in allen Kundengruppen noch weiter verschärfen wird. In ganz Europa sind Überkapazitäten vorhanden. Diese drängen nun bei einem relativ konstanten Gesamtstromverbrauch auf die Absatzmärkte und fördern den Verdrängungswettbewerb unter den Stromanbietern. Ein solches Marktumfeld erlaubt künftig nur deutlich geringere Gewinnspannen« (BEWAG AG 1999, S. 13).

7.1.2 Strategien der Verbundunternehmen unter veränderten Rahmenbedingungen

Die Liberalisierung brachte also zunächst Dynamiken in Gang, welche die Verbundunternehmen erheblich unter Druck setzten. Vor diesem Hintergrund entwickelten sie neue Strategien, um die Kontrolle über das Feld zurückzugewinnen und die negativen Effekte der Marktöffnung durch anderweitige Gewinne zu kompensieren. Diese neuen Strategien, welche sich im

Laufe der ersten beiden (chaotischen) Jahre der Liberalisierung herauszubilden, waren von drei Stoßrichtungen geprägt:

1. Durch strategische Übernahmen versuchten die Unternehmen ihren Einfluss auf andere Feldakteure auszuweiten und direkt wie indirekt den Wettbewerb einzuzugrenzen. Dies geschah in Form von *Fusionen auf der Verbundebene* sowie der *Erweiterung der Beteiligungen an Regionalversorgern und Stadtwerken*.
2. Aufgrund der sich verschlechternden Geschäftsbedingungen (und Profiterwartungen) sowie der sich (etwa ab 2002) verringernden Wachstumsmöglichkeiten in Deutschland *expandierten* die Unternehmen zunehmend *im Ausland sowie in anderen Versorgungsmärkten*.
3. Die Unternehmen *fokussierten* ihre Geschäftstätigkeiten *auf den Kernbereich Energie*. Unter anderem aufgrund des Kapitalbedarfs der oben aufgeführten Expansionsstrategien veräußerten die Versorger Aktivitäten in Geschäftsbereichen, welche keine Synergien zum Energiebereich aufwiesen und/oder geringere Renditeaussichten boten.

Diese Aktivitätsbereiche werden im Folgenden ausführlicher dargestellt.

Fusionen auf der Verbundebene – Formierung der großen Vier

Zu Beginn der Liberalisierung versuchten die Verbundunternehmen, durch Kooperationen und Zusammenschlüsse jeweils eine bestmögliche Position im liberalisierten Markt zu etablieren. Presseberichten zufolge fanden im ersten Jahr nach der Marktöffnung unterschiedlichste Sondierungsgespräche zwischen den Versorgern statt und es häuften sich Berichte über potentielle Übernahme- oder Fusionsabsichten. Als etwa das Land Baden-Württemberg Mitte 1999 seinen 25,2-prozentigen Anteil an der EnBW zum Verkauf stellte, äußerten VEW, RWE sowie das Bayernwerk Interesse an einer Übernahme. Den Zuschlag sollte letztlich – wohl aufgrund des höheren Gebotes – der französische Staatskonzern *Électricité de France* bekommen (Zeit Online 1999a).⁵⁵ Ebenso versuchten wohl Teile der VEW einen Verbund aus

⁵⁵ Wie ein interviewter EnBW-Manager betonte, war dies auch die von EnBW-Vorstand Gerhard Goll favorisierte Variante: »Die EDF war Wunschpartner insbesondere auch des Vorstandsvorsitzenden Goll, der das auch getan hat, um andere Partner zu verhindern. Da war natürlich [...] damals das große Thema: RWE. Und RWE hätte die Eigenständigkeit dieses Konzerns sofort aufgelöst. Also dann wären wir Regionalversorgung Süd-West von RWE geworden« (EnBW Interview 3).

HEW, EnBW und VEW zu bilden (Lobo 2011, S. 288). Der Vorstand des Bayernwerkes Otto Majewski beschrieb die damalige Situation in einem Zeitungsinterview mit den Worten »Jeder redet mit jedem, und fast jede Konstellation ist denkbar« (Zeit Online 1999b).

In der zweiten Jahreshälfte 1999 begannen sich schließlich die neuen Verhältnisse herauszukristallisieren. Im August wurden die Fusionsabsichten von VIAG und VEBA – den Dachkonzernen von Bayernwerk und PreussenElektra – öffentlich. Nur wenige Wochen später verkündeten RWE und VEW ebenfalls, sich zusammenschließen zu wollen (Leuschner 2007e, S. 36). Die Fusionsverhandlungen wurden im Oktober 1999 durch Aufsichtsratsbeschluss offiziell gestartet (RWE AG 2000, S. 8).

Das Bundeskartellamt, welches das Fusionsvorhaben von RWE und VEW bewerten sollte, gab den Zusammenschluss am 3. Juli unter Auflagen (siehe Tabelle 17) frei. In der Begründung schrieb die Wettbewerbsbehörde: »Die zuletzt noch anhängigen Wettbewerbsprobleme im Gasbereich konnten unter Zugrundelegung der kartellrechtlichen Abwägungsklausel dadurch gelöst werden, dass REW/VEW für ihr Stromnetzgebiet die bislang monopolistisch strukturierten Regelenergiemärkte für den Wettbewerb öffnen« (Bundeskartellamt 2000). Die VEW wurde rückwirkend zum 1. Juli 2000 auf die »neue« RWE verschmolzen (RWE AG 2001a).

Tabelle 17: Kartellrechtliche Auflagen der Fusion RWE/VEW

Bereich	Auflagen
Gasversorgung	Veräußerungen der Anteile an der Spreegas sowie der Gasversorgung Sachsen-Ost
	Verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung des Zugangs zu den Gasnetzen durch RWE Tochter Thyssengas sowie der VEW Tochter WFG
Stromversorgung	Veräußerungen der Beteiligungen an der VEAG und deren Braunkohle Vorlieferantin Laubag
	Verkauf der Anteile am ostdeutschen Regionalversorger Energie Sachsen Brandenburg (envia)
Netzbetrieb	Verschiedene Maßnahmen zur Erleichterung des Marktzutritts Dritter auf den Handel- und Endkundenmärkten im Übertragungsnetzgebiet von RWE/VEW
Entsorgungswirtschaft	Veräußerung der Entsorgung Dortmund, Teilen der Müllverbrennungsanlage Hamm sowie der Intersero

Quelle: Bundeskartellamt (2000)⁵⁶

⁵⁶ Der Verkauf der Energie Sachsen Brandenburg wurde nicht abgewickelt. Stattdessen wurde alternativ eine Abnahmegarantie von VEAG-Stromerzeugung durch RWE bis

Über das Fusionsvorhaben VIAG/VEBA, welches am 14. Dezember 1999 angemeldet wurde, entschied hingegen die EU-Kommission. Zwar stellte die Wettbewerbskommission fest, dass VEBA und VIAGs Strom-Töchter PreussenElektra und Bayernwerk nach dem Zusammenschluss gemeinsam mit RWE und VEW über 80 Prozent des deutschen Marktes kontrollieren würden, dennoch genehmigte sie die Fusion am 13. Juni 2000, da sie die vereinbarten Auflagen (siehe Tabelle 18) für ausreichend erachtete (Europäische Kommission 2000). Die VIAG wurde im Fusionsvorgang zunächst auf die VEBA verschmolzen, welche wiederum am 16. Juni 2000 unter dem Namen E.ON ins Handelsregister einging (E.ON AG 2000).

Tabelle 18: Auflagen der EU-Kommission zur Fusion VIAG/VEBA

Auflagen
Veräußerung der Anteile an der VEAG sowie der Laubag
Veräußerung der VIAG-Anteile an der VEW
Verkauf der VEBA-Beteiligung an der rhenag Rheinische Energie (rhenag)
Verkauf der Hamburgische Electricitätswerke (HEW) sowie der Berliner Kraft und Licht (Bewag)
Verpflichtung zur Abnahme festgelegter Strommengen von der VEAG
Verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Bedingungen zur Durchleitung durch das Übertragungsnetz
Zusätzliche Auflagen den Chemie-Bereich betreffend

Quelle: Europäische Kommission (2000)

Im Strombereich – der hauptsächlich im Augenmerk der Kartellbehörden lag – bestanden die Fusionsauflagen für RWE/VEW sowie VIAG/VEBA maßgeblich darin, sowohl Verflechtungen zwischen den Fusionsparteien aufzulösen, als auch deren Verbindungen zu den übrigen Verbundunternehmen zu kappen. Im Zentrum⁵⁷ der Auflagen standen also insbesondere der

2007 vereinbart (RWE AG 2001a, S. 36). Siehe auch die Auflagen der EU-Kommission zur Fusion VIAG/VEBA (Europäische Kommission 2000).

57 Den kleineren Teil der Forderungen konnten die Unternehmen durch wechselseitige Unternehmenstausche erfüllen. Zum Jahreswechsel 2000/2001 gab E.ON seine Beteiligung an der VEW ab und erhielt im Gegenzug die RWE-Anteile an der Berliner Gaswerke AG (GASAG) und Gelsenwasser AG. Im Falle der gemeinsam gehaltenen Rheinische Energie AG (rhenag) entschlossen sich die Unternehmen zu einer Realteilung (E.ON AG 2000, S. 56).

Verkauf der E.ON-Anteile an der HEW (15,4 Prozent) und der Bewag (49 Prozent) sowie die Abgabe der Überkreuzbeteiligungen an der VEAG, an der E.ON 48,75 Prozent und RWE 32,5 Prozent hielten. Dazu sollte – indirekt ebenfalls dem Strombereich zuzuordnen – der Braunkohlelieferant Lausitzer Braunkohle (Laubag), der sich zu 92,5 Prozent in Besitz der Fusionskandidaten befand (RWE 47,5 Prozent, E.ON 45 Prozent) veräußert werden (E.ON AG 2000, S. 15).

Die Argumentationslinien der Wettbewerbsbehörden fußten auf der Einschätzung, dass durch den Verkauf dieser Anteile (welche als Bündel veräußert werden sollten) unter dem Dach der VEAG ein vierter schlagkräftiger Wettbewerber auf dem deutschen Strommarkt entstehen würde.⁵⁸ In ähnlicher Manier bewarb Wirtschaftsminister Werner Müller die Bildung einer »vierten Kraft« neben der EnBW, welche – so die offizielle Absicht – in Wettbewerb zu den beiden neugeschaffenen Großunternehmen treten könne (vgl. Becker 2011, S. 120). Dies resonierte auch mit der von Bundeskanzler Schröder ausgerufenen wirtschaftspolitischen Agenda einer Schaffung »Nationaler Champions«, welche in der Lage wären, auf den zusammenwachsenden europäischen Märkten zu bestehen (Lobo 2011, S. 245). Insbesondere der E.ON wurde hiermit jedoch das Werkzeug in die Hand gegeben, durch den strategischen Verkauf dieser Unternehmensbeteiligungen die zukünftige Struktur des Feldes maßgeblich mitzugestalten.

Zunächst signalisierten mehrere Unternehmen Interesse an der Übernahme des Paketes. Der Vorstoß der EnBW, gemeinsam mit der amerikanischen NRG Energy die Mehrheit an der VEAG zu übernehmen, wurde von den Kartellbehörden unter Berufung auf das Erfordernis der Bildung einer »vierten Kraft« abgeblockt (Handelsblatt 2000). Nachdem diese Lösung auschied, blieben zwei konkurrierende Interessensgruppen:

Der schwedische Staatskonzern *Vattenfall* hatte 1995 eine internationale Wachstumsstrategie beschlossen, in deren Zuge er unter anderem den Markteintritt in Deutschland anstrebte. Das Unternehmen hatte 1999 – nach einigen mäßig erfolgreichen Anläufen in den deutschen Markt einzutreten⁵⁹

58 Die von RWE/VEW sowie VIAG/VEBA geforderte Zusage, für einen Zeitraum von sieben Jahren über ihre ostdeutschen Regionalversorger vorab definierte Strommengen von der VEAG abzunehmen, sollte dem neuen Wettbewerber gute Startbedingungen verschaffen (Europäische Kommission 2000; vgl. auch Becker 2011, S. 120).

59 Die Versuche Vattenfalls auf dem deutschen Markt Fuß zu fassen – zunächst über die gemeinsam mit der Bewag gehaltene Energie-Anlagen Berlin sowie über Vasa Energy – reichten bis auf das Jahr 1992 zurück und waren zunächst nicht von dem gewünschten

– von der Stadt Hamburg eine 25,1-prozentige Beteiligung an der HEW erworben, verbunden mit der Option zur Übernahme weiterer 25,1 Prozent, und versuchte von dieser Basis aus, seine Position in Deutschland auszubauen (Vattenfall AB 1999, S. 32). Dies war die von E.ON favorisierte Variante, wie ein Interviewpartner angab:

»[...] wenn man schon Unternehmen in den Markt rein lässt oder lassen muss – das macht ja kein Unternehmen freiwillig – dann versucht man natürlich jemanden zu finden, der das Marktgefüge nicht komplett stört, sondern weitertreibt. So, Vattenfall war so ein Player. Es gab für die überhaupt kein Grund, etwas Anderes zu machen, hier Amok zu laufen. Denen war relativ schnell klar, wenn sie sich, ich sage mal, in das Marktgefüge einfügen, dann ist das für sie das beste Geschäft« (E.ON Interview 4).

Gleichzeitig zeigte jedoch die *Bewag* Interesse, mit der US-amerikanischen *Southern Energy*⁶⁰ im Rücken die VEAG zu übernehmen, um die geforderte vierte Kraft zu bilden. Diesen Plan verband Bewag-Chef Dietmar Winje, einem Vattenfall-Manager zufolge, unter anderem mit dem Ziel, die Ausbildung oligopolistischer Strukturen auf dem deutschen Markt zu verhindern: »die EON-Kollegen wollten unbedingt verhindern, dass diese Winje'sche Konstellation zum Tragen kommt. Weil die hätte ernsthaft gefährlich werden können. So war deren Kalkül. Während die Vorstellung, dass da irgend-ein dapperter Schwede reinkommt, war zumindest die Einschätzung, das sei ein ungefährlicher Sauhaufen« (Vattenfall Interview 1). Hinzu kam, dass die *Southern Energy* – welche außerdem 26 Prozent an der *Bewag* hielt – auf dem liberalisierten deutschen Strommarkt als aggressiver Wettbewerber aufgetreten war (Zeit Online 2002), weshalb weder E.ON noch RWE Interesse an einem Bedeutungsgewinn des US-amerikanischen Unternehmens hatten.

Für die Fusionsparteien war also die Bildung der vierten Kraft unter dem Dach der schwedischen Vattenfall bedeutend attraktiver als die konkurrierende Variante von *Bewag* und *Southern Energy*. Nun gelang es den verantwortlichen Managern bei RWE und E.ON unter Nutzung ihrer Kontakte

Erfolg begleitet. Eine genauere Beschreibung der Internationalisierung Vattenfalls findet sich in Högselius (2009).

60 Je nach Quelle wird von *Southern Energy* oder *Mirant* gesprochen. *Southern Energy* war eine Subdivision der US-amerikanischen *Southern Company*. *Southern Energy* wurde nach dem Beschluss ihrer Ausgliederung im April 2001 in *Mirant* umbenannt. Der Spin-Off wurde im April 2001 abgeschlossen (*Southern Company* 2016). Des einfacheren Verständnisses halber wird in dieser Arbeit zeitübergreifend der Name *Southern Energy* verwendet, auch wenn das Unternehmen unter Umständen zum betreffenden Zeitpunkt bereits unter *Mirant* firmierte.

zu anderen Feldakteuren sowie politischen Entscheidungsträgern, sämtliche nach Kartellvorgaben zu veräußernden Beteiligungen an den vier Unternehmen HEW, Bewag, VEAG und Laubag über Umwege Vattenfall zuzuspielen. Im Laufe dieses Prozesses erwarb E.ON gleichzeitig die Mehrheit am zweitgrößten schwedischen Versorger Sydkraft. Im Resultat bedeutet dies, dass Vattenfall und E.ON parallel und unter wechselseitiger Unterstützung im Heimatmarkt des jeweils anderen Unternehmens expandierten. Im Folgenden soll dieser Prozess aufgeschlüsselt werden – eine aggregierte Visualisierung der Verkaufsbewegungen zeigt Abbildung 20.

Zunächst schlossen E.ON und HEW im Jahr 2000 Verträge, denen gemäß die 49-prozentige Beteiligung E.ONs an der Bewag an die HEW überführt werden sollte, während im Gegenzug E.ON die 15,7-prozentige⁶¹ Beteiligung der HEW an Sydkraft erhalten sollte. Die Abwicklung des Geschäftes wurde jedoch zunächst auf Initiative des Landes Berlin und des Zweitaktionärs der Bewag, dem US-Versorger Southern Energy, welcher nach eigenem Dafürhalten ein Vorkaufsrecht auf den Anteil besessen hätte (Der Tagesspiegel 2000), vom Berliner Landesgericht durch eine einstweilige Verfügung gestoppt (Handelsblatt 2001a).

Derweil unterzeichnete Vattenfall mit E.ON und Sydkraft im Oktober 2000 ein Memorandum of Understanding über den Tausch von Beteiligungen, demgemäß Sydkraft und E.ON ihre Anteile an der HEW, welche sich auf 21,8 Prozent beziehungsweise 15,4 Prozent beliefen, an Vattenfall veräußern sollten, während Vattenfall sich im Gegenzug bereit erklärte, umgerechnet knapp 500 Millionen Euro sowie umfangreiche Beteiligungen einzubringen.⁶²

Im Dezember 2000 unterzeichnete die HEW, die gemäß diesem Memorandum of Understanding bereits mehrheitlich unter Kontrolle der Schweden war, den Vertrag zur Übernahme der E.ON- und RWE-Anteile an der

61 Im Geschäftsbericht von Vattenfall (2001) wird die Höhe der HEW Beteiligung an Sydkraft mit 17,5 Prozent benannt. Vermutlich handelt es sich um einen Zahlendreher (vgl. andere Quellen, etwa E.ON AG 2000, oder ots Ad hoc-Service 2000).

62 Dabei handelte es sich um eine 8,5-prozentige Beteiligung an Forsmarks Kraft, welche an Sydkraft abgeben wurde. Zusätzlich erklärte Vattenfall sich bereit, Teile seines Stromnetzes in Östergötland, die 33,3-prozentige Beteiligung an Baltic Cable, Beteiligungen an den norwegischen Unternehmen Hafslund (21 Prozent), Fredrikstad Energiverk (49 Prozent), Fredrikstad Fjernvarme (35 Prozent) und Fredrikstad Energinett (35 Prozent), seine 42 Prozent an dem tschechischen Versorger Vychodoceska Energetika (VCE) sowie 10 Prozent an der Lithuanian Power Company (LPC) abzugeben (Vattenfall AB 2000, S. 42).

VEAG und der Laubag, welche sich auf insgesamt 81,3 Prozent beziehungsweise 92,5 Prozent beliefen (Vattenfall AB 2000, S. 42). Obgleich der Prozess offiziell in Form eines Bieterverfahrens abgewickelt wurde, sollen sich E.ON und HEW zum damaligen Zeitpunkt laut Presseberichten längst über die Übernahme geeinigt haben (Focus Magazin 2000). Dabei wurden sie von Wirtschaftsminister Werner Müller unterstützt, welcher vor seiner politischen Laufbahn zunächst bei der RWE und später lange Jahre bei der VEBA beschäftigt gewesen war. Dieser gab öffentlich an, die Pläne Vattenfalls über die Zukunft der VEAG denen der Southern Energy vorzuziehen (Manager Magazin 2000). Selbige Southern Energy musste sich zwischenzeitlich aus dem Bieterrennen zurückziehen, da sie mittlerweile nicht mehr in der Lage war, die geplante Übernahme finanziell zu stemmen. »Eigentlich sollte die VEAG gekauft werden [...]. Wir waren sehr weit [...]. Blöderweise wurde, just als es dann zum Bieten hätte kommen sollen, der Käufer der Bewag, eines wesentlichen Aktienpakets der Bewag, die Southern Energy, eingeleitet. Das [...] hat völlig andere Zusammenhänge, die hier jetzt nichts tun. Jedenfalls war ein wesentlicher Aktienpaketsbesitzer nicht handlungsfähig« (Vattenfall Interview 1). Hiermit schied die Konkurrenzlösung ohne Zutun von E.ON und RWE aus dem Rennen aus.

Die Übernahme der E.ON-Anteile an der Bewag durch die HEW waren zu diesem Zeitpunkt jedoch nach wie vor gerichtlich blockiert. Dies stellte ein Problem für E.ON dar, da das Unternehmen kartellrechtlich verpflichtet war, die Bewag-Anteile bis zum 15. März 2001 zu verkaufen, weil ansonsten eine Rückabwicklung der Fusion VIAG/VEBA gedroht hätte. Kurz vor Ablauf der Frist gelang jedoch die außergerichtliche Einigung mit dem US-Unternehmen, demnach Southern Energy und HEW jeweils 43 Prozent an dem berliner Unternehmen erhalten sollten (Handelsblatt 2001b).

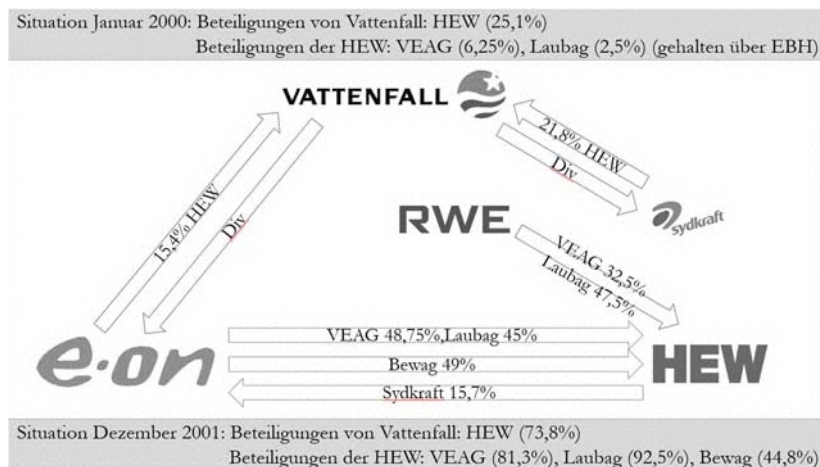
Die in dem Memorandum of Understanding vom Oktober 2000 vereinbarten Geschäfte zwischen Vattenfall, E.ON und Sydkraft wurden schließlich im Mai 2001 durchgeführt. Im selben Monat erfolgte auch die Abwicklung der Mehrheitsübernahmen der VEAG und der Laubag durch die HEW (Vattenfall AB 2016c). Damit hielt Vattenfall 73,8 Prozent an der HEW, welche wiederum 81,3 Prozent an der VEAG, 92,5 Prozent an der Laubag sowie 44,8 Prozent an der Bewag besaß (Vattenfall AB 2001, S. 18).⁶³ Die

⁶³ Im Geschäftsbericht aus dem Jahr 2000 wird der zu diesem Zeitpunkt von der HEW gehaltene Anteil an der VEAG und der Laubag abweichend geringfügig höher angegeben – mit 87,5 Prozent beziehungsweise 95 Prozent (Vattenfall AB 2000, S. 42).

Übernahme der ausstehenden Southern-Energy-Anteile an der Bewag gelang Vattenfall schließlich im Dezember 2001 (Vattenfall Europe AG 2002, S. 14), letztlich jedoch nur aufgrund der finanziellen Schwierigkeiten des US-Unternehmens. »Southern war handlungsunfähig, sonst hätten sie sich ja die goldene Gans nicht wegnehmen lassen« (Vattenfall Interview 1).

Damit besaß Vattenfall die Mehrheit an allen vier Unternehmen – wenn auch nicht immer direkt, sondern mittelbar über die HEW. Im Juni 2002 erfolgte schließlich die Übernahme der RWE- und EnBW-Anteile an der Energie-Beteiligungs-Holding (EBH), in der weitere 25 Prozent Anteile an der VEAG gebündelt waren (Vattenfall AB 2002, S. 33).⁶⁴ Die Unternehmen HEW, VEAG und Laubag wurden schließlich in der neugegründeten Vattenfall Europe gebündelt. Im August 2003 wurde schließlich auch die Bewag auf die deutsche Tochter verschmolzen, wodurch die gesellschaftsrechtliche Zusammenführung der vier Unternehmen abgeschlossen war (Vattenfall Europe AG 2003, S. 2).

Abbildung 20: Verkaufsbewegungen um den Markteintritt Vattenfalls 2000–2001



Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Darstellung

Parallel zu diesen Unternehmensbewegungen baute E.ON in der ersten Hälfte von 2001 stetig die Beteiligung an der schwedischen Nummer zwei Sydkraft aus. Anfang 2001 hielt E.ON bereits 24,1 Prozent, bis Mai 2001

⁶⁴ Die EBH hatte sich vormals zu gleichen Teilen in Besitz der VEW, EnBW, HEW sowie der Bewag befunden (Der Tagesspiegel 2001).

wurde dieser Anteil auf 60,8 Prozent ausgebaut und das Unternehmen voll konsolidiert (E.ON AG 2002, S. 110). 2005 erfolgte die Umbenennung von Sydkraft in E.ON Sverige (E.ON AG 2005, S. 6).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass diejenigen Unternehmen, welche bereits zu Monopolzeiten die exponierten Stellungen im Stromsektor innehatten – RWE, PreussenElektra und Bayernwerk –, auch in den ersten Jahren der Liberalisierung verstanden, die Potentiale der De-Regulierung zu nutzen und das sich neu ordnende Feld zu ihrem Vorteil mitzugestalten. Nicht nur stärkten sie ihre Stellung durch Unternehmenszusammenschlüsse von wechselseitigem Vorteil, sie unterwanderten auch die Zielsetzungen der zuständigen Kartellbehörden, indem sie die Unternehmensveräußerungen, welche zur Bedingung für die Fusionsbewegungen gemacht worden waren, als strategisches Vehikel nutzten, um die Besetzung der frei werdenden Konkurrenzposition zu bestimmen. Mit Vattenfall wurde ein Akteur in das Feld gelassen, der alleine schon aufgrund des dubiosen Zustandekommens seines Markteintritts nicht in der Position war, die etablierte Feldordnung zu hinterfragen oder ihr gar entgegenzuwirken. Dabei wären die fusionierenden Unternehmen nicht im Stande gewesen, auf diese Art Kontrolle über die Entwicklungen im Feld auszuüben, hätten sie nicht Kapitalverflechtungen besessen, welche sich als ökonomisches Kapital strategisch mobilisieren ließen. Dass dieser Coup zudem Unterstützung durch den amtierenden Wirtschaftsminister (einem ehemaligen Mitarbeiter der Unternehmen) fand, zeigt welche Bedeutung das soziale Kapital – in diesem Fall in Form von Kontakten zu ehemaligen, in die Politik gewechselten Kollegen – als Machtressource in einem ökonomischen Feld besitzt (vgl. hierzu auch Lobo 2011, S. 244 f.).

Ausweitung und Festigung des Einflusses auf regionaler und lokaler Ebene

Während die Unternehmen ihre Positionen im Sektor durch Zusammenschlüsse auf der Verbundebene festigten, begannen sie gleichzeitig ihren Einfluss auf den darunterliegenden Versorgungsstufen auszuweiten, indem sie Anteile an Regionalversorgern und Stadtwerken erwarben, beziehungsweise bestehende Minderheitsbeteiligungen ausweiteten. E.ON etwa hielt 2001 in ihrem Geschäftsbericht fest: »Die Position von E.ON Energie wollen wir in Deutschland durch externes Wachstum vorwiegend im Bereich regionaler und kommunaler Energieversorger festigen. E.ON Energie wird sich an weiteren Privatisierungen von Stadtwerken beteiligen und strebt die

Ausweitung bestehender Minderheitspositionen – soweit kartellrechtlich genehmigungsfähig – auf Mehrheiten an« (E.ON AG 2001, S. 40). Tabelle 19 zeigt die wichtigsten Regional-Akquisitionen von E.ON, RWE und EnBW.

Tabelle 19: Zentrale Akquisitionen der großen Vier auf regionaler Ebene

Zeitraum	Unternehmen	Anteil
EnBW		
1998 bis 2003	Neckarwerke Stuttgart	von 19,1% auf 100%
2001	Stadtwerke Schwäbisch Gmünd	25,1%
2001 bis 2005	Stadtwerke Düsseldorf	auf 54,95%
2002	GESO Beteiligungs- und Beratungs-AG	100%
2002	Stadtwerke Ludwigsburg	35%
2003	eneREGIO	25,1%
2003	Stadtwerke Giengen	25,1%
2004	MVV Energie	15,05%
2004	Stadtwerke Backnang	49%
2004	Stadtwerke Weinheim	auf 39,72%
2006	Energie Sachsen Ost	von 50,4% auf 64,8%
2006	Stadtwerke Bad Herrenalb	30%
E.ON		
2000 bis 2002	Elektrizitätswerke Minden-Ravensburg	55,2%
2000 bis 2004	Thüga	von 57,3% auf 100%
2002	Energie Aktiengesellschaft	von 46% auf 73,3%
2002	Fortum Energie Deutschland (FEG)	100%
RWE		
1999	Stadtwerke Essen	19%
2001	Stadtwerke Duisburg	20%
2001	Stadtwerke Dürren	von 25,15% auf 74,95%
2001	Stadtwerke Worms Energie	20,8%
2002	GEW RheinEnergie	20%
2001 bis 2002	VSE	von 41,3% auf 69,33%
2003	Energieversorgung Oberhausen	um 40% auf 90%
2003	Stadtwerke Remscheid	25%
2003	Stadtwerke Velbert	20%
2003	Wuppertaler Stadtwerke	20%
2009	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser	24,9%

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

Der große Wurf gelang dabei E.ON mit der schrittweisen Übernahme der Thüga, einem Stadtwerke-Netzwerk, in welchem Beteiligungen an mehr als hundert kommunalen Energie- und Wasserversorgern gebündelt waren. Bereits zum Zeitpunkt der Fusion hielt die PreussenElektra 56,5 Prozent der Thüga-Anteile, diese wurden in den E.ON-Konzern überführt und bis 2004 auf 100 Prozent ausgebaut (VEBA AG 1999; E.ON AG 2004, S. 107).⁶⁵ Die EnBW nutzte die Beteiligung an Stadtwerken anfangs explizit als strategisches Investment, um Kunden außerhalb des eigenen Stammgebietes in Baden-Württemberg zu gewinnen (Handelsblatt 2002), etwa durch die Beteiligung von 29,9 Prozent an den Stadtwerken Düsseldorf 2001 – der Anteil wurde bis 2005 auf 54,95 Prozent ausgebaut – oder durch die Übernahme der ausstehenden Anteile an der GESO Beteiligungs- und Beratungs-AG, in der unter anderem Beteiligungen an der Energieversorgung Sachsen Ost (ESAG) gebündelt waren (EnBW AG 2005a, S. 16).⁶⁶

Auch RWE erwarb (vor allem Minderheits-)Anteile an einigen Stadtwerken, obgleich die zuständigen Kartellbehörden, wie mehrere RWE-Manager im Interview angaben, dies bald nur noch bei gleichzeitiger Abgabe anderer Stadtwerkebeteiligungen zuließen. Bei den übrigen Verbundunternehmen lässt sich keine ausgeprägte lokale Expansionsstrategie ausmachen. VEAG, Bewag sowie der HEW erschienen allgemein in den ersten Jahren nach der Marktöffnung strategisch wenig fokussiert, was vermutlich darauf zurückzuführen war, dass ihre Beherrschungsverhältnisse nicht geklärt, beziehungsweise im Wandel begriffen waren. Der Vattenfall-Konzern, welcher diese Unternehmen zwischen 1999 und 2002 übernahm, war anschließend zunächst mit deren Integration und Re-Organisierung beschäftigt und hatte zudem wenig liquide Mittel für weitere Zukäufe zur Verfügung.⁶⁷

65 Zur strategischen Relevanz der Thüga für den E.ON-Konzern siehe ausführlicher Becker (2011, S. 140).

66 Die GESO war 1990 gemeinsam von der HEW und der EnBW gegründet worden und hielt Beteiligungen an zahlreichen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, Tschechien und Polen. Die GESO ging im Zuge des VEAG-Deals 2002 an die EnBW – die HEW gab ihren Anteil an der GESO an die EnBW ab, die EnBW wiederum übergab ihren Anteil an der EBH (in der die Verbundunternehmen ihre VEAG-Anteile gebündelt hatten) an die HEW (EnBW AG 2002b, S. 80).

67 Die einzige Stadtwerks-Akquisition Vattenfalls erfolgte 1999 durch den Einstieg der Vasa Energy bei den Stadtwerken Rostock. Unter strategischen Gesichtspunkten fällt dieses Geschäft jedoch noch in die Markteintrittsphase. Das Bundeskartellamt bezeichnete in seinem Bericht über die Jahre 2000/2001 den Anteilsbesitz von Vattenfall an Regionalversorgern und Stadtwerken als »kaum vorhanden« (Deutscher Bundestag 2003, S. 163).

Die Expansionsstrategien von RWE, E.ON und EnBW auf der lokalen und regionalen Ebene dienten maßgeblich zwei Zielen: Zum einen konnte so Einfluss auf die Vergabe von Konzessionen zum Betrieb kommunaler Verteilnetze genommen werden (Becker 2011, S. 140), zum anderen ließ sich der eigene Stromabsatz sichern. »[Es] ist davon auszugehen, dass selbst Minderheitsbeteiligungen der Verbundunternehmen zu einer beträchtlichen Einflussnahme auf das Beschaffungsverhalten der örtlichen Energieversorger führen und auf diese Weise der langfristigen Absatzsicherung der Verbundunternehmen dienen« (Monopolkommission 2005, S. 446). Zwischen dem 1. Januar 2000 und dem 31. Dezember 2002 hatten die Verbundunternehmen zusammen 82 neue Beteiligungen (ab 10 Prozent) an Stadtwerken erworben. Davon entfielen 70 auf die beiden größten Unternehmen RWE und E.ON. Diese hielten Beteiligungen von über 10 Prozent an 194 der etwa 900 deutschen Stadtwerke (ebd., S. 445; unter Verweis auf Deutscher Bundestag 2003, S. 163). Auf der Regionalstufe verhielt es sich ähnlich. Die Anzahl der Unternehmen hatte sich auf etwa 40 halbiert. Dies ging auf die Praxis der Verbundunternehmen zurück, ihre Regionaltöchter zu fusionieren sowie ihre Beteiligungen an Regionalversorgern zu Mehrheitsbeteiligungen auszubauen, wodurch auch ehemals konzernunabhängige Unternehmen ihre Selbstständigkeit verloren (Monopolkommission 2005, S. 445). Die Monopolkommission beobachtete diesen Prozess mit Sorge. Da sich die Beteiligungspolitik von RWE und E.ON auf ihre traditionellen Netzgebiete konzentrierte, schloss die Kommission: »Im Ergebnis führt die Beteiligungspolitik der Verbundunternehmen zu Marktstrukturen, die den rechtlich abgeschotteten Gebietsmonopolen vor der Liberalisierung ähneln« (ebd., S. 69).

Diese Strategien zur Festigung und Ausweitung des Einflusses auf Stadtwerke und Regionalversorger wurden schließlich durch Einschreiten der Kartellbehörden verhindert. 2003 untersagte das Kartellamt die geplante Übernahme der Stadtwerke Eschwege durch E.ON.⁶⁸ Der darauffolgende Rechtsstreit dauerte fünf Jahre, im November 2008 lehnte der Bundesgerichtshof die Beschwerde E.ONs gegen das Übernahmeverbot ab. In der Begründung hieß es:

68 Auch der Kauf der Anteile an den Stadtwerken Remscheid, Velbert sowie Wuppertal durch RWE wurde vom Kartellamt nur unter der Auflage eines gleichzeitigen Verkaufs der RWE-Anteile an den Stadtwerken Leipzig (40 Prozent) und Düsseldorf (20 Prozent) genehmigt (RWE AG 2003, S. 49).

»Der Bundesgerichtshof hat festgestellt, dass es der Geschäftsstrategie der Marktführer entspricht, an zahlreichen Stadtwerken oder sonstigen Stromversorgern Minderheitsbeteiligungen zu erwerben, um auf diese Weise ihre Absatzgebiete zu sichern. Bereits jetzt haben E.ON und RWE Anteile an insgesamt 204 stromverteilenden Unternehmen. Zusätzliche Beteiligungen würden den Wettbewerb weiter einschränken. Der Bundesgerichtshof hat deshalb die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamts in letzter Instanz bestätigt« (Bundesgerichtshof 2008).

E.ON und RWE hatten bereits mit Beginn des Verfahrens vom Erwerb weiterer Stadtwerkebeteiligungen abgesehen. Die kleinere EnBW hingegen war weniger im Fokus der Aufsichtsbehörden und konnte ihre lokale Expansionsstrategie länger aufrechterhalten.

Zwischenfazit – vom formellen Monopol zum informellen Oligopol

Innerhalb der ersten Jahre der Liberalisierung lässt sich eine starke Konzentration des deutschen Strommarktes feststellen. In nur vier Jahren – bis 2002 – hatte sich eine neue Struktur herausgebildet und verfestigt. Die Anzahl der Verbundunternehmen hatte sich von acht auf vier verringert, die Anzahl der Regionalversorger hatte sich halbiert und zahlreiche, zuvor noch selbstständige, Stadtwerke hatten ihre Unabhängigkeit verloren. Im Zuge dieser Neuordnung war der mit Beginn der Liberalisierung aufgekommene Preiswettbewerb zwischen den Verbundunternehmen wieder eingeschlafen. Nachdem der Strompreis im Jahr 2000 seinen Tiefpunkt von 5,79 Cent pro Kilowattstunde (Industrie) beziehungsweise 13,94 Cent pro Kilowattstunde (Haushalte) erreicht hatte, stieg er bis zum Ende der Phase (und darüber hinaus) wieder stetig an. Die Industriestrompreise waren 2006 wieder auf dem Niveau von 1998. Im Falle der Haushaltsstrompreise hatten sich die Effekte der Marktöffnung bereits 2003 wieder ausgewaschen (BDEW e.V. 2014, S. 6, S. 15). Die Monopolkommission (und andere zeitgenössische Beobachter) führte dies auf Absprachen zwischen den Verbundunternehmen zurück:

»Der annähernd gleichzeitig zu beobachtende Anstieg der Strompreise in Verbindung mit der Stilllegung von Erzeugungskapazitäten seit dem Jahr 2001 lässt [...] darauf schließen, dass die Phase kurzfristigen Preiswettbewerbs beendet und einem abgestimmten Verhalten zwischen den Oligopolmitgliedern gewichen ist. Für diese Einschätzung spricht auch, dass sich die Verbundunternehmen darauf beschränken, ihre traditionellen Absatzgebiete zu beliefern, und auf Wettbewerbsvorstöße in das

Liefergebiet der jeweils anderen Verbundunternehmen verzichten« (Monopolkommission 2005, S. 69).⁶⁹

Die Kartellbildung unter den großen Vier und behördliche Vorstöße zur Eindämmung dieser werden ausführlich in Abschnitt 8.2 behandelt.

Insbesondere die im 1998er EnWG festgelegten Netzzugangsregelungen hatten das Aufkommen von nachhaltigem Wettbewerb verhindert. Die Machtpotentiale die mit dem Besitz, insbesondere der Übertragungsnetze, einhergingen, waren aus zwei Gründen immens: Erstens boten die Verbändevereinbarungen die Möglichkeit, über erhöhte Netznutzungsentgelte Wettbewerber aus dem Markt zu halten. Die Monopolkommission stellte in ihrem Hauptgutachten 2002/2003 hierzu fest:

»Obwohl durch die mehrfach modifizierten Verbändevereinbarungen wettbewerbsbehindernde Regelungen für den Netzzugang und die grundsätzliche Struktur der Netzzugangsentgelte abgebaut wurden, sind weiterhin erhebliche Behinderungen beim Netzzugang in der Elektrizitätswirtschaft festzustellen, die auf das außerordentlich hohe Niveau der Netznutzungsentgelte in Deutschland zurückzuführen sind. Behinderungen des Netzzugangs können im Rahmen der Verbändevereinbarungen, die keine konkreten Preisvorgaben für den Netzzugang, sondern lediglich allgemeine Kalkulationsprinzipien enthalten, nicht gelöst werden« (ebd., S. 68).

Zweitens erhielten die Netzbetreiber zwangsläufig eine Fülle von wettbewerbsrelevanten Informationen, welche anderen Wettbewerbern nicht zugänglich waren. Ein E.ON-Manager berichtete hierzu:

»[...] derjenige, der den Netzplan machte, der wusste ja fünf Jahre im Voraus, was im Markt passiert. Denn wenn er irgendwo ein Kraftwerk plante, dann musste er das anmelden [...]. Das heißt, sie hatten einen kompletten Blick über den Markt und konnten das nutzen und dann mit ihrer ich sage mal soliden Marktposition, mit der sie sowieso 30 bis 40 Prozent des Marktes besetzen, da geschah nichts in Deutschland, was nicht über den Schreibtisch des Konzerns dann ging. Oder dann spiegelbildlich bei RWE oder bei EnBW. Also damit konnten sie den Markt gestalten, wie sie wollten« (E.ON Interview 4).

Aufgrund dessen gestaltete es sich für neue Akteure als außerordentlich schwierig, in den Markt einzutreten und sich dort zu behaupten. Viele nach der Marktöffnung angetretene neue Wettbewerber waren deshalb früh wieder ausgeschieden (Monopolkommission 2005, S. 69).

⁶⁹ Der Chef des Kupferproduzenten Norddeutsche Affinerie berichtete 2004 in einem Zeitungsinterview, die Verbundunternehmen würden sich inzwischen weigern, überhaupt Angebote zur Stromlieferung in den Gebieten der jeweils anderen auszugeben (Wirtschaftswoche 2004).

Expansion in benachbarten Feldern

Parallel zu den oben dargestellten Aktivitäten auf dem deutschen Markt (und in verstärkter Weise ab 2002) expandierten die Verbundunternehmen in benachbarten Feldern. Dabei ging es um (1) die Expansion in europäischen und teilweise internationalen Strommärkten sowie um Wachstum in (2) anderen Versorgungsbereichen wie Gas, Wärme und Wasser. Diese Aktivitäten erfolgten aus zwei Gründen. Zunächst dienten sie der *Kompensation der negativen Entwicklungen auf dem deutschen Markt* in den ersten Jahren nach der Marktöffnung (vor allem der im Zuge des anfänglichen Wettbewerbs sinkenden Margen im Stromgeschäft):

»Damals waren sehr, sehr niedrige Preise auf diesen Großhandelsmärkten, also auch in der Erzeugung verdiente man relativ wenig oder kaum noch richtig Geld. Da gab es dann also eine fast grundlegende Frage: Ist diese Welt der Versorger wirklich noch ertragreich? Also gerade im Stromgeschäft war diese Frage zu stellen. Und dann hat man bei RWE gesagt, wir müssen unser Geld, das wir doch sehr reichlich hatten, das müssen wir möglicherweise doch woanders investieren, um da dann Wachstumsperspektiven neu zu erschießen. Da ist man dann sozusagen ins benachbarte Wassergeschäft rübergegangen und hat gesagt, wir müssen auch internationaler werden« (RWE Interview 4).

Ein zweiter Grund lag in den *sinkenden Wachstumsmöglichkeiten* in Deutschland. Auf der Verbundebene war der Markt nach dem Eintritt Vattenfalls prinzipiell aufgeteilt, während weiteren Zukäufen auf der Ebene der Regionalversorger sowie der Stadtwerke kartellrechtliche Grenzen gesetzt waren. »Und damals waren Zeiten, wo wir wirklich Mittel hatten, die wir investieren mussten und sind dann in Geschäftsfelder gegangen, weil das Wachstum, die Möglichkeit, im eigenen Geschäftsfeld zu wachsen, nicht da war in Deutschland. Und dann sind wir in andere Bereiche gegangen« (RWE Interview 2).

Internationalisierung

Die neugegründete E.ON trieb den Europäisierungskurs ihrer Vorgängerunternehmen zielgerichtet voran. So hatte bereits die VIAG in ihrem 1998er Geschäftsbericht festgestellt: »Die Expansion jenseits der Grenzen gewinnt angesichts der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte und der Konsensgespräche mit der Bundesregierung über den Ausstieg aus der Kernenergie besonderes Gewicht« (VIAG AG 1998, S. 5). E.ON benannte

nun in ihrem ersten Geschäftsbericht nach der Gründung eine »klare Führungsposition im gesamteuropäischen Maßstab« als Zielgröße, bei gleichzeitigem Verweis auf Wachstumschancen in Übersee (E.ON AG 2000, S. 11). In Großbritannien übernahm E.ON 2002 für 7,8 Milliarden Euro den Versorger Powergen – unter anderem da dieser für E.ON attraktive Anteile an der US-Gesellschaft LG&E Energy Group hielt⁷⁰ – sowie das britische Geschäft der TXU Europe Group und den Stromverteiler Midlands Electricity für zusammengerechnet 3,9 Milliarden Euro (E.ON AG 2002, S. 105, 2004, S. 74). Großbritannien sollte auch in Zukunft ein wichtiger Markt für E.ON (wie auch für RWE und Vattenfall) bleiben. Weitere Übernahmen erfolgten in Zentralosteuropa (unter anderem in Ungarn, Bulgarien, Rumänien und der Slowakei) sowie Skandinavien. Die europaweite Expansionsstrategie war ganz auf die Erwartung weiterhin zusammenwachsender europäischer Märkte ausgerichtet, wie ein befragter E.ON-Manager im Interview angab:

»Sagen wir mal vor der Wirtschaftskrise zweite Hälfte der, sagen wir mal, des ersten Jahrzehnts in diesem Jahrtausend waren die Bemühungen der EU und insbesondere der EU-Kommission, für einen einheitlichen europäischen Energiemarkt zu sorgen, sozusagen die Plattform für die jegliche Wachstumsstrategie. Deswegen war das strategische Ziel auch immer, nicht in Deutschland zu wachsen, sondern in diesem

70 Bontrup und Marquardt (2010) zufolge hing die (parallel durchgeführte und weiter unten detaillierter beschriebene) Fokussierung E.ONs auf den Kernbereich Energie maßgeblich mit deren Ambitionen zur Expansion in den USA zusammen. Im Zuge der Übernahme der Powergen-Anteile an der LG&E Energy Group musste sich E.ON dem US-amerikanischen Recht fügen, demnach nur 5 Prozent der operativen Aktivitäten eines Energieversorgungsunternehmens in Nicht-Kernbereichen getätigt werden dürfen. Folglich war E.ON gezwungen, sich von seiner Chemie- und Immobiliensparte zu trennen. Darüber hinaus wurde gemäß der amerikanischen Börsenaufsichtsbehörde die Wasserversorgung nicht zum Energieversorgungsgeschäft gezählt, weshalb E.ON konsequenterweise die strategische Bedeutung des Wassergeschäftes zurückstufte. Diese Restriktionen wurden hingenommen, da sich E.ON von der Beteiligung profitables Wachstum in den USA versprach (Bontrup/Marquardt 2010: 187f.). Wie sich jedoch herausstellte, handelte es sich bei der LG&E nicht um das ideale Asset zum Aufbau einer US-Wachstumsstrategie, wie ein E.ON-Manager im Interview betonte: »Die, die die Powergen gekauft haben waren eigentlich stärker an dem liberalisierten US-Markt interessiert und wollten wirklich noch eine große USA-Strategie aufbauen. Das war so 2001/2002 so die Strategie. [...] Mit dem Erwerb der Powergen bekam man ein Asset in Kentucky, das war die LG&E. Das war aber eigentlich im Nachhinein betrachtet nicht das ideale Vehikel, weil man wollte in den liberalisierten US-Markt, hat aber im Portfolio ein voll reguliertes Geschäft in Kentucky gehabt. [...] wenn man die Strategie wirklich so stark auf die USA hätte fokussieren wollen damals, dann hätte man eigentlich ein völlig anderes Asset kaufen müssen« (E.ON Interview 4).

Wachstum der zusammenwachsenden europäischen Energiemärkte zu partizipieren« (E.ON Interview 3; vgl. auch Lobo 2011, S. 286).⁷¹

RWE definierte den Ausbau der Auslandsaktivitäten als zentrales Wachstumsfeld (RWE AG 1998, S. 2) und wählte die Selbstbezeichnung »Internationaler Partner für Energie und energienahe Services« (RWE AG 1999, S. 30). Bei der folgenden Expansion auf dem europäischen Strommarkt legte das Unternehmen aufgrund bestehender Synergien den Schwerpunkt auf regional benachbarte Märkte (RWE AG 2001a, S. 40). Von herausragender Bedeutung war die Übernahme des britischen Stromversorgers Innogy für 5,1 Milliarden Euro, durch welche RWE nach eigenen Angaben zur Nummer 2 auf dem britischen Strommarkt aufstieg (RWE AG 2002a, S. 44, S. 1). Da RWE gleichzeitig im großen Stil ins internationale Wassergeschäft expandierte, waren die Akquisitionen des Unternehmens im europäischen Stromgeschäft deutlich weniger umfangreich als im Falle von E.ON.

Die *EnBW* war, verglichen mit den anderen Stromkonzernen, wesentlich stärker auf den deutschen Markt konzentriert. Dennoch erfolgten einzelne Akquisitionen in Ungarn, Spanien sowie Österreich und der Schweiz. Die zurückhaltendere Expansion der *EnBW* ging zum einen auf deren im Vergleich zu den anderen Verbundunternehmen geringere Finanzkraft zurück, wie ein Manager des Unternehmens angab: »Und jetzt zu sagen, wir gehen jetzt nach England und wollen da gleich ein ganzes Portfolio zu kaufen, da brauche ich natürlich eine Finanzkraft, die vielleicht die Möglichkeiten der *EnBW*, das einfach mal so zu machen, übersteigt« (EnBW Interview 1). Zum anderen bremste der französische Staatskonzern *Électricité de France* (EDF), welcher zwischen 2000 und 2010 einer der beiden Hauptaktionäre der *EnBW* war, das Auslandsengagement des Unternehmens: »Wir waren schon auch im Ausland aktiv, aber die EDF, der hat das nicht gepasst. [...] also da gab es einen Deal mit der EDF, wir dürfen Tschechien und Polen und Türkei war da noch, und die EDF macht den Rest« (EnBW Interview 2).

⁷¹ Interviewte E.ON-Manager gaben aber auch an, dass sich die erwartete Angleichung europäischer Märkte nicht in dem erwarteten Ausmaß verwirklichte: »Aus heutiger Sicht muss man sagen, dass das, was mit einem europäischen Strommarkt mal angedacht war, bei weitem nicht in der Geschwindigkeit umgesetzt wurde auf der strukturellen Seite, wie das einige Unternehmen damals eingeschätzt haben. Da gab es sicherlich ein riesiges Time Lag. Wir sind ja nach wie vor auch heute noch in einer Situation, wo wir eher über nationale Stromnetze sprechen als über einen europäischen Strommarkt« (E.ON Interview 4).

Tabelle 20: Akquisitionen der großen Vier im Stromgeschäft außerhalb von Deutschland

Zeitraum	Unternehmen	Anteil	Land	Transaktionsvolumen
EnBW				
1998	Skandinavisk Kraftmeqling	51%	Norwegen	k.A.
1998	Budapesti Elektromos Művek (ELMŰ)	25%	Ungarn	k.A.
1998	Észak-Magyarországi Áramszolgáltató (ÉMASZ)	25%	Ungarn	k.A.
2001	Hidrocantabrico	59,5%	Spanien	1,8 Mrd. Euro (zus. mit Ferroatlantica)
2001	Österreichische Elektrizitäts AG (Verbund)	6,33%	Österreich	k.A.
2002	EnAlpin	100%	Schweiz	k.A.
2005 bis 2006	Energieversorgung Niederösterreich (EVN)	von 13,2% auf 35%	Österreich	k.A.
2005 bis 2010	Pražská energetika Holding (PRE)	von 34% auf 70%	Tschechien	k.A.
E.ON				
2000	Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland (EZH)	100%	Niederlande	1,1 Mrd. Euro
2000	Lowri Beck	100%	GB	k.A.
2001 bis 2002	Espoon Sähkö	auf 66%	Finnland	k.A.
2001	Sydkraft	auf 60,8%	Schweden	k.A.
2002	Észak-dunántúli Áramszolgáltató (Édász)	auf 90,6%	Ungarn	k.A.
2002	LG&E	100%	USA	k.A.
2002	Powergen	100%	GB	7,8 Mrd. Euro
2002	TXU Europe (nur Vertrieb)	100%	GB	2,1 Mrd. Euro
2002	Zapadoslovenska energetika (ZSE)	49%	Slowakei	k.A.
bis 2004	Gräninge	auf 100%	Schweden	1,1 Mrd. Euro
2003 bis 2005	Jihoceska Energetika (JCE)	auf 100%	Tschechien	k.A.
2003 bis 2005	Jihomoravska Energetika (JME)	auf 100%	Tschechien	k.A.
2003	Západoceská energetika (ZCE)	auf 48%	Tschechien	k.A.
bis 2004	Dedasz	100%	Ungarn	k.A.
2002 bis 2004	Edasz	100%	Ungarn	k.A.
bis 2004	Titasz	100%	Ungarn	k.A.
2004 bis 2005	Gorna Oryahovitza	auf 67%	Bulgarien	Zusammen 138 Mio. Euro
2004 bis 2005	Varna	auf 67%	Bulgarien	
2004	Midlands Electricity	100%	GB	1,7 Mrd. Euro
2005	Electrica Moldova	51%	Rumänien	101 Mio. Euro
2005	NRE Energie	100%	Niederlande	79 Mio. Euro

RWE				
1999	Stredoceska energeticka	auf 35%	Tschechien	k.A.
2001	Kärntner Elektrizitäts Aktiengesellschaft (KELAG)	49%	Österreich	480 Mio. Euro
2001	Portugen Energia	75%	Portugal	k.A.
2002	Innogy	100%	GB	5,1 Mrd. Euro
2002	Východoslovenská energetika (VSE)	49%	Slowakei	130 Mio. Euro
2002 bis 2005	Stoen	auf 85%	Polen	370 Mio. Euro
Vattenfall				
1998 bis 1999	Lithuanian Power Company (LPC)	auf 9,7%	Litauen	k.A.
1998 bis 1999	Vychodoceska Energetika (VCE)	auf 42%	Tschechien	k.A.
1999	Energibolaget i Botkyrka och Salem	99,8%	Schweden	k.A.
1999	Revon Sähkö	100%	Finnland	k.A.
1999	Heinola Energia	100%	Finnland	k.A.
1999	Ingarö Elektriska Distributionsförening	100%	Schweden	k.A.
1999	Plusenergi	50%	Schweden	k.A.
1999	Säffle Energi	100%	Schweden	k.A.
1999 bis 2000	Fredrikstad Energiverk	auf 49%	Norwegen	k.A.
1999 bis 2001	Oslo Energi	100%	Norwegen	k.A.
2000 bis 2004	Elektrociepownie Warszawskie (EW)	75%	Polen	k.A.
2001 bis 2004	Gornoslaski Zaklad Elektroenergetyczny (GZE)	75%	Polen	k.A.
2000	Hämeenlinnan Energia	100%	Finnland	85 Mio. Euro
2000	Keski-Suomen Valo	100%	Finnland	179 Mio. Euro
1998 bis 2000	Pamilo	100%	Finnland	k.A.
2000	Uppsala Energi	100%	Schweden	385 Mio. Euro
2001 bis 2004	Gornoslaski Zaklad Elektroenergetyczny (GZE)	74,8%	Polen	478 Mio. Euro
2005	Elsam	35,3%	Dänemark	1,1 Mrd. Euro

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung⁷²

⁷² Akquisitionen im Bereich erneuerbare Energien sind ausgeschlossen. Diese sind separat in Tabelle 31 aufgelistet. Bezüglich der Transaktionsvolumina finden sich oft je nach Quelle abweichende Angaben. Die Summen sind also als Annäherungen zu verstehen.

Der schwedische Staatskonzern *Vattenfall* hatte bereits 1995 eine internationale Wachstumsstrategie ausgerufen, welche zunächst im Rahmen breit gestreuter Auslandsbeteiligungen umgesetzt wurde. Zum Zeitpunkt der Öffnung des deutschen Marktes hielt das Unternehmen Beteiligungen in Deutschland, Polen, Niederlande, Estland, Lettland, Litauen, Tschechien, Thailand, Laos, Brasilien und Bolivien (Vattenfall AB 1998, S. 1). In den darauffolgenden Jahren erfolgte eine schrittweise regionale Rückfokussierung. 2000 formulierte Vattenfall eine europaweite Führungsposition als Zielgröße: »Vattenfall's vision is for the Group to continue to grow and become one of the five or six largest energy companies on the deregulated European market, with earnings that match the best« (Vattenfall AB 2000, S. 4). 2001 fasste die Unternehmensführung schließlich den regionalen Fokus enger: Skandinavien, Polen und Deutschland wurden als regionale Kernmärkte definiert, eine Regionalstrategie, die so bis zum Markteintritt in Benelux 2009 aufrechterhalten blieb. Die Veräußerung von Geschäftsaktivitäten außerhalb dieser Kernmärkte wurde (mit Ausnahme einzelner Beteiligungen in Tschechien, den Niederlanden sowie Litauen) direkt eingeleitet (Vattenfall AB 2001, S. 23).

Tabelle 20 zeigt die wichtigsten Akquisitionen der großen Vier im Elektrizitätsgeschäft außerhalb von Deutschland.

Gas und Wasser

Gleichzeitig expandierten die großen Vier in anderen Energiemärkten. E.ON, RWE und die EnBW weiteten ihre Aktivitäten im Gasbereich aus, eine Strategie, welche vor allem aufgrund der bestehenden Synergien zwischen dem Strom- und dem Gasgeschäft attraktiv war:

»Nicht das Gas am Übergabepunkt in Deutschland von den Russen kaufen zu müssen, sondern ihr eigenes Gas zur Verfügung haben, ist natürlich für so eine intendierte Strategie mit Gaskraftwerken schon eine ganz interessante Sache. Das war eines der Hauptargumente. Und dann war natürlich das Gasgeschäft als solches sehr komplementär zum Vertrieb im Stromgeschäft. Also Strom-Gas-Anbieter, das sind ja häufig überlappende Binnenkreise, also hohe Kundensynergien« (E.ON Interview 4).

Abbildung 21 zeigt die wichtigsten Akquisitionen von EnBW, E.ON und RWE im Gasbereich.

Tabelle 21: Akquisitionen der großen Vier im Gasbereich

Zeitraum	Unternehmen	Anteil	Land	Transaktionsvolumen
EnBW				
2002	Gasversorgung Süddeutschland	auf 95,64%	Deutschland	150 Mio. Euro (zus. mit ENI)
2006	Gasversorgung Sachsen Ost Wärmeservice (GSW)	von 23,5% auf 100%	Deutschland	k.A.
2007	Erdgas Südwest	von 51% auf 79%	Deutschland	k.A.
E.ON				
2000 bis 2004	Ruhrgas	auf 100%	Deutschland	10,2 Mrd. Euro
2000 bis 2002	Hamburger Gaswerke (Hein Gas)	100%	Deutschland	k.A.
2002	Lietuvos Dujos	34%	Litauen	k.A.
2003	Jihomoravská plynárenská (JMP)	43,7%	Tschechien	k.A.
2004	Ferngas Salzgitter	100%	Deutschland	k.A.
2004 bis 2006	MOL Földgázellátó	100%	Ungarn	k.A.
2004	Panrusgaz	50%	Ungarn	k.A.
2005	Caledonia Oil and Gas	100%	GB	185 Mio. Euro
2003 bis 2006	Dél-dunántuli Gázzolgáltató (DDGáz)	auf 100%	Ungarn	k.A.
2006 bis 2007	Jihočeská plynárenská (JCP)	von 13,1% auf 100%	Tschechien	k.A.
2006	Pražská plynárenská (PP)	49,3%	Tschechien	k.A.
RWE				
2000 bis 2002	Thyssengas	von 50% auf 100%	Deutschland	k.A.
2001	Nafta	40%	Slowakei	k.A.
2002	Obragas	90%	Niederlande	319 Mio. Euro
2002	Transgas	100%	Tschechien	4,1 Mrd. Euro ⁷³
2008	Excelerate Energy	50%	USA	350 Mio. Euro

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung⁷⁴

Der größte Coup gelang in diesem Zusammenhang E.ON mit der Übernahme der Essener Ruhrgas AG, des damals größten deutschen Gasversorgers, die sich von der Anmeldung beim Kartellamt im November 2001 bis ins Jahr 2003 hinzog. Für E.ON besaß die Ruhrgas ein enormes strategisches

⁷³ Im Paket waren zudem acht tschechische Regionalversorger (RWE AG 2002a, S. 44).

⁷⁴ Die Tabelle beinhaltet nur Übernahmen von Unternehmen. Der Erwerb von Gasfeldern, beziehungsweise Förderrechten, wurde nicht aufgenommen.

Potential, da das Unternehmen nicht nur in Besitz von – gemessen an der Länge – rund einem Viertel des europäischen Erdgas-Verbundnetzes war, sondern darüber hinaus rund 6,5 Prozent der Anteile an der russischen Gazprom hielt (Bontrup und Marquardt 2010, S. 188). Aufgrund der erwähnten Synergien zwischen Strom und Gasgeschäft waren zusätzliche Vorteile zu erwarten. Eine Genehmigung der Fusion galt jedoch aufgrund der marktbeherrschenden Stellung, die den beiden Unternehmen von Seiten des Kartellamtes zugeschrieben wurde, als äußerst unwahrscheinlich. Offenbar war den Unternehmen jedoch bereits im Vorfeld des Deals von hoher politischer Stelle die Möglichkeit in Aussicht gestellt worden, ein zu erwartendes Veto der Wettbewerbsbehörde durch eine Sondererlaubnis des Wirtschaftsministeriums zu umgehen (Becker 2011, S. 138; Leuschner 2007e, S. 51). Dies geschah auch. Nachdem das Kartellamt mit den Beschlüssen vom 17. Januar und 26. Februar 2002 zunächst die Fusion wie erwartet mit Bestimmtheit abgelehnt hatte, beantragte E.ON beim Wirtschaftsministerium eine Sondererlaubnis. Da der amtierende Wirtschaftsminister Werner Müller selbst lange in der Energiebranche tätig war (siehe Abschnitt 7.1.2) delegierte er, um etwaige Bedenken auszuräumen, pro forma die Entscheidungsbefugnis über den Antrag an den seinen Weisungen unterstehenden Staatssekretär Alfred Tacke. Dieser gab am 5. Juli die Fusion mit der Begründung der zu erwartenden Vorteile für das Gemeinwohl frei.

Der Vollzug der Übernahme wurde jedoch auf Antrag der Ampere AG – eines kleinen deutschen Stromhandelsunternehmens – vom Oberlandesgericht Düsseldorf gestoppt. Als Begründung wurden entscheidende Verfahrensfehler vorgebracht. Die Reihe der Kläger wuchs im weiteren Verlauf auf insgesamt neun Unternehmen, darunter der finnische Versorger Fortum und die EnBW. Am 18. September 2002 wurde der Zusammenschluss ein weiteres Mal durch das Wirtschaftsministerium genehmigt – E.ON hatte größere Zugeständnisse eingeräumt –, der Minister konnte jedoch das Gericht nicht davon überzeugen, den Vollzug der einstweiligen Anordnungen auszusetzen. Schließlich gelang E.ON eine außergerichtliche Einigung mit den Beschwerdeführern. Ende Januar 2003, am Tag des Ablaufs von E.ONs Optionsfrist zur Übernahme der ausbleibenden Ruhrgas-Anteile, zogen alle neun Beschwerdeträger ihre Klagen vor dem Landesgericht zurück. Über die genaueren Konditionen wurde Stillschweigen vereinbart. Die (abseits dieser bilateralen Absprachen gestellten) Auflagen für den Ruhrgas-Deal galten als wenig schmerzhaft für E.ON. Im Kern handelte es sich um den Verkauf der Beteiligungen der Fusionsparteien an der Verbundnetz Gas (VNG)

(zusammen 42,1 Prozent), Bayerngas (zusammen 44 Prozent), Bremer Stadtwerke (zusammen 33,3 Prozent), EWE (27,4 Prozent) sowie Gelsenwasser (80,5 Prozent). Dazu verpflichtete sich Ruhrgas zu einer stärkeren Öffnung ihrer Verteilnetze sowie der Ausgliederung des Transportnetzes in eine separate Gesellschaft. (Becker 2011, S. 124–138; Bontrup und Marquardt 2010, S. 188–191; Leuschner 2007e, S. 51; vgl. auch Suck 2008, S. 293 ff.).

Das erstaunliche Zustandekommen des Deals – vor allem die politische Unterstützung eines Deals trotz gerechtfertigter kartellrechtlicher Bedenken – erklärte ein interviewter E.ON-Manager mit der volkswirtschaftlichen Relevanz der Energieversorgung und dem damit einhergehenden Fokus der Politik auf diesen Wirtschaftsbereich:

»Das ist ein Trugschluss, den man bei der Liberalisierung hatte. Da glaubte man, da entsteht ein Markt der vergleichbar ist mit dem Produzieren von Osterhasen oder irgendetwas anderes oder Waschpulver. Das ist aber nicht so. In der Energiegeschichte ist immer auch ein politisches Geschäft. Weil sie einfach an der Grundversorgung der Gesellschaft arbeiten. Wenn da irgendetwas nicht funktioniert, dann hat die gesamte Wirtschaft und die gesamte Gesellschaft die Auswirkungen davon zu tragen. Das heißt, es würde nie eine nationale Regierung geben, die nicht ein Augenmerk auf die heimische Energielandschaft hat. Das wird es nirgendwo auf der Welt geben. Damit ist aber gleichzeitig klar, dass es Interessen der Politik gibt, Energiegeschäft mit zu gestalten. [...] Es war aber auch ein politischer Wille dahinter, weil man gesagt hat, diese Strom-Gas-Konversion oder die Strategie, Strom und Gas aus einer Hand zu bestreiten, ist ein positiver Effekt für den Energiemarkt. Und das wollte die Politik auch. Und sie wusste, das ist der einzige Weg, wie wir diese Dinge miteinander vereinen können« (E.ON Interview 4).

Die Größenordnung des Ruhrgas-Deals – der Kaufpreis belief sich auf 10,2 Milliarden Euro – lässt sich auch in den Unternehmenskennziffern ablesen. Im Jahr 2003, dem ersten vollen Geschäftsjahr unter dem Dach der E.ON, erwirtschaftete die Ruhrgas einen Umsatz von 12,1 Milliarden Euro sowie einen EBITDA von 1,5 Milliarden Euro, was 26,1 Prozent des Umsatzes sowie 16,2 Prozent des EBITDA des E.ON-Konzerns ausmachte (E.ON AG 2003). Obgleich der Deal bereits damals als äußerst profitabel galt, wurde das ganze Ausmaß einem E.ON-Manager gemäß erst im Rückblick bewusst:

»Die E.ON hat da zu einem, ich sage mal, nach außen hin substanziellen Preis, aber gemessen am Wert der Ruhrgas extrem günstig, übernommen. Die performte super, weil auf einmal das Gasgeschäft durch die Decke ging. [...] mit der Ruhrgas hatte man gleichzeitig zehn Prozent Anteil an der Gazprom erworben. Alleine dieser

Gazprom Anteil war so viel Wert wie das, was wir für die ganze Ruhrgas gezahlt hatten. Das waren alles so Dinge, die realisierte man erst über Zeit« (E.ON Interview 4).⁷⁵

RWE investierte derweil im Rahmen ihrer neu ausgerufenen Multi-Utility-Strategie⁷⁶ (RWE AG 1999) ins internationale Wassergeschäft, vom Unternehmen ausgerufen als der »Versorgungsmarkt mit den attraktivsten Wachstumsperspektiven« (RWE AG 2001a, S. 4). Durch die Übernahme der Berliner Wasserbetriebe, der britischen Thames Water sowie den American Water Works in den Jahren 1999 bis 2003 stieg RWE nach eigenen Angaben zur Spitze des deutschen, des britischen sowie des US-amerikanischen Wassermarktes auf und markierte letztlich die Nummer drei des weltweiten Wassergeschäftes (RWE AG 2000, 2001b, S. 6, 2001a, S. 16). Tabelle 22 zeigt die wichtigsten Akquisitionen der RWE im Wassergeschäft.

Während der Einstieg in diesen Geschäftszweig anfangs mit großen Wachstums- und Renditeerwartungen verknüpft war, hatte sich bald Ernüchterung eingestellt. Aufgrund hoher erforderlicher Sachinvestitionen⁷⁷ verbunden mit vergleichsweise geringen Renditen wurde bereits 2005 der Wieder-Ausstieg verkündet. Diese Entscheidung hing auch damit zusammen, dass sicheren Erträgen aus reguliertem Geschäft – wie etwa im US-Wassermarkt gegeben – und der damit einhergehenden finanziellen Stabilität 2005 ein geringerer Wert beigemessen wurde, als noch zu Beginn der Strommarktliberalisierung (RWE AG 2005, S. 4). Ein interviewter RWE-Manager fasste es folgendermaßen zusammen:

»Was das Wassergeschäft angeht, haben wir dann feststellen müssen, dass es doch zum einen sehr viele Investitionen erforderlich macht, und dass wir eben im Grunde unsere eigentliche Zielsetzung, uns breiter aufzustellen, so gar nicht mehr verfolgen wollten. Warum? Weil es inzwischen eine Erholung gab im Stromgeschäft. Die Preise zogen an. Man konnte plötzlich mit Stromerzeugung wieder recht viel Geld verdienen. Und man hat sich überlegt, ob alles, was wir an neuen Investitionen tätigen, ob man das nicht sinnvollerweise eher außerhalb des Wassergeschäft doch wieder eher tätigt, weil da plötzlich die Ertragsperspektiven wieder wesentlich besser

75 Der Ruhrgas-Anteil an der Gazprom wurde von dem E.ON-Manager zu hoch beziffert. Es handelte sich, wie weiter oben angegeben, um 6,5 Prozent.

76 Multi-Utility-Strategie meinte die Lieferung von Strom, Gas, Wasser und Umweltdienstleistungen »aus einer Hand« – symbolisiert durch die stilisierte Hand im neuen RWE-Logo (RWE AG 2000, S. 16).

77 Etwa die anstehende Sanierung des mit dem Erwerb von Thames Water übernommenen Londoner Wasserleitungsnetzes (Becker 2011, S. 155).

waren. Und außerdem hat man festgestellt, dass wir im Wassergeschäft nicht wirklich in der Lage waren, das von hier aus zu steuern in einer Weise, wie man das vielleicht doch müsste. Und das ist auch nicht so der Bereich, wo wir wirklich eine lang gewachsene Kernkompetenz hatten. Und dann hat man beides wieder mit einem neuen Vorstand, der dann auch diesen Schwenk verkörpert, nämlich Herr Roels wieder verkauft« (RWE Interview 4).

Die Expansion von RWE ins internationale Wassergeschäft wurde auch von anderen interviewten RWE-Managern und den kommunalen RWE-Aktionären rückblickend mehrheitlich als strategischer Fehler betrachtet:

»RWE hat unheimlich viel Geld verloren durch Fehlentscheidungen. Das war unter Kuhnt. Das war das Wassergeschäft in Großbritannien, den USA – großer Mist. [...] Waren die Kommunen auch immer skeptisch, ob das richtig wäre. Und dann wurde ein ganzes Sammelsurium von Umwelt und und und. Und Druckereien. Und was da alles zugekauft wurde. Das hat sich ja als Flop erwiesen« (VKA Interview 1).

Tabelle 22: Akquisitionen von RWE im Wasserbereich

Zeitraum	Unternehmen	Anteil	Land	Transaktionsvolumen
1999	Berliner Wasserbetriebe	24,95%	Deutschland	k.A.
2000	ESSIBO	auf 51%	Chile	340 Mio. Euro
2000	Thames Water	20%	GB	7,2 Mrd. Euro
2001	ESSEL	auf 51%	Chile	150 Mio. Euro
2001	E*Town	100%	USA	670 Mio. Euro
2001 bis 2003	American Water	100%	USA	4,5 Mrd. Euro
2002	China Water Company	49%	China	k.A.
2002	ANSM	k.A.	Chile	k.A.
2002	Ondagua	75%	Spanien	zusammen 100 Mio. Euro
2002	Pridesa	75%	Spanien	
2002	RWW	von 14,3% auf 79,8%	Deutschland	k.A.

Quelle Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

Fokussierung der Geschäftsaktivitäten

Die ausgreifenden Expansionsbewegungen von RWE und E.ON (beziehungsweise deren Vorgängerunternehmen) wäre kaum möglich gewesen, hätten die Unternehmen nicht umfangreiche Beteiligungen in anderen Geschäftsfeldern besessen, die sie zur Erweiterung des finanziellen Spielraumes abstoßen konnten. Diejenigen Verbundunternehmen, welche zu Monopolzeiten breit diversifiziert waren (RWE, VIAG und VEBA), riefen nach der Marktöffnung eine Fokussierung auf den Kernbereich Energie aus und leiteten die Veräußerung von Aktivitäten in anderen Feldern ein.⁷⁸

Die VIAG kündigte im Rahmen einer neu ausgerufenen »Zwei-Säulen-Strategie« eine umfangreiche Portfoliobereinigung an (VIAG AG 1998, S. 5). »Mit veränderter strategischer Ausrichtung konzentriert sich VIAG auf zwei Säulen – das Energie- und Telekommunikationsgeschäft einerseits und auf innovative Industriebeteiligungen im Aluminium-, Chemie- und Verpackungsgeschäft andererseits. Der Bereich Logistik zählt zukünftig nicht mehr zu den Kernaktivitäten von VIAG« (ebd., S. 2). Die VEBA benannte Energie, Chemie und Telekommunikation als neue Geschäftsschwerpunkte, in die der überwiegende Teil der zukünftigen Investitionen fließen sollte (VEBA 1998, S. 8). Mit dem Zusammenschluss der beiden Unternehmen zum E.ON-Konzern wurde bereits im Gründungsjahr 2000 der Geschäftsfokus enger definiert. Die zahlreichen Geschäftstätigkeiten außerhalb der Bereiche Energie und Chemie galten nur noch als »sonstige Aktivitäten«, deren Veräußerung direkt eingeleitet wurde. Zunächst erfolgte der Verkauf der Telekommunikationsaktivitäten. Durch die Veräußerung der Anteile an E-Plus, Cablecom, VIAG Intercom, Orange Communications sowie Bouygues Telecom nahm das Unternehmen bis 2003 etwa 19 Milliarden

78 Die EnBW stellte hier einen Sonderfall dar. Als einziges Verbundunternehmen kaufte der baden-württembergische Versorger auch nach der Marktöffnung noch im größeren Umfang im Nicht-Energiebereich zu und erwarb Beteiligungen an der deutschen Industriewartung (DIW) (24,9 Prozent), der Rheinmetall Elektronik (Schrittweise auf 33 Prozent), dem Schuhverkäufer Salamander sowie dem Telekommunikationsunternehmen Tesion (jeweils schrittweise auf 100 Prozent) (EnBW AG 1998, S. 27, 2000, S. 57). Sämtliche dieser Beteiligungen wurden jedoch nur wenige Jahre später wieder abgegeben. Eine konsequente Veräußerung von Aktivitäten abseits des Energiebereiches erfolgte ab 2003 im Rahmen einer, von dem neuen Vorstandsvorsitzenden Utz Claassen ausgerufenen, Konsolidierungsstrategie. Diese (Re-)Fokussierung war 2005 weitgehend abgeschlossen – sämtliche Umsätze waren nun dem neu definierten Kerngeschäft Strom, Gas sowie Energie- und Umweltdienstleistungen zugewiesen (EnBW AG 2005a). Das Entsorgungsgeschäft wurde etwas später, im Jahr 2007, weitgehend abgespalten (EnBW AG 2007, S. 7).

Euro ein (E.ON AG 2001, S. 96, 2002, S. 111, S. 135). Dazu wurde 2001 die Veräußerung der Chemiesparte angekündigt und Strom, Gas und Wasser als alleinige Kerngeschäftsbereiche deklariert. Auch wenn einzelne Randbeteiligungen erst später veräußert wurden – der Verkauf der Degussa etwa zog sich bis 2006 – war die Fokussierung auf den Kernbereich Energie 2004 weitestgehend abgeschlossen. Während 2000, direkt nach der Fusion, nur 13,7 Prozent des Umsatzes und 48,7 Prozent des Betriebsergebnisses auf den Bereich Energie (Ohne Öl) entfielen (E.ON AG 2001, S. 130f.), wurden 2004 98 Prozent des Außenumsatzes sowie 92 Prozent des konzernweiten »Adjusted EBIT« in diesem Bereich erwirtschaftet (E.ON AG 2004, S. 158 f.).⁷⁹

RWE kündigte 1999 im Rahmen ihrer neuen Multi-Utility-Strategie eine Fokussierung auf »Energie und energienahe Services« an (RWE AG 1999). Die übrigen Geschäftsfelder wurden als »ergänzende Arbeitsgebiete« deklariert, deren zu erwartende Desinvestition in Abhängigkeit zum Kapitalbedarf für die Expansion im Energiebereich gesetzt werden sollte (Handelsblatt 1999). Nach der beschlossenen Expansion im Wasserbereich (siehe oben) rief das Unternehmen 2001 schließlich eine »Vier-Säulen-Strategie« mit dem Kerngeschäft Strom, Gas, Wasser und Umweltdienstleistungen aus (RWE AG 2001b). Bereits 1999 trennte sich RWE von wesentlichen Chemie- sowie Telekommunikationsbeteiligungen. Das Bauunternehmen Hochtief sowie Heidelberger Druckmaschinen wurden ebenso 2000 nur noch als Finanzbeteiligungen geführt und in den darauffolgenden Jahren schrittweise veräußert. Hinzu kamen Desinvestitionen einer Großzahl an Randbeteiligungen. Die Fokussierung war 2004 maßgeblich abgeschlossen, als 92 Prozent des Außenumsatzes und 97 Prozent des EBITDA des Konzerns auf den Kernbereich Energie entfielen (RWE AG 2004, S. 168 f.). Ab 2005 fasste RWE den Fokus nochmals enger und beschloss die Veräußerung des internationalen Wassergeschäftes, welche 2009 mit dem Verkauf von American Water abgeschlossen war (RWE AG 2005, S. 4, 2009d, S. 49).

Tabelle 23 zeigt die wesentlichen Veräußerungen im Nicht-Kerngeschäft. Der Umfang dieser Geschäfte verdeutlicht noch einmal, dass die hervorgehobene Stellung von E.ON und RWE im Feld sowie das massive Wachstum des internationalen Geschäftes – welches sich etwa in den steil ansteigenden Umsatz- und Gewinnkennzahlen zeigt – zu großen Teilen auf

⁷⁹ Gemäß den Zahlen aus dem Geschäftsbericht 2004. Im Geschäftsbericht 2005 wurden für das Jahr 2004 sämtliche Umsätze wie Gewinne dem Bereich Energie zugeordnet (E.ON AG 2005, S. 174 f.).

deren umfangreiche Randbeteiligungen zurückging und den Spielraum, welcher durch deren Veräußerung entstanden war. Lediglich hatte RWE diesen Spielraum rückblickend in weniger erfolgreicher Weise genutzt als E.ON.

Tabelle 23: Desinvestitionen außerhalb des Kernbereichs Energie

Zeitraum	Unternehmen	Bereich	Land	Transaktionsvolumen
E.ON				
2000	Cablecom	Kabelnetzbetreiber	Schweiz	851 Mio. Euro
2000	E-Plus	Telekommunikation	Deutschland	4,3 Mrd. Euro
2000	Gerresheimer Glas	Glashütte	Deutschland	228 Mio. Euro
2000	Orange Communications	Mobilfunknetzbetreiber	Schweiz	1,8 Mrd. Euro
2000	Veba Electronics	Elektronik	Deutschland	2,6 Mrd. Euro
2000 bis 2002	Schmalbach Lubega	Verpackung	Deutschland	1,2 Mrd. Euro
2001	Klöckner & Co	Stahlhandel	Deutschland	1,1 Mrd. Euro
2001	MEMC	Silizium Wafer Produktion	USA	1 Dollar
2001	VAW Aluminium	Metallherstellung	Deutschland	3,1 Mrd. Euro
2001	VIAG Interkom	Telekommunikation	Deutschland	11,4 Mrd. Euro
2002 bis 2006	Degussa	Spezialchemie	Deutschland	5,7 Mrd. Euro
2002	Veba Oel	Öl	Deutschland	6,8 Mrd. Euro
2002	Stinnes	Logistik	Deutschland	1,6 Mrd. Euro
2003	Bouygues Telecom	Telekommunikation	Frankreich	1,1 Mrd. Euro
2003	Hypo Vereinsbank	Kreditwesen	Deutschland	390 Mio. Euro
2005	Ruhrgas Industries	Diverses	Deutschland	1,5 Mrd. Euro
2005	Viterra	Immobilien	Deutschland	4 Mrd. Euro
2007	One	Mobilfunk	Österreich	569 Mio. Euro
RWE				
1999 bis 2000	Condea	Chemie	Deutschland	1,3 Mrd. Euro
1999	E-Plus	Telekommunikation	Deutschland	3,6 Mrd. Euro
1999	Otelo	Telekommunikation	Deutschland	k.A.
2000	ENSR	Umweltconsulting	USA	k.A.
2000	Chamlian Gruppe	Umweltconsulting	Deutschland	k.A.
2000	Harress Pickel Consult	Umweltconsulting	Deutschland	k.A.
2000 bis 2007	Heidelberger Druckmaschinen	Maschinenbau	Deutschland	1,8 Mrd. Euro
2000 bis 2006	Hochtief	Bau	Deutschland	k.A.

2000	Maquet	Medizintechnik	Deutschland	k.A.
2000	City Carrier TeleLev	Telekommunikation	Deutschland	k.A.
2000	Meocom	Telekommunikation	Deutschland	k.A.
2000	Rheinelektra-Technik-Gruppe	Facility Management	Deutschland	k.A.
2000	Streif	Hausbau	Deutschland	k.A.
2000	Helmus	Straßenbau	Deutschland	k.A.
2001	Entsorgung Dortmund	Entsorgung	Deutschland	k.A.
2001	IMO Deutschland	Fahrzeugreinigung	Deutschland	k.A.
2002	Harpen Transport	Logistik	Deutschland	k.A.
2003	npower communications	Telekommunikation	GB	k.A.
2003 bis 2005	RWE Umwelt	Entsorgung	Deutschland	k.A.
2006	Harpen	Immobilien	Deutschland	k.A.

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

7.2 Das EEG und der Durchbruch der erneuerbaren Energien

Die Transformation des deutschen Elektrizitätssektors war in ihrem Kern eine Transformation weg von einem zentralistischen, fossil-nuklearem Erzeugungssystem in oligopolistischen Strukturen, hin zu einem stärker dezentral vernetzten technologischem System mit einem erhöhten Anteil erneuerbarer Energien. Die Bedeutung erneuerbarer Energien im Allgemeinen sowie deren Entwicklung in der ersten Phase des Untersuchungszeitraumes soll im Folgenden in mehreren Schritten behandelt werden. Zunächst werden die *technologischen Charakteristika* erneuerbarer Energien – vor allem auch in Abgrenzung zum oben dargestellten technologischen Profil des Feldes zu Beginn der Liberalisierung – dargestellt. Dies ist für das Verständnis des Falles von zentraler Bedeutung, da es beim Ausbau erneuerbarer Energien und dessen Einfluss auf die Konstitution des Feldes nicht um die rein mengenmäßige Verdrängung der bisherigen Technologien zur Stromerzeugung durch neue geht, sondern auch um die Frage der Integration neuer Technologien in bestehende technologische Settings, also um die Frage der Kompatibilität von Technologien. Anschließend wird die *Entwicklung der Gesetzgebung* zur Förderung erneuerbarer Energien dargestellt. Nach einem kurzen

historischen Abriss wird auf den Policy-Prozess im Vorfeld des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingegangen. In einem dritten Schritt wird die *Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Branche* in den Jahren nach der Einführung des Gesetzes beschrieben, um so einen Eindruck von der Bedeutung der neuen Herausforderer im Feld zu vermitteln. Im letzten Schritt wird das *Verhältnis der großen Vier zu erneuerbaren Energien* in Phase 1 beschrieben und der Frage nachgegangen, weshalb die Unternehmen sich aus diesem Geschäftsfeld (zunächst) weitgehend heraushielten.

7.2.1 Technologische Charakteristika erneuerbarer Energien

Im Folgenden sollen die technologischen Charakteristika erneuerbarer Energien – auch in Abgrenzung zu den im Sektor etablierten Arten der Stromerzeugung – vorgestellt werden, um einen Eindruck zu vermitteln, welche Bedeutung deren Ausbau für das technologische Profil des Feldes hatte. Dabei ist zunächst zu betonen, dass die erneuerbaren Energien unter technologischen Gesichtspunkten keine einheitliche Gruppe bilden. Vielmehr handelt es sich um unterschiedliche Erzeugungsarten, deren Gemeinsamkeit darin besteht, dass sie nicht auf endliche Ressourcen wie fossile Brennstoffe zurückgreifen, sondern sich aus theoretisch unendlich vorhandenen Energiequellen speisen. Das wichtigste Kriterium zur Unterscheidung verschiedener erneuerbarer Energien ist deren Witterungsabhängigkeit und damit indirekt deren *Steuerbarkeit*. Es ist also zu unterscheiden zwischen dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, also Anlagen, deren produzierte Strommenge von Wetterverhältnissen abhängig ist, und nicht-dargebotsabhängigen Technologien, deren produzierte Strommenge sich wetterunabhängig vom Betreiber steuern lässt.

Um der Heterogenität erneuerbarer Energien weiter Rechnung zu tragen, sollen im Folgenden die erneuerbaren Energien, welche im Untersuchungszeitraum die Struktur der Stromerzeugung am stärksten prägten, einzeln vorgestellt und bezüglich ihrer technologischen Charakteristika eingeordnet werden. Tabelle 24 zeigt den Beitrag verschiedener Erneuerbare-Energien-Technologien zur Strombereitstellung in Deutschland jeweils zu Beginn und zum Ende des Untersuchungszeitraumes. Die für die vorliegende Arbeit wichtigsten erneuerbare Energien sind also die Windkraft, die solare Strahlungsenergie, die Biomasse sowie die Wasserkraft.

Tabelle 24: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1998 und 2015

	1998		2015	
	Bruttostrom- erzeugung in TWh	Anteil am Bruttostrom- verbrauch in Prozent	Bruttostrom- erzeugung in TWh	Anteil am Bruttostrom- verbrauch in Prozent
Wasser	17,2	3,1	19,0	3,2
Wind	4,5	0,8	79,2	13,3
Biomasse	1,6	0,3	44,6	7,6
Biogener Anteil des Abfalls	1,6	0,3	5,8	1,0
Photovoltaik	0,0	0,0	38,7	6,5
Geothermie		0,0	0,1	0,0
Gesamt	25,0	4,5	195,9	30,1

Quelle: BMWi (2017)

In *Windenergieanlagen* wird die kinetische Energie des Windes in einem Rotor gefangen, welcher wiederum einen elektrischen Generator antreibt. Da die Windgeschwindigkeiten und damit die Produktionsmenge von Windkraftanlagen saisonalen Unterschieden sowie nur eingeschränkt prognostizierbaren Schwankungen im Tagesverlauf unterliegt, erhöhen sich mit steigender Windenergieeinspeisung die Anforderungen an das Erzeugungs- und Netzmanagement sowie die Relevanz von Speichertechnologien (vgl. Hirschl 2008, S. 65). Windkraftanlagen werden in Abhängigkeit von ihrem Standort unterschieden in Anlagen auf Land und Anlagen auf See – man spricht von Onshore- und Offshore-Windparks. Diese unterscheiden sich bezüglich zweier Merkmale: Der technische Aufwand sowie der Kostenaufwand der Installation ist im Falle von Offshore-Windanlagen bedeutend höher als bei Anlagen an Land. Dafür sind die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf See höher und konstanter, die Stromproduktion ist also im Falle von Offshore-Anlagen besser prognostizierbar (vgl. Zahoransky 2010, S. 330 f.). Aufgrund regional unterschiedlicher Windverhältnisse ist der Ausbau von Windkraft an verschiedenen (Onshore-)Standorten unterschiedlich attraktiv. Windparks an Land erfuhren deshalb über den Untersuchungszeitraum hinweg je nach Region verschieden starken Ausbau. Die Verbundunternehmen hatten sich also in unterschiedlichem Ausmaß mit schwankender Windkraft-Einspeisung in ihrem Netzbereich auseinanderzusetzen. Die beiden ausbaustärksten Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein –

beide zu weitesten Teilen im Netzbereich der PreussenElektra beziehungsweise später E.ON – kamen zusammen im Jahr 2000 auf knapp die Hälfte der bundesweit installierten Windkraft-Kapazität (48,2 Prozent) (BWE e.V. 2016).

In *Photovoltaikanlagen* wird Sonnenlicht unter Nutzung des namensgebenden photovoltaischen Effektes direkt in elektrische Energie umgewandelt (Bollin 2010, S. 298 f.). Photovoltaikanlagen lassen sich in verschiedenen Größenordnungen umsetzen, von Kleinanlagen für private Haushalte bis hin zu meist auf Freiflächen angebrachten Großanlagen mit mehreren Megawatt Leistung. Ähnlich wie im Falle der Windkraft ist die produzierte Strommenge einer Photovoltaikanlage vom Wetter bestimmt, pendelt also verhältnismäßig stark im Zeitverlauf. Dazu herrschen auch hier regionale Unterschiede in der Witterung, welche zusammen mit anderen Faktoren (etwa Wohlstand) zu regional unterschiedlich starkem Zubau solcher Anlagen führte. 2015 war gut die Hälfte aller Photovoltaikanlagen in den drei ausbaustärksten Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen installiert.⁸⁰ Die Photovoltaik erfuhr jedoch vor 2004 keinen nennenswerten Ausbau und wuchs erst ab 2009 in größerem Umfang.

Zudem lässt sich Strom aus in *Biomasse* gespeicherter Sonnenenergie gewinnen. Biomasse fällt in unterschiedlicher Form an, welche sich in verschiedener Weise nutzbar machen lässt. Es handelt sich also um eine ziemlich heterogene Kategorie. Unter den Begriff fallen verschiedene Brennstoffe unterschiedlichen Aggregatzustandes, welche unter Verwendung unterschiedlicher Technologien zur Produktion nicht nur von Strom, sondern auch von Wärme oder zur Herstellung von Biokraftstoffen genutzt werden können. Unterschieden wird zwischen *anfallender* Biomasse in Form von Abfällen aus Forstwirtschaft, Holzverarbeitender Industrie oder Nahrungsmittelproduktion und speziell zum Zweck der Energiegewinnung *angebauter* Biomasse, wie etwa den Energiepflanzen Raps oder Mais (Zahoransky 2010, S. 340). Zur Stromerzeugung aus Biomasse finden in erster Linie zwei Anlagentypen Verwendung. Dies sind zum einen größere Kraftwerke zur Verstro-

80 Deutschlandweit waren 2015 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 39,7 GWp installiert. Gut die Hälfte davon entfiel auf die drei Bundesländer Bayern (11,4 GWp), Baden-Württemberg (5,2 GWp) und Nordrhein-Westfalen (4,3 GWp). Die restlichen Bundesländer kamen zusammen auf 18,8 GWp (Agentur für erneuerbare Energien e.V. 2016).

mung von Festbrennstoffen wie etwa Kohlekraftwerke, in welchen Biomasse zusätzlich zum normalerweise verwendeten Brennstoff beigeheizt wird. Zum anderen lässt sich aus bestimmten biogenen Stoffen durch Vergärung Biogas gewinnen, welches wiederum in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung eingesetzt werden kann. Dies geschieht vor allem mit landwirtschaftlichen Abfallprodukten (Hirschl 2008, S. 67). In vielen Fällen eignet sich Biomasse aufgrund des vergleichsweise geringen Energiegehaltes bei gleichzeitig großer Masse nicht für den Transport über weite Strecken, eine Eigenschaft die eine dezentrale Verwertung am Ort des Biomasseanfalles nahelegt (Zahoransky 2010, S. 340).

Bei *Wasserkraftanlagen* schließlich handelt es sich um die Erzeugungstechnologie mit der längsten Tradition. Sie waren in der Anfangszeit der Elektrifizierung der vorherrschende Kraftwerkstyp (ebd., S. 252). Damit war die Wasserkraft die einzige Erneuerbare-Energien-Technologie, welche bereits vor der Einführung staatlicher Förderung in Deutschland in größerem Ausmaß genutzt wurde. Die aus Wasserkraftanlagen produzierte Strommenge war im Untersuchungszeitraum zwar geringfügigen Schwankungen unterlegen, verzeichnete aber kaum einen Anstieg. Grundsätzlich sind zwei Typen von Wasserkraftwerken zu unterscheiden, welche jeweils unterschiedliche Rollen im Stromerzeugungssystem einnehmen: Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke. *Laufwasserkraftwerke* nutzen die Strömung von Gewässern zur Produktion von Elektrizität. Dabei wird kinetische Energie über eine Turbine in mechanische Rotationsenergie umgewandelt, welche wiederum mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt wird. Aufgrund der im Tagesverlauf ziemlich konstanten Produktionsmenge dienen Laufwasserkraftwerke traditionellerweise der Deckung von Grundlast (ebd., S. 253f.). *Speicherkraftwerke* unterscheiden sich hiervon in grundlegender Weise. Hier wird ein natürlich fließendes Gewässer zu einem Reservoir aufgestaut, wobei das hohe Gefälle sowie die Speicherkapazität von Stau- oder Bergseen zur Stromerzeugung genutzt werden. Speicherkraftwerke können sowohl in Grundlast betrieben werden als auch zur Deckung von Spitzenlast herangezogen werden. Die Sonderform der *Pumpspeicherkraftwerke* bezeichnet Speicherkraftwerke ohne oder mit nur geringem natürlichem Zufluss. Stattdessen wird in Zeiten geringer Stromnachfrage (und meist niedriger Preise) Wasser aus dem Tal in ein Oberbecken gepumpt, welches dann zur Deckung von Stromspitzen wieder abgelassen werden kann (ebd., S. 258). Damit nehmen Pumpspeicherkraftwerke eine wichtige

Rolle im Erzeugungssystem ein, da sie sowohl in der Lage sind Last zu simulieren, als auch kurzfristig Strom produzieren können.

Wie lassen sich die beschriebenen technologischen Spezifika der verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien mit Rückblick auf das technologische Profil des Feldes bewerten? Ein entscheidender Unterschied, welcher bezüglich der erforderlichen Gleichzeitigkeit von Stromproduktion und Verbrauch (siehe Abschnitt 6.3) von Bedeutung ist, liegt in der *Dargebotsabhängigkeit* von Wind- und Solarstrom. Während konventionelle Kraftwerke (sowie nicht dargebotsabhängige erneuerbare Energien wie Wasserkraft und Biomasse) im traditionellen Energiesystem jeweils eine spezifische Rolle bei der Deckung der Last im Tagesverlauf einnehmen, entziehen sich Windkraft- und Photovoltaikanlagen dieser Logik. Aufgrund der fluktuierenden Leistung können sie nicht in zuverlässiger Weise die Grundlast bedienen, während sie gleichzeitig aufgrund der begrenzten Steuerbarkeit nicht gezielt zum Abdecken von Mittel- oder Spitzenlast geeignet sind. Im Gegenteil kommt es in Zeiten wetterbedingt ausfallender Leistung zu einem vermehrten Regelenenergiebedarf, welcher durch andere Kraftwerke gedeckt werden muss. Gleichzeitig können fluktuierende erneuerbare Energien in bestimmten Zeiten für Produktionsmengen sorgen, welche die Nachfrage überschreiten. Sie widerstreben dadurch dem herkömmlichen Verständnis einer Stromproduktion, welche sich an der Nachfrage orientiert und legen stattdessen ein Versorgungssystem nahe, in welchem die Nachfrage sich stärker nach dem Angebot richtet. Diese Inkompatibilitäten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien mit dem konventionellen System führten im Untersuchungszeitraum zu Konflikten auf unterschiedlichen Ebenen.

Dazu sind erneuerbare Energien in der Regel von einer geringeren *Größenordnung* gekennzeichnet, das heißt sie sind weniger organisations- und kapitalintensiv. Obgleich es Ausnahmen gibt – große Wasserkraftwerke oder Windparks können durchaus die Größenordnung mittlerer konventioneller Kraftwerke erreichen – ist die durchschnittliche installierte Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich unter der von konventionellen Kraftwerken.⁸¹ Dies öffnete das Feld für weniger finanzstarke Akteure. Bezüglich des *Spezialisierungsgrades* der Erneuerbare-Energien-Technologien besteht

81 Die Agentur für erneuerbare Energien weist etwa die Durchschnittsgröße von Windanlagen aus. Diese lag im Jahr 2015 in fast allen Bundesländern unter 2 MW. Die durchschnittliche Photovoltaik-Anlage ist noch um ein vieles kleiner (Agentur für erneuerbare Energien e.V. 2017).

kein tiefgreifender Unterschied zu den konventionellen Erzeugungstechnologien. Lediglich die Biomasse (als Rohstoff) stellt eine Ausnahme dar, da sie auch abseits von der Stromgewinnung vielseitig nutzbar ist. Es zeigte sich jedoch, dass sich mit steigendem Ausbau erneuerbarer Energien die traditionellen Rollenzuschreibungen der verschiedenen konventionellen Technologien immer weniger aufrechterhalten ließen (siehe Abschnitt 11.1.1). Die zum Betrieb der erneuerbaren Energien erforderliche spezielle *Wissensbasis*, fällt bei diesen Technologien im Vergleich zu konventionellen Anlagen weniger ins Gewicht, da sich der Betrieb oder die Wartung an Dienstleister externalisieren ließ – etwa beim Kauf von schlüsselfertigen Solaranlagen. Der Innovationstypus Erneuerbarer-Energien-Technologien dagegen war im Zeitverlauf von Veränderungen gekennzeichnet. Während die Erneuerbare-Energien-Branche sich in ersten Jahrzehnten maßgeblich durch interne Dynamiken technologisch weiterentwickelte, stieg die *Abhängigkeit* von externer Forschung und Entwicklung in Folge des Professionalisierungsprozesses und dem damit einhergehenden Eintritt von großen Unternehmen (siehe unten ausführlicher).

7.2.2 Die Entwicklung der institutionellen Förderrahmen: Vom Stromeinspeisungsgesetz zum Erneuerbare-Energien-Gesetz

Zu Beginn des Untersuchungszeitraumes im Jahr 1998 war die Abnahme sowie die Vergütung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen durch das *Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)* von 1991 geregelt. Das Gesetz verpflichtete Energieversorger den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und in festgelegter Höhe zu vergüten. Diese Vergütung belief sich auf einem je nach Technologie unterschiedlich festgelegten prozentualen Anteil des Strompreises für Letztverbraucher. Windkraft- und Solaranlagen erhielten 90 Prozent des durchschnittlichen Endverbraucherpreises, Biomasseanlagen 80 Prozent, Wasserkraftanlagen sowie Deponie- und Klärgas je nach Größe 80 Prozent (bis 0,5 Megawatt) oder 65 Prozent (über 0,5 Megawatt) (Lauber und Mez 2004, S. 602). Zusammen mit anderen (zeit- oder mengenbefristeten) teilweise regional begrenzten Förderprogrammen war hierdurch ein gewisses Mindestmaß an Planungssicherheit gewährleistet und Anreize für den Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen gesetzt (ausführlich Mautz et al. 2008). Unter diesen Rahmenbedingungen erhöhte sich der jährlich aus erneuerbaren Energien produzierte Strom zwischen 1991 und 1998 von 17,5 auf 26,3 Terawattstunden,

was einem Anstieg von 3,2 Prozent auf 4,7 Prozent der Gesamtstromproduktion in Deutschland entspricht. Dieser Ausbau ging maßgeblich auf Onshore-Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke zurück. Die Ausgestaltung des Gesetzes wies jedoch einige Merkmale auf, welche einer weiteren Verbreitung erneuerbarer Energien im Wege standen. Zum einen war die festgelegte Vergütung im Falle einiger Technologien zu niedrig um den kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen – dies betraf insbesondere die Photovoltaik. Zum anderen erlaubte die Volatilität der Vergütung (welche durch die Kopplung an den Endverbraucherpreis entstand) keine längerfristig zuverlässige Kalkulation der Erträge. Dies stellte insbesondere in Zusammenhang mit den in den ersten Jahren nach der Marköffnung stark fallenden Strompreisen ein Investitionshindernis dar (Mautz et al. 2008, S. 53).

Aufgrund des regional unterschiedlich ausgeprägten Ausbaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen – in Norddeutschland wurden etwa aufgrund der günstigen Witterungsbedingungen bedeutend mehr Windkraftanlagen errichtet als in Süddeutschland – waren die Stromversorger in unterschiedlichem Maße von der Abnahme- und Vergütungspflicht von regenerativem Strom betroffen. Um den Protesten von Versorgern, die sich aufgrund dessen benachteiligt fühlten, zu begegnen, führte die Regierung eine Härtefallregelung ein, welche es betroffenen Unternehmen erlaubte, beim Überschreiten einer Grenze von 5 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom am gesamten Stromabsatz die Vergütungsverpflichtung eine Netzebene höher weiterzureichen. Für die oberste Netzebene wurde ein weiterer 5-Prozent-Deckel eingeführt, wodurch der Ausbau erneuerbarer Energien faktisch gesetzlich nach oben begrenzt war (Hirschl 2008, S. 137). Nachdem sich das Erreichen des 5-Prozent-Deckels im Gebiet der PreussenElektra ankündigte und darüber hinaus die oben aufgeführten Defizite des Stromeinspeisungsgesetzes seit längerem Bestandteil der politischen Diskussionen waren, stieß die amtierende rot-grüne Regierung Mitte 1999 die Ausarbeitung neuer gesetzlicher Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien an. Dabei sollte insbesondere die vormalige Strompreiskopplung der Vergütung durch eine preisunabhängige technologiespezifische Vergütung ersetzt werden sowie bundesweite Ausgleichsmechanismen eingeführt werden, welche für eine gerechtere (regionale) Verteilung der Belastungen sorgen würden (ebd., S. 141). Nachdem die Verbundunternehmen je nach geographischer Ausbreitung ihrer Netze in unterschiedlicher Weise von dem Ausbau erneuerbarer Energien betroffen waren, wichen die Positionen, die sie im Policy-Prozess vertraten, voneinander ab. Die PreussenElektra, welche sich durch

den starken Windkraft-Ausbau in Norddeutschland mit Wettbewerbsnachteilen konfrontiert sah und aufgrund dessen auch gerichtliche Schritte gegen das Stromeinspeisungsgesetz eingeleitet hatte,⁸² unterstützte eine Neuausrichtung der Förderung erneuerbarer Energien, welche die Kosten gleichmäßig verteilen würde, während die RWE sowohl die technologiespezifische Vergütung als auch die Ausgleichsmechanismen strikt ablehnte – für sie war schließlich die alte Fassung des Gesetzes vorteilhafter (ebd., S. 145). Generell war jedoch das politische Engagement der Stromkonzerne vergleichsweise gering, da die Unternehmen den parallel stattfindenden Verhandlungen des Atomausstiegs (siehe Abschnitt 7.3) eine größere Bedeutung zuschrieben. Hierdurch war ein großer Teil der Ressourcen der potentiellen Gegner einer effektiveren Erneuerbare-Energien-Förderung gebündelt (ebd., S. 147; unter Bezugnahme auf Bechberger 2000, S. 51).

Nach einem guten halben Jahr politischer Debatten trat das *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* (*Erneuerbare-Energien-Gesetz* oder EEG) schließlich am 1. April 2000 in Kraft. Inhaltlich verpflichtete es Netzbetreiber zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen und gewährte diesen Anlagen Vorrang beim Einspeisen in die Versorgungsnetze. Dazu wurden für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien unterschiedliche Vergütungssätze festgelegt, welche auf 20 Jahre garantiert waren und degressiv ausgestaltet wurden, um technologische Fortschritte und damit sinkende Installations- und Betriebskosten zu berücksichtigen. Im Falle einzelner Technologien – der Biomasse und insbesondere der Photovoltaik – lagen die im EEG festgelegten Förderhöhen deutlich über den am Endkundenpreis ausgerichteten Vergütungen des Stromeinspeisungsgesetzes, wodurch diese Anlagen nun erstmals kostendeckend betrieben werden konnten. Der Tarif für Photovoltaik-Strom etwa stieg von 16,13 Pfennig pro Kilowattstunde nach dem Stromeinspeisungsgesetz auf 50,62 Cent pro Kilowattstunde nach dem EEG (Lauber und Mez 2004, S. 602, S. 610). Die durch die Förderung entstehenden Kosten – die Differenz zwischen dem Marktpreis und der garantierten Vergütung – wurden per Umlage bundesweit auf die Stromkunden abgewälzt (Lobo 2011, S. 210).

Nach der Einführung des Gesetzes bekundeten die großen Vier öffentlich ihre Ablehnung. Die RWE etwa sprach in ihrem 2000er Geschäftsbericht von »erheblichen Belastungen« für Stromkunden und Energieversorger und führte an: »Dies führt zum Aufbau zusätzlicher Kapazitäten in einem

82 Ausführlicher Hirschl (2008, S. 138).

stagnierenden Markt. Zudem wird ein wesentlicher Teil des liberalisierten deutschen Strommarktes wieder dem Wettbewerb entzogen« (RWE AG 2000, S. 47). Die EnBW positionierte sich ebenfalls klar: »Wir lehnen solche Markteingriffe ab, da sie die im Wettbewerb stehenden Versorger und im Endeffekt deren Kunden treffen. Notwendige Subventionen müssen aus dem Staatshaushalt geleistet werden« (EnBW AG 2000, S. 13). Weiterhin kündigte das Unternehmen an: »Wir sind auf allen Ebenen aktiv, um ineffiziente neue Subventionsmaßnahmen zu verhindern« (ebd., S. 13). Generell kritisierten die Unternehmen, erneuerbare Energien könnten keine Versorgungssicherheit garantieren und würden darüber hinaus zu steigenden Strompreisen führen (Bohn und Walgenbach 2016, S. 14). Im Zeitverlauf spitzte sich die Argumentation der Stromkonzerne zu. So antwortete etwa Vattenfall-Europe-Chef Klaus Rauscher 2003 auf die Frage eines Journalisten, ob Windenergie noch eine Zukunft habe:

»50 Prozent erneuerbare Energien im Jahre 2050 – solche Prognosen einiger Politiker sind nichts wert. Das zeigt die Geschichte der letzten 50 Jahre. Politische Beschlüsse der Fünfzigerjahre, zu mehr als 50 Prozent auf Strom aus Kernkraftwerken zu setzen, sind längst überholt. Die Politik macht heute den gleichen Fehler, wenn sie einseitig auf nur eine Form der Stromerzeugung setzt. Windenergie hat Zukunft, ist aber keine Lösung für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Für die Grundlastversorgung der drittgrößten Industrienation der Welt taugt Windenergie nicht. Jedem neuen Windpark muss eine Reserve an konventioneller Kraftwerkskapazität zur Seite gestellt werden – sonst gibt es keine sichere Stromversorgung. Deswegen muss auch die Förderung der Windkraft überdacht werden. Aus einer einst sinnvollen Anschubfinanzierung ist ein Fass ohne Boden geworden« (Wirtschaftswoche 2003).

Während die politische Opposition zum Zeitpunkt der Einführung des EEGs aufgrund der parallel stattfindenden Verhandlungen zum Atomausstieg vergleichsweise zurückhaltend war, wurden die Unternehmen sowie ihre Verbände aktiver, als es um die Anpassungen des EEGs in der 2004er-Novelle ging. Die drei Industrieverbände VDEW, VRE sowie VDN⁸³ stellten beispielsweise 2003 in einer gemeinsamen Stellungnahme Forderungen, die einem fundamentalen Angriff auf das EEG gleichkamen. Sie schlugen

83 Die ausgeschriebenen Namen der Verbände sind: Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Verband der Netzbetreiber (VDN) sowie Verband der Verbundunternehmen und regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE). Die Verbände gingen 2007 im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf.

eine Einschränkung des Einspeisevorranges vor und forderten, die Aufwände, welche durch die wetterbedingt fluktuierende Leistung der Windkraftanlagen für Netzbetreiber sowie Lieferanten von Regelenergie entstünden, sollten im EEG Berücksichtigung finden (VDEW et al. 2003). Dazu verlangte der VDEW eine »marktnahe« Förderung, welche Anreize zur technologischen Optimierung der Anlagen setzen würde (VDEW e.V. 2003), freilich im Bewusstsein, dass die meisten erneuerbaren Energien – insbesondere etwa die Photovoltaik – kaum in der Lage gewesen wären, sich in einem Marktumfeld zu behaupten. Doch auch hier bildeten die großen Vier keine geschlossene Front. Die EnBW war zwischenzeitlich in die Riege der EEG-Befürworter gewechselt. Das Unternehmen plante den Bau eines 100 Megawatt Laufwasserkraftwerkes in Rheinfelden an der deutsch-schweizerischen Grenze. Aufgrund des hohen Investitionsrisikos von 400 Millionen Euro strebte die EnBW die Aufnahme großer Wasserkraftanlagen in den Förderbereich des EEGs an (Leuschner 2002; EnBW AG 2003). Ein EnBW-Manager berichtete hierzu:

»Kein Aufsichtsrat der Welt hätte in der unklaren Situation – im Jahr 2003 glaube ich war das – den Beschluss gefasst, Rheinfelden zu bauen, weil ein hohes Klumpenrisiko, mehrere hundert Millionen Euro. Also war klar, Rheinfelden muss ins EEG. Die große Wasserkraft muss ins EEG [...]. Also muss ich das EEG erst einmal akzeptieren, wenn ich fordere, dass etwas aufgenommen wird. Also war es die erste Konsequenz, die EnBW [...] die ersten, die gesagt haben, jetzt: das EEG ist in Ordnung« (EnBW Interview 4).⁸⁴

Obwohl sich die EnBW in dieser Zeit allgemein für den Ausbau und die Förderung erneuerbarer Energien aussprach (EnBW AG 2005b), die Unterstützung war im Detail durchaus selektiv. Rückblickend berichtete ein Manager des Unternehmens: »Wir haben uns im Erneuerbaren-Bereich für die Felder eingesetzt, wo wir Geschäftschance sehen. Und wir haben uns dann auch eingesetzt für eine Entwicklung, die halbwegs unser System auch bestehen lässt« (EnBW Interview 3).

Letztlich war die politische Opposition der anderen drei Unternehmen gegen das Gesetz nicht von Erfolg gekrönt. Die fundamentalen Forderungen der Branchenverbände wurden nicht berücksichtigt. Während die Vergütung für Windkraftanlagen reduziert wurde, beinhaltete die EEG-Novelle

84 Für die EnBW stellten die erneuerbaren Energien perspektivisch auch zunächst keine größere Bedrohung dar. Der Photovoltaik-Ausbau hatte bis dato noch keine Fahrt aufgenommen und die Windkraft fand in Baden-Württemberg – dem Stammland der EnBW – keine politische Unterstützung (siehe ausführlicher unten).

von 2004 für die anderen Erneuerbare-Energien-Technologien – insbesondere für Photovoltaik und Biomasse – eine grundlegende Verbesserung der Fördersituation (ausführlicher Hirschl 2008, S. 162 ff.).

7.2.3 Neue Herausforderer im Feld: Die Expansion und Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche

Die Anfänge der deutschen Erneuerbare-Energien-Branche gehen bis in die 1970er Jahre zurück. Unter dem Eindruck von Ölpreiskrise und – später – der Nuklearkatastrophe von Tschernobyl hatte sich im Spannungskreis einer wachsenden Ökologiebewegung, der steigenden Bereitschaft der Bundesregierung, Fördergelder für alternative Technologien zur Verfügung zu stellen, und den praktischen Pilotprojekten von Bastlern an der Basis eine florierende Erneuerbare-Energien-Szene herausgebildet (Mautz et al. 2008, S. 40). Rein zahlenmäßig war der Ausbau erneuerbarer Energien in dieser Frühphase jedoch marginal. Die weitere Professionalisierung der Branche und erster signifikanter Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen erfolgte in den 1990er Jahren und war maßgeblich auf einen Wechsel in der staatlichen Förderpolitik zurückzuführen, welche nunmehr nicht nur auf Forschungsförderung beschränkt blieb, sondern darüber hinaus über Marktstimulierungs-Programme die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen unterstützte (ebd., S. 49 ff.). Den ersten wichtigen Wendepunkt stellte das oben vorgestellte Stromeinspeisungsgesetz von 1991 dar, durch dessen Mechanismen der Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen für ein breites Akteursspektrum attraktiv wurde. Mautz et al. sprechen von einem »Prozess sozialer Öffnungen des Stromsektors hin zu einer Vielfalt neuer Stromproduzenten« (ebd., S. 93; Hervorhebungen im Original nicht übernommen). Der Ausbau erneuerbarer Energien ging damit maßgeblich auf Akteure zurück, welche zuvor nicht in der Energieversorgung tätig waren. Dabei handelte es sich vor allem um klein- und mittelständische Unternehmen sowie Privatpersonen. Mit der im 2000er EEG festgelegten, langfristig garantierten technologiespezifischen Vergütung und der damit einhergehenden Planungssicherheit erhöhten sich die Anreize zur Stromproduktion für diese neuen Akteure weiter. Die durch das Stromeinspeisungsgesetz in Gang gesetzten Dynamiken der Ausweitung und Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche erfuhren also durch das EEG einen verschärften Antrieb (ebd., S. 93), in Folge dessen es zu einem stetigen Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen kam. Die Menge an regenerativ produziertem

Strom stieg zwischen 1998 und 2005 von 26,3 Terawattstunden auf 56,6 Terawattstunden was einem prozentualen Anstieg von 4,7 Prozent auf 9,2 Prozent der Gesamtstromerzeugung entspricht. Die Technologien, welche (in ganzen Zahlen) das stärkste Wachstum verzeichneten, waren die (Onshore) Windkraft (4,5 auf 25,5 Terawattstunden), gefolgt von der Biomasse (1,1 auf 8,2 Terawattstunden) (AG Energiebilanzen e.V. 2017).

Die Bedeutung der expandierenden Erneuerbare-Energien-Branche für die Transformation des Stromsektors lässt sich jedoch nicht ausschließlich an deren zahlenmäßigem Bedeutungsgewinn bemessen. Es ging auch um den Kampf um die Hoheit über die informelle institutionelle Rahmung des Feldes. Die hinter der Erneuerbare-Energien-Bewegung stehenden Akteure vertraten mehrheitlich eine alternative Deutung des Feldes, welche in scharfem Kontrast zur etablierten Deutung stand. Sie war geleitet von der Zielgröße einer umweltschonenden, dezentralen Stromerzeugung unabhängig von großen Konzernen. Diese Deutung fand in der gesetzlichen Förderung erneuerbarer Energien formelle Unterstützung und wurde von den Vertretern der Branche weiterhin in öffentlichen und politischen Diskursen hochgehalten. Damit erhielt eine gegenüber der traditionellen Ausgestaltung des Feldes zu Beginn der Liberalisierung gänzlich verschiedene Vision von der Zukunft der Energieversorgung zunehmend Bedeutung.

Dabei waren es jedoch nicht nur teilweise ziemlich unterschiedliche Akteursgruppen, welche den verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien zum Erfolg verhelfen. Die Zusammensetzung dieser Gruppen veränderte sich auch im Zeitverlauf, wie sich überhaupt die Dynamiken des Ausbaus der einzelnen Technologien veränderten.

Die *Windenergienutzung* war ehemals vor allem von ökologisch motivierten Landwirten und Bürgergruppen vorangetrieben worden. Im Zuge der Professionalisierung der Branche waren die damaligen Pioniere jedoch zunehmend zu Randfiguren geworden und Akteure mit genuin ökonomischen Motiven übernahmen eine dominante Rolle. Mautz et al. nennen grüne Firmengründer, die ihr Engagement für die erneuerbaren Energien zur beruflichen Existenzsicherung nutzten, Landwirte, welchen die Stromerzeugung als weiteres wirtschaftliches Standbein diene, von ethischen Motiven geprägte private Geldanleger sowie wohlhabende Privatpersonen als zentrale Akteursgruppen (Mautz et al. 2008, S. 93). Der *Photovoltaiksektor* war zeitübergreifend durch ein breites soziales Spektrum geprägt. Es handelte sich um Eigenheimbesitzer, teils mit ökologischen teils mit rein ökonomischen

Interessen, Bürgerinitiativen oder Solarvereine unterschiedlicher Ausrichtung, private Investoren, die ihr Geld in unterschiedliche Solarstrom-Beteiligungsmodelle einbrachten sowie Landwirte, welche vorhandene Dach- oder Freiflächen für die kommerzielle Solarstromproduktion nutzten (ebd., S. 94 f.). Der Ausbau der Photovoltaik erfuhr durch die EEG-Novelle vom 1. August 2004 einen weiteren An Schub, da nun nicht nur die Vergütung von Aufdach-Anlagen erhöht worden war, sondern die Förderung zudem auf – zuvor ausgeschlossene – Großanlagen ausgeweitet worden war (Hoppmann et al. 2014, S. 1428). Ähnliches galt für die Verstromung von aus *Biomasse* gewonnenem Biogas, welche mit der 2004er-Novelle einen regelrechten Boom erlebte. Zwischen 1998 und 2004 stieg die jährliche Produktion aus Biomasse nur um durchschnittlich 1,2 Terawattstunden, in den beiden darauffolgenden Jahren bereits um 2,9 beziehungsweise 3,7 Terawattstunden, ein Ausbau, welcher zu weiten Teilen auf Landwirte zurückging. Die herkömmlichen Varianten der Biomasseverwertung waren die Nutzbarmachung von Gülle, welche als Nebenprodukt der Milchviehhaltung anfiel oder der gezielte Anbau – und die anschließende Gasifizierung – von Energiepflanzen (Mautz et al. 2008, S. 95).

Während die Besitzstruktur von Erneuerbare-Energien-Anlagen weitgehend mittelständisch geprägt war, wurden die vorgelagerten Wertschöpfungsstufen zunehmend auch für große Playern interessant. So stiegen etwa Shell, BP und Siemens in die Solarzellenproduktion ein, letztere auch in die Konstruktion von Windparks (ebd., S. 86). Auch EnBW und RWE waren kurzzeitig in der Produktion von Photovoltaik Modulen tätig – die EnBW über einen 20-prozentigen Anteil an Würth Solar, RWE durch das Joint Venture RWE Schott Solar. Beide Unternehmen gaben diese Geschäftsfelder aufgrund zu geringer erwarteter Renditen und dem Selbstverständnis der Unternehmen als Stromproduzenten (und nicht als Anlagenbauer) im Jahr 2004 (EnBW) beziehungsweise 2005 (RWE) wieder auf.⁸⁵

85 Die Würth Solar war 1999 zur Produktion von Photovoltaikzellen nach der CIS-Dünnschichttechnologie gegründet worden. Die EnBW veräußerte die Beteiligung schließlich im Rahmen der Fokussierung auf das Kerngeschäft. Das Unternehmen betonte jedoch in der Pressemitteilung zum Verkauf des Unternehmens: »Der Verkauf der Anteile an Würth Solar [...] bedeutet keinesfalls, dass sich die EnBW aus dem Bereich der regenerativen Energieerzeugung zurückzieht. Im Gegenteil: Die EnBW plant vielmehr, ihr Engagement bei der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen noch weiter zu verstärken. Aufgrund der geographischen Lage Baden-Württembergs nimmt dabei die Wasserkraft einen besonderen Stellenwert ein« (EnBW AG 2004b). Das Joint Venture RWE Schott Solar war 2002 gegründet worden und diente der »Entwicklung und Produktion

Im Zuge ihrer Expansion und Professionalisierung verlor die Erneuerbare-Energien-Branche jedoch vermehrt an Radikalität, während gleichzeitig ökonomische Motive zunehmend an Bedeutung gewannen (Fettke und Fuchs 2017, S. 32). Zwischenzeitlich wuchs die Erneuerbare-Energien-Branche jedoch zu einer volkswirtschaftlich bedeutsamen Größe heran. Laut Umweltministerium erwirtschaftete sie im Jahr 2005 einen Gesamtumsatz von 16,4 Milliarden Euro. Hiervon entfielen 9 Milliarden auf die Errichtung von Anlagen und 7,4 Milliarden auf deren Betrieb. Zum Vergleich: Die deutschlandweiten Umsätze der beiden kleineren der vier Stromkonzerne, EnBW und Vattenfall, beliefen sich 2005 auf 10,8 beziehungsweise 10,5 Milliarden Euro. Das Umweltministerium schätzte die Anzahl der im Bereich erneuerbare Energien Beschäftigten im Jahr 2005 auf 170.000 (BMU 2006, S. 18 f.).⁸⁶ Mit Blick auf den Stromabsatz wird aber klar, dass die erneuerbaren Energien im Vergleich immer noch Fliegengewichte waren. Dieser belief sich 2005 auf 64 Terawattstunden (Hirschl 2008, S. 168),⁸⁷ der aufaddierte Absatz der großen Vier betrug mehr als das zehnfache (665,5 Terawattstunden).⁸⁸

von kristallinen Technologien (Wafer, Zellen und Module) und der Dünnschichtproduktion sowie [...] [dem] weltweite[n] Vertrieb dieser Komponenten bis hin zu kompletten Photovoltaiksystemen« (RWE Solutions AG 2002). Im Jahr 2005 verkaufte RWE ihren Anteil an den Partner Schott (RWE AG 2005, S. 35). Ein RWE-Manager brachte den Verkauf rückblickend mit dem unternehmerischen Selbstverständnis der RWE in Verbindung: »Wir haben uns ja immer nicht positioniert, das trifft auch auf konventionelle Energieträger zu, als Kraftwerksbauer, sondern wir sind ja nur Betreiber. [...] Vielleicht hat man deswegen gesagt auch nur die Produktion von irgendwelchen Solarkomponenten ist eigentlich nicht unser Kerngeschäft. Nicht weil man Solar total blöd fand, sondern weil man sagt, die Herstellung ist nicht unser Thema. Das tun wir ja wie gesagt auch bei Kraftwerken nicht« (RWE Interview 4).

86 Aufgrund der dahinterliegenden politischen Interessen sind diese Zahlen vermutlich eher hoch angesetzt.

87 Die von Hirschl angegebene Zahl entstammt einer älteren Fassung von BMU (2007) – mit dem Stand Januar 2007 – welche zwischenzeitlich nicht mehr erhältlich ist. In der vorliegenden Fassung der Publikation vom November 2007 ist die entsprechende Zahl nicht mehr zu finden. In Abgleich mit anderen Angaben wirkt die von Hirschl angegebene Zahl jedoch plausibel.

88 Zahlen aus den 2005er Geschäftsberichten. E.ON Central Europe; RWE deutschlandweit (eigene Berechnungen); EnBW konzernweite Angaben; Vattenfall deutschlandweit.

7.2.4 Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien I: Ignoranz und Ablehnung

Die großen Vier hatten bis 2005 kaum Anteil am Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, mit Ausnahme der Wasserkraft, welche traditionellerweise einen zentralen Bestandteil der deutschen Stromversorgung darstellte und damit auch im Energiemix der großen Vier einen relevanten Posten ausmachte. Im E.ON-Konzern entfiel im Jahr 2005 12 Prozent der inländischen Erzeugungskapazitäten auf Wasserkraftwerke, im Falle der EnBW 23 Prozent, bei Vattenfall Europe 19 Prozent.⁸⁹ Der Anteil von »neuen« Erneuerbare-Energie-Anlagen wie Windkraft, Photovoltaik oder Biomasse lässt sich aus den damaligen Publikationen der Konzerne nicht ablesen. In entsprechenden Tabellen (zu Kraftwerkskapazitäten oder Erzeugungsstruktur nach Energieträgern) finden sich keine eigenen Kategorien für erneuerbare Energien abseits Wasserkraft. Die nicht genauer spezifizierten Kategorien »sonstige« oder ähnliches, in denen etwa auch Windkraftanlagen enthalten sein könnten, weisen für alle vier Unternehmen verschwindend geringe Werte auf. Das anfängliche Ausbleiben jeglicher Beteiligung der großen Versorger am Ausbau erneuerbarer Energien sowie genereller deren Abwehrhaltung, die sich in ihrer Öffentlichkeitsarbeit und ihren direkten Lobbying-Aktivitäten ausdrückte, lässt sich auf mehrere Ursachen zurückführen.

Dies waren zunächst rein *ökonomische* Motive. Ein erster Grund lag in den vergleichsweise hohen *Opportunitätskosten* von Investments in erneuerbaren Energien. Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes hatte den Unternehmen eine Vielzahl an attraktiven Möglichkeiten für profitables Wachstum geboten. Im Vergleich zu den unternehmerischen Potentialen, welche die Fusionen auf der Verbundebene, die Absatzsicherung durch die Übernahme von Regionalversorgern und nicht zuletzt die europaweite Übernahme von Energieversorgern versprochen, war der Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen wirtschaftlich wenig attraktiv. Ein EnBW-Manager berichtete zu diesem Thema:

»Wir müssen halt unser Geld am Kapitalmarkt reinholen und wenn die Gesamtvergütung vom EEG bei einem Privatmann bei 8 oder 9 Prozent ist, wir aber dann halt für unser Geld, was wir leihen am Kapitalmarkt auch schon 8 oder 9 Prozent zahlen müssen, dann können wir mit 8 oder 9 Prozent nicht leben. Wir müssen dann halt

⁸⁹ Für RWE liegen keine länderspezifischen Zahlen vor. Die konzernweiten Daten führen Wasserkraftanlagen in einer Sammelkategorie (Pumpwasser, Öl und Sonstige) welcher 11,6 Prozent der konzernweit installierten Leistung zugewiesen wurde.

die 11-12 Prozent machen und das hat man halt selten bekommen, wenn man...mit EEG-Anlagen. [...] also wir müssen halt anders rechnen als Privatleute« (EnBW Interview 5).

Gleichzeitig waren die erwarteten Renditen in der Großstromproduktion höher, wie ein anderer EnBW-Manager mitteilte:

»Die erreichbaren Renditen im erneuerbaren Bereich sind...waren und sind nach wie vor...wenn Sie manche Exzesse in der Photovoltaik mal ausblenden...nicht furchtbar hoch. Und die Renditen, die eine Großstromerzeugung versprochen hat, mit den damaligen Annahmen, waren höher. Also, auch das ist einfach ein Grund, warum sind die Unternehmen so unterwegs gewesen? Weil sie in ihren Renditeerwartungen Felder verfolgt haben, die auch bessere Renditeerwartungen hatten« (EnBW Interview 3).

Ein zweiter wirtschaftlicher Grund lag in der *Konkurrenzsituation*, in welcher erneuerbare Energien gegenüber *konventionellen Kraftwerken* standen. Da erneuerbare Energien qua Gesetz mit Vorrang in die Netze einspeisten, ging automatische jede Kilowattstunde regenerativen Stroms zulasten der Produktionsmenge anderer nachrangig einspeisender Kraftwerke, welche wiederum zum größten Teil in Besitz der großen Vier waren. »Jedes Windrad, was vorrangig in den Energiemarkt einspeist, entwertet eines unserer Kraftwerke. Ein ganz einfacher, wirtschaftlicher Grund« (E.ON Interview 4). Ein anderer Interviewter paraphrasierte die Denkweise der »alten Energiewirtschaftler« – wie der konservative Teil der Entscheidungsträger in den Unternehmen von einigen Interviewten bezeichnet wurde – bezüglich erneuerbarer Energien mit den Worten: »Wir kannibalisieren doch nicht unsere eigenen Anlagen« (E.ON Interview 5). Die Konzerne gingen damals einem interviewten E.ON-Manager zufolge noch davon aus, durch bewusste Zurückhaltung einen weitreichenden Erneuerbare-Energien-Ausbau verhindern zu können. Die zugrunde liegende Ratio erklärte er folgendermaßen: »Solange wir es nicht finanzieren, werden sich auch nicht genügend andere finden. Also sozusagen wir können durch nicht Mitmachen letztlich auch die Investitionen der Vergangenheit schützen, damit wir nicht Sonderabschreibungen machen müssen« (E.ON Interview 3). Diese Konkurrenz, welche erneuerbare Energien aufgrund des Designs ihrer gesetzlichen Förderung für konventionelle Kraftwerke darstellten, führte jedoch nicht nur zu ausbleibenden Investitionen in erneuerbare Energien, die Konzerne versuchten auch aktiv, den Ausbau erneuerbarer Energien durch andere Akteure zu verhindern. Ein E.ON-Manager resümierte im Interview über die Frühphase der erneuerbaren Energien in Deutschland folgendermaßen:

»Wenn Sie sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien anschauen: Dass das am Anfang nicht durchgestartet ist, lag sicherlich auch an der Politik der Energiekonzerne. Es gab kein Windrad in Deutschland, was nicht zuerst bei RWE oder E.ON ich sage mal auf dem Schreibtisch war, bevor es überhaupt gebaut wurde. [...] Und man hatte vollständig Kenntnis davon, was da passierte. Und das war auch mehr oder minder eine Strategie all das zu verhindern« (E.ON Interview 4).

Eine zweite wichtige Erklärung für die Zurückhaltung der großen Versorger bezüglich erneuerbarer Energien steht in Zusammenhang mit (*unternehmens-)kulturellen Denkschemata*. Das vorherrschende Verständnis darüber, wie die Stromversorgung optimalerweise ausgestaltet zu sein habe, war in den Unternehmen maßgeblich am traditionellen Energiesystem ausgerichtet, das heißt der Stromerzeugung in Großkraftwerken und zentralistischen Strukturen. In diesem Rahmen war eine zu maßgeblichen Teilen auf erneuerbaren Energien fußende Stromversorgung eine abseitige Vorstellung. Viele Branchenvertreter nahmen erneuerbare Energien schlicht nicht ernst.⁹⁰ EnBW-Chef Gerhard Goll beispielsweise bezeichnete Sonnen-, Wind- und Wasserkraftanlagen bezüglich deren Potentiale zum Klimaschutz als »Modelle für die Puppenstube« (Zeit Online 1999c). Ein E.ON-Manager, welcher zuvor die Blockadestrategien der Konzerne gegenüber erneuerbaren Energien hervorgehoben hatte, führte diese auf die Haltung der Personen in den Entscheidungspositionen zurück: »Das waren einfach die alten Energiewirtschaftler, die dieses integrierte Denken hatten. Und die ehrlicherweise erneuerbare Energien als Teufelszeug gesehen haben. [...] Nicht diese CO₂-Denke hatten« (E.ON Interview 4). Ein EnBW-Manager betonte zudem die Herausforderung, vor welche die abweichenden technologischen Charakteristika der erneuerbaren Energien und der Charakter der zugrunde liegenden Bewegung die Konzerne stellte: »Das ist eine Bottom-up-Revolution, die die Energiewirtschaft aufgrund ihres Ansatzes, es wird von oben nach unten geplant und es wird auch von oben nach unten erzeugt und verteilt, nicht verstanden hat« (EnBW Interview 4).

90 Die Unterschätzung neuer (Konkurrenz-)Technologien durch etablierte Unternehmen ist freilich mitnichten ein Phänomen der deutschen Energiewirtschaft. Als weiteres Beispiel können die deutschen Chemie- und Pharmakonzerne gelten, deren Unternehmensstrategien bis in die 1980er Jahre hinein die Potentiale der Gentechnik verkannten. Auch hier lagen die Ursachen unter anderem in den unternehmenskulturell verengten Denkschemata der Personen in den leitenden Positionen (den, die Unternehmen dominierenden Chemikern), welche eine tief skeptische Haltung gegenüber der Biotechnologie einnahmen (Dolata 1996, S. 113 ff.).

Ein anderer EnBW-Manager erklärte die Zurückhaltung seines Unternehmens mit den im Konzern vorhandenen *Kompetenzen*:

»Unsere Unternehmen können einige Dinge und können andere Dinge nicht so gut. Wir können groß, wir können nicht so gut kleinteilig. Vieles von dem, was passiert ist, ist extremst kleinteilig. Auch mit dem Wissen von heute glaube ich nicht, dass wir wesentliche Teile dieser Photovoltaik-Aufdachgeschichte beim einzelnen Hausbesitzer auf dem Dach, dass wir davon hätten etwas Wesentliches abgreifen können. Glaube ich tendenziell nicht« (EnBW Interview 3).

Dazu gab es im Falle der EnBW⁹¹ auch *politische* Gründe für die Zurückhaltung des Unternehmens gegenüber der Windkraft. Ein Manager des Unternehmens verwies auf die Rolle des Landes Baden-Württemberg, welches bis 2000 (und ab 2010 wieder) einer der beiden Hauptaktionäre der EnBW war:

»Wir sind ja geführt vom Land Baden-Württemberg [...] und unser allererster Vorstandsvorsitzender, der Herr Goll, war ja auch sehr politisch. Und damals war der Herr Teufel hier in Baden-Württemberg noch Ministerpräsident und der Herr Teufel mochte keine Windräder. Und dann war das ganz klar, die EnBW baut keine Windräder in Baden-Württemberg. Also das war...also, das weiß ich noch...da haben Kollegen mir ihr Leid geklagt damals...sie machen hier Projekte und sie werden einfach nicht genehmigt« (EnBW Interview 2).

Unter dem 1991 bis 2005 amtierenden Ministerpräsidenten fand die Windenergie also keine Unterstützung. Noch im Jahr 2011 brachte er in einem Zeitungsinterview seine Ablehnung zum Ausdruck: »Windräder sollten dahin, wo der Wind richtig bläst – aufs Meer. Aber solche Masten, hoch wie das Ulmer Münster, gehören nicht in die wunderbaren Landschaften des Schwarzwaldes oder der Schwäbischen Alb. Dazu erzeugen sie zu geringe Mengen Strom. Viel effizienter ist die Wasserkraft« (Süddeutsche Zeitung 2011c). Im Jahr 2000 kam Baden-Württemberg folglich lediglich auf ein Prozent der deutschlandweit installierten Windkraft.⁹²

91 Im Falle der anderen Unternehmen fanden sich keine unmittelbaren Hinweise für vergleichbaren Einfluss seitens (kommunal-)politischer Akteure. Dennoch verhinderten auch die kommunalen Aktionäre der RWE (wenn auch in indirekter Weise) aufgrund deren Standortinteressen in Kohlebergbau und -verstromung einen frühzeitigen nachhaltigen Umbau des Unternehmens. Dieses Thema wird ausführlicher in Abschnitt 10.3.2 und 11.2.3 behandelt.

92 Lediglich Berlin, Bremen und Hamburg sowie das Saarland wiesen geringere Windkraftkapazitäten aus. An dem vergleichsweise geringen Anteil Baden-Württembergs an der Windkraftherzeugung änderte sich im Verlauf des Untersuchungszeitraumes kaum etwas – 2015 lag der Anteil des Bundeslandes bei 1,7 Prozent (BWE e.V. 2016).

Es gab also eine Vielzahl an Faktoren, welche einer frühen Hinwendung der Stromkonzerne zu erneuerbaren Energien im Wege standen. Diese Ausführungen beschreiben jedoch lediglich die Situation bis Mitte der 2000er Jahre. In den Abschnitten 8.3.3, 9.4.1 und 10.3.3 werden die weiteren Entwicklungen und damit insbesondere die schleichende Neubewertung der erneuerbaren Energien durch die Stromkonzerne beleuchtet. Dazu fasst Abschnitt 11.3 im Analyseteil verschiedene Dimensionen und Mechanismen organisationaler Trägheit zusammen, welche letztlich eine umfassende Erklärung der anfänglichen Zurückhaltung und späteren Re-Orientierung der Konzerne liefern können.

7.2.5 Diskussion: Der Durchbruch der erneuerbaren Energien als Zusammenspiel multipler begünstigender Faktoren

Letztlich war es das spezifische Zusammenspiel multipler Faktoren, welche die Expansion und Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche in dieser Phase vorantrieb und damit den Grundstein für die weitere Transformation des deutschen Stromsektors legte. Das technologische Profil der erneuerbaren Energien – hier vor allem die Möglichkeit eines kleinteiligen Ausbaus wenig kapitalintensiver Anlagen – in Zusammenhang mit den Spezifika des politischen Förderinstrumentes EEG (unter anderem die Öffnung des Ausbaus für ökonomische Motive) trafen auf einen fruchtbaren Nährboden in Gestalt einer engagierten Umwelt- und Anti-Atom-Bewegung, was letztlich im Zusammenspiel das Wachstum der Branche vorantrieb. Gleichzeitig konnten die damals den erneuerbaren Energien gegenüber eher verschlossenen großen Stromversorger diesen Entwicklungen nicht viel entgegenzusetzen, da sie erstens den dahinterliegenden Schwung unterschätzten und zweitens aufgrund der spezifischen Förderstruktur der erneuerbaren Energien ihr ökonomisches Kapital nicht gegen die Bewegung in Stellung bringen konnten. Insbesondere der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien bildete einen Schutzraum, welcher sie gegen Marktselektionsprozesse abschirmte (vgl. auch Smith und Raven 2012 zur Rolle von Nischen als »protective space«).

7.3 Der erste Atomausstieg

Bereits in der ersten Hälfte der 1990er Jahre hatten auf Initiative der Atomwirtschaft⁹³ energiepolitische Konsensgespräche mit der Bundesregierung stattgefunden, in deren Rahmen über die Zukunft der Kernenergie in Deutschland entscheiden werden sollte. Nachdem die friedliche Nutzung der Kernenergie insbesondere seit der Nuklearkatastrophe von Tschernobyl vermehrt auf zivilgesellschaftlichen Widerstand gestoßen war – dies hatte unter anderem zur Formierung einer stabilen Anti-Atom-Bewegung sowie der Gründung der Partei Bündnis 90/Die Grünen geführt –, strebten die Atomkonzerne Planungssicherheit für den Weiterbetrieb ihrer bestehenden Anlagen an. Diese Verhandlungen blieben jedoch ohne Ergebnis – eine ausführliche Beschreibung findet sich in Mez (1997).

Nachdem das Thema zunächst im Sande verlaufen war, kam es nach den Bundestagswahlen 1998 wieder auf die Agenda – die neu gewählte rot-grüne Bundesregierung hatte das Ziel aus der Kernenergie auszusteigen formell in die Koalitionsvereinbarungen aufgenommen. Der Atomausstieg sollte demnach noch in der ersten Legislaturperiode »umfassend und unumkehrbar« festgelegt werden, dabei zwar »möglichst im Konsens« mit den Energieversorgungsunternehmen aber dennoch »entschädigungsfrei« (SPD und Bündnis 90/Die Grünen 1998, S. 14 f.; vgl. auch Lobo 2011, S. 219). Zu diesem Zweck wurden am 26. Januar 1999 Konsensgespräche mit den Kernkraftwerksbetreibern eingeleitet, welche sich fast anderthalb Jahre hinzogen. Zunächst waren die Interessenslagen der Betreibergesellschaften relativ unterschiedlich, abhängig von der Relevanz der Kernenergie für die Stromerzeugung in den jeweiligen Unternehmen (siehe Tabelle 25). Während etwa die Neckarwerke Stuttgart, die HEW oder die EnBW einen großen Teil ihres Stroms aus Kernenergie bezogen, war diese Erzeugungsart für die VEW oder RWE bedeutend weniger relevant. Bayernwerk und PreussenElektra waren im Mittelfeld anzusiedeln. Dies spiegelte sich auch in der Außenkommunikation der Unternehmen wider. Während beispielsweise die

93 In Vergangenheit wurde der Begriff der »Atomkraft« vor allem von den Gegnern dieser Form der Energieerzeugung verwendet, während die Befürworter von »Kernenergie« sprachen (vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung 2010). In der vorliegenden Arbeit wird bevorzugt der etwas neutralere erscheinende Begriff der Kernenergie verwendet – aus Gründen der besseren Lesbarkeit jedoch nicht durchgängig. Diese Begriffswahl ist an keiner Stelle als politisches Statement zu verstehen.

HEW die Kernenergie als »strategische Option für den Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt« benannte, welche für das Unternehmen von »existentielle[r] Bedeutung« war (HEW AG 1998, S. 3), fand die VEW bedeutend nüchternere Worte: »Ökonomisch wie ökologisch halten wir den Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland – einem Land ohne nennenswerte Rohstoffvorkommen – für falsch, akzeptieren jedoch den Primat der Politik – selbstverständlich in den durch die Verfassung vorgegebenen Grenzen« (VEW AG 1998, S. 18).

Tabelle 25: Kernenergie-Anteil am Stromverkauf der deutschen AKW-Betreiber 1998

	Stromabsatz insgesamt (in TWh)	Atomstrom- produktion (in TWh)	Anteil Atomstrom (in Prozent)
Neckarwerke Stuttgart	13.508	11.594	80,6
HEW	13.781	8.738	61,0
EnBW	51.300	27.000	52,6
Bayernwerk	72.643	28.200	38,8
PreussenElektra	106.150	33.000	29,7
VEW	34.801	8.096	23,2
RWE	135.500	28.522	20,4
Gesamt	427.683	145.150	33,9

Im Fall von RWE Geschäftsjahr 1998/1999. Quelle: Geschäftsberichte, nach Berechnungen der Forschungsstelle für Umweltpolitik. Zitiert nach Mez (2001)

Parallel zu den Konsensgesprächen nutzten die Unternehmen mediale Kanäle, um die Kernenergie in ihrem Sinne darzustellen. Die maßgeblichen Argumentationslinien waren: Ein Atommausstieg wäre aufgrund drohenden Arbeitsplatzverlustes, verringerter Wettbewerbsfähigkeit und Verlust technologischer Kompetenz schädlich für die deutsche Volkswirtschaft. Außerdem stünde er in Widerspruch zu den zentralen Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes, da er die Versorgungssicherheit gefährde, das Erreichen der Klimaschutzziele verhindere und zu erhöhten Preisen führen würde. Um die eigene Ablehnungshaltung abseits dieser Argumente weiter zu rechtfertigen, verwiesen die Unternehmen zudem auf ihre Verantwortung gegenüber Anteilseignern, Mitarbeitern und Kunden, welche sie in eine Oppositionshaltung zwingen würden (Bohn und Walgenbach 2016, S. 11 f.).

An den Verhandlungen mit der Bundesregierung nahmen die Vorstandsvorsitzenden von vier Unternehmen (EnBW, RWE, VEBA und VIAG) teil,

welche zusammen auf gut 80 Prozent der deutschlandweit installierten Kernkraftwerkskapazität kamen. Gerhard Goll, der Vorsitzende der EnBW, welche unter den verhandelnden Unternehmen den höchsten prozentualen Anteil an Atomstrom aufwies, fungierte dabei ab Januar 1999 als Sprecher der Branche (Mez 2001). Das Hauptinteresse der Atomwirtschaft lag in der Aushandlung möglichst langer Restlaufzeiten der bestehenden Anlagen. Dies war nicht nur aufgrund der zu erwartenden Gewinne aus dem Betrieb der (abgeschriebenen) Anlagen attraktiv, sondern auch weil dadurch die Rückstellungen für den atomaren Rückbau und die Entsorgung atomarer Brennstoffe länger in den Unternehmen bleiben würden. Für die Finanzierung dieser zukünftig anfallenden Kosten waren die Unternehmen nämlich gesetzlich verpflichtet vorzusorgen. Die Rückstellungen beliefen sich Anfang 1999 bereits auf über 61 Milliarden DM und waren steuerfrei, das heißt die Unternehmen konnten sie für eigene Investitionen nutzen oder anderweitig gewinnbringend anlegen. Es musste lediglich gewährleistet sein, dass sie zum erforderlichen Zeitpunkt verfügbar sein würden (vgl. Mez 2001). Dieser gemeinsame Vorteil wog schwerer als eventuelle Partikularinteressen (wie etwa die Wettbewerbsvorteile, welche weniger kernkraftintensive Unternehmen im Falle kürzerer Laufzeiten gehabt hätten) weshalb es für die Unternehmen taktisch geboten war, im Verhandlungsprozess gleichgerichtet zu agieren.

Das Resultat der Aushandlungen war letztlich zum Vorteil der Kraftwerksbetreiber. Zur Hilfe kamen den Unternehmen dabei die unterschiedlichen Vorstellungen der Koalitionspartner (sowie Konflikte innerhalb der SPD) über die genaue Ausgestaltung des Atomausstiegs. Dies verzögerte nicht nur die Verhandlungen, sondern eröffnete den Kraftwerksbetreibern auch einen größeren Handlungsspielraum. Die Grünen konnten ihre Maximalforderung eines sofortigen Atomausstiegs nicht durchsetzen und mussten sich auch sonst in einigen Punkten kompromissbereit zeigen. Das Ergebnis der Verhandlungen lag näher an den moderaten, an den Interessen der Kernkraftwerksbetreiber ausgerichteten Forderungen der SPD (Lobo 2011, S. 220 f.; vgl. auch Mez 2001).

Die Konsensgespräche endeten im Juni 2000 mit einer Vereinbarung, welche die Grundlage für das am 22. April 2002 als »Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität« vom Bundestag verabschiedete novellierte Atomgesetz bildete (Lobo 2011, S. 219 f.). Die für die vorliegende Arbeit wesentlichen Elemente des Gesetzes waren das Verbot des Neubaus von Kernkraftwerken

sowie die Beschränkung der Restnutzungsdauer bestehender Anlagen auf 32 Jahre seit Inbetriebnahme. Die verbleibenden Laufzeiten der einzelnen Anlagen wurden in Form von Restproduktionsvolumina festgelegt. Um den Betreibern die Möglichkeit offenzuhalten, den Ausstieg betriebswirtschaftlich zu optimieren, wurde ihnen erlaubt, Restkapazitäten von einer Anlage auf eine andere zu übertragen (ebd., S. 220). Tabelle 26 zeigt eine Liste der deutschen Kernkraftwerke und den jeweils gemäß der Reststrommengen vorgesehenen Termin der Abschaltung.

Tabelle 26: Kernkraftwerke in Deutschland. Eigentümer und Regellaufzeit nach Atomgesetz 2002

Kernkraftwerk	Kapazität (in MW)	Ende der Regellaufzeit (nach Atomgesetz 2002)	Eigentümer
Obrigheim	357	31. Dezember 2002	EnBW (100%)
Stade	672	19. Mai 2004	EnBW (66,67%); HEW (33,33%)
Biblis A	1.225	26. Februar 2007	RWE (100%)
Neckarwestheim 1	840	1. Januar 2008	NWS (70%); DB (18%); EnBW (9%); ZEAG (3%)
Biblis B	1.300	31. Januar 2009	RWE (100%)
Brunsbüttel	806	9. Februar 2009	HEW (66,67%); E.ON (33,33%)
Isar 1	907	21. März 2011	E.ON (50%); IAW (50%)
Unterweser	1.350	6. September 2011	E.ON (100%)
Philippsburg 1	926	26. März 2012	EnBW (100%)
Grafenrheinfeld	1.345	17. Juni 2014	E.ON (100%)
Krümmel	1.316	28. März 2016	HEW (50%); E.ON (50%)
Gundremmingen B	1.344	19. Juli 2016	RWE (75%); E.ON (25%)
Philippsburg 2	1.424	18. April 2017	EnBW (100%)
Grohnde	1.430	1. Februar 2017	E.ON (50%); Interargem (50%)
Gundremmingen C	1.344	19. Januar 2017	RWE (75%); E.ON (25%)
Brokdorf	1.440	22. Dezember 2018	E.ON (80%); HEW (20%)
Isar 2	1.455	9. April 2020	E.ON (50%); Stadtwerke München (25%); IAW (25%)
Emsland	1.363	20. Juni 2020	RWE (87,5%); Elektromark (12,5%)
Neckarwestheim 2	1.365	15. April 2021	NWS (70%); DB (18%); EnBW (9%); ZEAG (3%)

Quelle: Forschungsstelle für Umweltpolitik. Zitiert nach Mez (2001, S. 419, S. 426 f.)

In Phase 1 wurden die Kernkraftwerke Stade sowie Obrigheim stillgelegt – und zwar in den Jahren 2003 beziehungsweise 2005. Da die Unternehmen die Möglichkeit der Übertragung von Reststrommengen strategisch einsetzten (ausführlicher Abschnitt 9.3.2), erfolgten bis zum vorgezogenen Atomausstieg nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima keine weiteren Stilllegungen (obgleich nach den damaligen Berechnungen vier Anlagen fällig geworden wären).⁹⁴

Dezierte Atomgegner, wie etwa die Umweltverbände, kritisierten den langfristigen Charakter der Vereinbarungen. Zum einen würde dies den Umstieg auf alternative Energieträger behindern sowie generell den Wettbewerb ausbremsen. Zum anderen hinterfragten sie die in den Koalitionsvereinbarungen festgesetzte Unumkehrbarkeit des Beschlusses und drückten die Sorge aus, die Entscheidung könne von einer späteren Regierung rückgängig gemacht werden (ebd., S. 221). Diese Befürchtung sollte sich auch als begründet erweisen. Die Rücknahme des ersten Atomausstieges wird in Abschnitt 9.3.2 behandelt.

7.4 Phase 1: Zusammenfassende Betrachtungen

Das Feld der Stromversorgung in Deutschland war im Zeitraum von 1998 bis 2005 von tiefgreifenden Veränderungen geprägt. Diese lassen sich entlang zweier Linien nachvollziehen – der Liberalisierung des deutschen Strommarktes sowie der technologieorientierten Energiepolitik. Die 1998er Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes, welche die Liberalisierung des Strommarktes einläutete, markierte eine grundlegende Veränderung der formell-institutionellen Rahmung des Feldes. Vormalige Versorgungsmonopole wurden abgeschafft und der Markt wurde formell dem Wettbewerb geöffnet. Die Marktöffnung stellte damit zunächst eine Auflösung der bestehenden Ordnung dar und entließ die Feldakteure in ungeordnetem sozialen Raum, in welchem die Position der Akteure im Feld ebenso wie informelle Handlungsnormen sich erst wieder neu herauszubilden hatten. Dabei gelang es den Unternehmen, welche bezüglich ihrer Kapitalausstattung die besten Startbedingungen im liberalisierten Markt hatten (RWE, VIAG und VEBA) durch Fusionen sowie strategische Käufe und Verkäufe die

⁹⁴ Bereits die Verzögerung der Stilllegung der Kraftwerke Stade und Obrigheim war auf die Übertragung von Reststrommengen anderer Anlagen zurückzuführen.

Macht über das Feld zurückzugewinnen. RWE übernahm VEW während VIAG und VEBA zur E.ON fusionierten. Ihre Anteile an HEW, Bewag und VEAG – zu deren Veräußerung sie vom Kartellamt aufgefordert waren – verkauften sie an den schwedischen Versorger Vattenfall, von welchem keine wettbewerblichen Vorstöße zu erwarten waren. Damit blieb von den alten Verbundunternehmen die (kleinere) EnBW als einziger potentieller Konkurrent gegenüber dem Oligopol aus RWE, E.ON und der neugebildeten Vattenfall Europe. Zum Ende der Phase war die formelle Marktaufteilung vor der Liberalisierung einer informellen Marktaufteilung gewichen. RWE sowie VIAG und VEBA gelang es, die Macht über das Feld (zurück-)zugewinnen, da sie zum einen Beteiligungen an den anderen Verbundunternehmen hielten, welche sie strategisch (an Vattenfall) verkaufen konnten und da sie zum anderen zu Beginn der Marktöffnung im Gegensatz zu den anderen Verbundunternehmen umfangreiche Randbeteiligungen außerhalb des Energiebereiches hielten, durch deren Veräußerung sie den finanziellen Spielraum für die Expansion im Kerngeschäft sowie in benachbarten Feldern erhöhen konnten, um sich so eine hervorgehobene Position zu erspielen.

Darüber hinaus hatte die technologiespezifische Energiepolitik tiefgreifende Auswirkungen auf die Konstitution des Feldes. Dabei geht es um den Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Förderung erneuerbarer Energien. Der erste Kernenergieausstieg ist für die vorliegende Arbeit nicht von entscheidender Bedeutung. Er zog die Abschaltung lediglich zweier Reaktoren nach sich und wurde in Phase 3 wieder rückgängig gemacht. Entscheidend ist dagegen die gesetzliche Förderung erneuerbarer Energien. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000 – als Nachfolgesetz des 1991er-Stromeinspeisungsgesetzes – setzte Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien indem es Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme regenerativen Stromes verpflichtete und den Betreibern der Erneuerbare-Energien-Anlagen eine langfristig garantierte Vergütung zusprach. Aufgrund der spezifischen Ausgestaltung des Gesetzes – etwa für Großunternehmen unattraktive Renditen – sowie bestimmter technologischer Spezifika erneuerbarer Energien – etwa geringere Größenordnung oder Vorteile bei dezentraler Produktion – war dieses Geschäftsfeld vor allem für klein- oder mittelständische Unternehmen sowie Privatpersonen attraktiv. Die heterogene Erneuerbare-Energien-Branche differenzierte sich weiter aus und wuchs zu einer ernstzunehmenden Größe, welche zum Ende der Phase eine

auch in Zahlen ablesbare Relevanz im Feld erreicht hatte. Aufgrund der Verpflichtung der Netzbetreiber, Erneuerbare-Energien-Anlagen anzuschließen und deren Strom vorrangig abzunehmen, also aufgrund des gesetzlichen Schutzes, welchen die Anlagen genossen, waren die dominanten Player nicht in der Lage, ihre (Markt-)Macht gegen die neuen Herausforderer auszuspielen. Der einzige Weg, der ihnen offenblieb, war die Opposition in politischen Feldern, also in den Verhandlungen im Vorfeld der Ausformulierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und dessen Novellen. Diese politische Opposition erfolgte jedoch nicht mit voller Hingabe: Erstens unterschätzten die Unternehmen die Potentiale der erneuerbaren Energien sowie die zu erwartende Ausbaugeschwindigkeit, zweitens bündelten die parallel stattfindenden Verhandlungen zur Ausgestaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie ein gehöriges Ausmaß an Ressourcen.

Die Stromkonzerne selbst beteiligten sich (in dieser Phase) aus drei Gründen nicht am Ausbau erneuerbarer Energien. Erstens war eine Expansion im Erneuerbare-Energien-Bereich wirtschaftlich vergleichsweise unattraktiv, da sich im Zuge der Liberalisierung bedeutend aussichtsreichere Investitionen anboten. Dieser ökonomische Faktor wurde durch die Konkurrenz, welche erneuerbare Energien aufgrund des gesetzlich verfügbaren Einspeisevorrangs für konventionelle Kraftwerke darstellten, noch verstärkt. Dazu herrschte zweitens aufgrund (unternehmens-)kultureller Prägungen in den Führungsriege der Konzerne eine grundlegende Abneigung gegenüber erneuerbaren Energien begleitet von einer Unterschätzung ihrer Potentiale. Außerdem zeigten sich im Fall einzelner Unternehmen drittens (mikro-)politische Hindernisse, etwa eine Ablehnungshaltung seitens politischer Anteilseigner.

Die Phase war damit von einer parallelen Expansion sowohl der etablierten Player als auch der neuen Herausforderer gekennzeichnet. Aus den ehemals acht Verbundunternehmen waren die großen Vier entstanden, welche zum Ende der Phase etwa 80 Prozent des Marktes kontrollierten und nebenbei in angrenzenden Märkten expandiert waren. Gleichzeitig hatte sich davon weitgehend unbehelligt eine stetig wachsende und sich professionalisierende Erneuerbare-Energien-Branche herausgebildet, welche unter gesetzlicher Schirmherrschaft eine stabile Position im Feld etablieren konnte. Hiermit ging auch eine Fragmentierung der institutionellen Deutung des Feldes einher. Während die großen Stromkonzerne die traditionelle Deutung einer Stromversorgung im zentralistischen Verbund von Großkraftwerken

hochhielten, repräsentierte die Erneuerbare-Energien-Bewegung die alternative Vision einer dezentral vernetzten, umwelt- und klimaschonenden Stromversorgung aus erneuerbaren Energien. Dieser, dem Transformationsprozess zugrunde liegende Konflikt verschiedener institutioneller Ordnungsmuster sollte sich in den darauffolgenden Phasen inkrementell verschärfen und in Phase 4 in einer tiefgreifenden Feldkrise münden.

Das Ende von Phase 1 ist durch zwei Veränderungen markiert. Zunächst gerieten die Stromkonzerne aufgrund der hohen Marktkonzentration in Deutschland zunehmend in die Kritik. Während die EU-Kommission Maßnahmen zur Verschärfung des Wettbewerbes vortrug, welche in einem novellierten Energiewirtschaftsgesetz 2005 mündeten, waren die großen Vier aufgrund stetig steigender Strompreise vermehrt öffentlichem (und politischem) Gegenwind ausgesetzt. Außerdem stießen die Expansionsstrategien der großen Vier zunehmend an ihre Grenzen. In Ermangelung geeigneter Übernahmekandidaten mussten die Unternehmen alternative Wachstumsstrategien entwickeln – eine Kraftwerks Neubau-Offensive sowie die Expansion im Bereich erneuerbarer Energien.

8. Phase 2 (2005–2008): Marktmacht, Legitimitätsverlust und Wachstumsgrenzen

Nachdem es zu Beginn von Phase 1 infolge der mit der Marktöffnung einhergehenden De-Institutionalisierung zunächst zu großen Verwerfungen gekommen war, hatte sich im Laufe der folgenden Jahre wieder eine verhältnismäßig stabile Feldordnung herausgebildet. Dieser Prozess war zu großen Teilen von den großen Vier mitgestaltet worden, denen es gelungen war, eine privilegierte Stellung einzunehmen, die es ihnen ermöglichte, erheblichen Einfluss auf die Vorgänge im Sektor zu nehmen. Dies führte im Übergang zu Phase 2 zu vermehrten Problemen für die großen Stromkonzerne. Zum einen resultierten steigende Strompreise und sich mehrende Hinweise auf die Ausnutzung von Marktmacht in sinkendem öffentlichen Ansehen und der Abnahme von Unterstützung durch politische Entscheidungsträger. Zum anderen hatten sich die Möglichkeiten für weiteres Wachstum auf dem deutschen Strommarkt – sowie auf anderen europäischen Strommärkten – infolge der fortschreitenden Marktkonzentration stark reduziert, was eine strategische Neuausrichtung der Konzerne erforderlich machte. Die Beschreibung der Vorgänge im Zeitraum von 2005 bis 2008 wird im Folgenden in drei Abschnitte unterteilt. In Abschnitt 8.1 werden die Impulse der EU zur *Wettbewerbs- und Klimapolitik* beschrieben. Dabei wird auf die entsprechenden Politikbildungsprozesse eingegangen und die Auswirkungen der daraus hervorgehenden regulatorischen Veränderungen auf das Feld im Allgemeinen und die Stromkonzerne im Speziellen beschrieben. Anschließend behandelt Abschnitt 8.2 die Auseinandersetzungen über steigende Strompreise und den wachsenden *Verdacht einer Marktmanipulation* durch die Konzerne. Dabei werden auch die *Kartelluntersuchungen und -verfahren* beschrieben, mit welchen die Konzerne konfrontiert wurden, sowie die politischen Folgen dieser Sachverhalte. Als letztes werden (Abschnitt 8.3) die *Strategien* der Stromkonzerne *im Umgang mit sinkenden Wachstumsmöglichkeiten* vorgestellt. Dabei geht es um Großakquisitionen, den Neubau von fossilen Kraftwerken sowie die Neubewertung erneuerbarer Energien.

8.1 EU-Impulse zur Wettbewerbs- und Klimapolitik

Im Folgenden werden die zwei in Phase 2 maßgeblichen politischen Impulse von Seiten der Europäischen Union vorgestellt sowie die politischen Aus Handlungsprozesse beschrieben, welche der Umsetzung in nationales Recht vorangingen. Zunächst geht es um die Forderung der EU zur verstärkten Nachregulierung des Strommarktes. Anschließend wird die Einführung des europäischen Emissionshandels behandelt.

8.1.1 Legitimitätsverlust, Nachregulierungs-Forderungen der EU und Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes

In den Jahren nach der Marktöffnung untersuchte die EU-Kommission im Rahmen mehrerer aufeinander folgender Benchmarking-Berichte die Entwicklungen auf den europäischen Strom- und Gasmärkten in Folge der nationalen Liberalisierungsbestrebungen. Dabei kritisierten die ersten beiden Benchmarking-Reporte mit Blick auf Deutschland die unzureichende Entflechtung der Stromnetze sowie das Fehlen einer unabhängigen Regulierungsinstanz und stellten gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Netzentgelte fest (Europäische Kommission 2001, S. 3, 2003, S. 4). Da die Kommission auch bezüglich der Entwicklungen in den meisten anderen Mitgliedsstaaten Verbesserungsbedarf anzeigte, setzte sich die EU das Ziel, die Öffnung der europäischen Strommärkte und deren Angleichung untereinander voranzutreiben sowie bestehende Wettbewerbsmängel zu beseitigen (Oehler 2010, S. 399). Diesem Zweck diente die von Rat und Parlament der EU am 26. Juni 2003 veröffentlichte *Beschleunigungsrichtlinie*. Hier hieß es:

»Nach wie vor bestehen jedoch schwerwiegende Mängel und weit reichende Möglichkeiten zur Verbesserung der Funktionsweise der Märkte, insbesondere sind konkrete Maßnahmen erforderlich, um gleiche Ausgangsbedingungen bei der Elektrizitätserzeugung sicherzustellen und die Gefahr einer Marktbeherrschung und von Verdrängungspraktiken zu verringern, durch Sicherstellung nichtdiskriminierender Übertragungs- und Verteilungstarife durch einen Netzzugang auf der Grundlage von Tarifen, die vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden, sowie durch Sicherstellung des Schutzes der Rechte kleiner und benachteiligter Kunden und der Offenlegung der Informationen über die bei der Elektrizitätserzeugung eingesetzten Energieträger, sowie gegebenenfalls der Bezugnahme auf Quellen, die Angaben zu deren Umweltauswirkungen enthalten« (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2003a, S. 37).

Die für die vorliegende Arbeit zentralen in den Richtlinien enthaltenen Forderungen bestanden in der Einrichtung nationaler Regulierungsbehörden zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und zur Kontrolle der Netzentgelte sowie der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung von Übertragungs- und Verteilnetzen (ebd., S. 45 ff.).⁹⁵

In Folge der Veröffentlichung der EU-Richtlinie wurden in Deutschland die Debatten über die Ausgestaltung eines novellierten Energiewirtschaftsgesetzes, welches die genannten Forderungen umsetzen würde, angestoßen. Die Vertreter der Stromkonzerne sowie deren Verbände stellten sich in den politischen Verhandlungen gegen die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde. Unter Schützenhilfe von Wirtschaftsminister Wolfgang Clement zielten sie zunächst darauf, deren Einrichtung ganz zu verhindern und – als sich herausstellte, dass dies nicht gelingen würde – darauf, sie zumindest in ihren Befugnissen zu schwächen. Darüber hinaus versuchten sie, die Ausgestaltung der Netzzugangsbedingungen sowie der Kontrolle der Netzentgelte zu ihren Gunsten zu beeinflussen (Lobo 2011, S. 214; vgl. Hirschl 2008, S. 243). Die Seite der Regulierungsgegner wurde jedoch im Verlauf der Verhandlungen durch zwei Sachverhalte in ihrer Verhandlungsposition geschwächt:

Zunächst stellte sich die *EnBW* – wie zu einem früheren Zeitpunkt auch schon (siehe Abschnitt 7.1.1) – auf die Seite der Wettbewerbsbefürworter und sprach sich für die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsinstanz aus. Im September 2004 veröffentlichte das Unternehmen ein Positionspapier, in welchem sie sich für die Festlegung einer Obergrenze der Netzentgelte einsetzte und ein Regulierungsmodell befürwortete, welches Anreize in die Effizienzsteigerung des Netzbetriebes setzen würde (Handelsblatt 2004c; EnBW AG 2004c). Für diese Sonderrolle der EnBW gibt es drei mögliche Erklärungen. Die erste liegt in den Zielen, welche die EnBW mit ihrer Billigstrommarke Yello verfolgte. So machte die EnBW immer wieder Durchleitungshindernisse sowie überhöhte Durchleitungsentgelte anderer Netzbetreiber für die negativen Ergebnisse von Yello verantwortlich (Bontrup und Marquardt 2010, S. 221). Ein EnBW-Manager führte hierzu aus: »Wir waren das einzige Unternehmen, das einen Regulator gefordert hat. Als wir mit Yellow und ähnlichem gemerkt haben, wir rennen gegen die Wand, wenn es nicht diesen entsprechenden Schiedsrichter und Regelsetzer

95 Eine ausführliche Diskussion der in der Binnenmarkttrichtlinie enthaltenen Forderungen findet sich in Hirschl (2008, S. 220 ff.).

gibt, der sich um den Wettbewerb kümmert« (EnBW Interview 3).⁹⁶ Eine zweite Erklärung findet sich in Schumann et al. (2005). Die Autoren führen die Position der EnBW in den Verhandlungen zum EnWG 2005 auf Koppelgeschäfte zwischen EU-Kommission, EDF und EnBW zurück. Als 1999 das Land Baden-Württemberg angekündigt hatte, seinen Anteil an der EnBW verkaufen zu wollen, hatte (unter anderem) der französische Staatskonzern *Électricité de France* (EDF) Interesse bekundet. Schumann et al. zufolge hatte sich die EU-Kommission erst gewillt gezeigt, den geplanten Einstieg der EDF bei der EnBW zu genehmigen, als sich ein Entgegenkommen der beiden Stromversorger in anderen Belangen abgezeichnet hatte: »Die Gegenleistung der beteiligten Unternehmen sind die raschere Implementierung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie [...] in Frankreich durch die EDF und die politische Unterstützung der Forderung nach einer Regulierungsbehörde zur Überwachung des Strom- und Gasmarktes in Deutschland durch die EnBW« (Schumann et al. 2005, S. 244 f.). Zudem – dies ist die dritte mögliche Erklärung – wären niedrige Durchleitungsgebühren in Deutschland von Vorteil für die EDF, da das Unternehmen so leichter eigenen, in Frankreich produzierten Strom nach Deutschland verkaufen könnte (ebd., S. 245).

Außerdem stieg der Druck zur Nachregulierung, als sich im Sommer 2004 die *öffentliche Stimmung* zum Nachteil der Konzerne drehte. Die Ankündigung einer Erhöhung von Strompreisen sowie Netzentgelten führte zu hitzigen Debatten in deren Verlauf die Erklärungen der Konzerne, Preiserhöhungen seien auf gestiegene steuerliche Belastungen und die hohe Einspeisevergütung erneuerbarer Energien zurückzuführen, nicht verfangen. Zeitgleich veröffentlichte die Monopolkommission ihr (in Abschnitt 7.1.2 ausführlicher zitiertes) 15. Hauptgutachten mit dem Titel *Wettbewerbspolitik im Schatten Nationaler Champions*, welches auf die prekäre Lage des Wettbewerbes auf dem deutschen Strommarkt hinwies (Monopolkommission 2005).⁹⁷ Diese Debatten trugen zu einer generellen Verschlechterung des Branchenimages bei (siehe Abbildung 13 in Abschnitt 5.2), wodurch sich auch die Verhandlungsposition der Unternehmen im politischen Prozess

96 Ein weiterer Hinweis auf diese Erklärung findet sich bei Lobo, dem gegenüber ein EnBW-Manager angab, »dass Yello nie in die schwarzen Zahlen kommen würde ohne Regulierer« (Lobo 2011, S. 128).

97 In der vorliegenden Printfassung auf 2005 datiert, wurde das 15. Hauptgutachten der Monopolkommission ursprünglich im Juli 2004 veröffentlicht

verschlechterte – der Verlust an symbolischem Kapital hatte somit die Reduzierung des Wertes von Kontakten zu politischen Entscheidungskreisen (also wichtigem sozialen Kapital) zur Folge. Letztendlich traf das Verhalten der Stromkonzerne damit auch erstmals auf Kritik des Wirtschaftsministers Clement, welcher sich zwischenzeitlich ebenfalls für die Einrichtung einer Regulierungsbehörde aussprach (Hirschl 2008, S. 252 f.).

Das »Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts«, welches in Artikel 1 das novellierte Energiewirtschaftsgesetz beinhaltete, trat am 13. Juli 2005 in Kraft und setzte alle zentralen Forderungen der EU-Binnenmarkttrichtlinie um. Die wesentlichen Änderungen gegenüber der 1998er Fassung bestanden in der Schaffung einer Regulierungsbehörde zur Überwachung von Netzzugang und -entgelten sowie der Verschärfung der Unbundling-Vorschriften. Es war den Stromkonzernen also nicht gelungen, die Re-Regulierung des Marktes, welche einen signifikanten Beschnitt ihrer Macht im Feld markierte, aufzuhalten oder in ihrer Ausgestaltung abzuschwächen.

Der im EnWG 1998 festgeschriebene verhandelte Netzzugang wurde durch den *regulierten Netzzugang* ersetzt. Die Netzzugangskonditionen sowie die Durchleitungsgebühren wurden nun nicht mehr wie zuvor durch die Verbändevereinbarungen geregelt, sondern oblagen der Kontrolle der *Bundesnetzagentur*. Diese ging aus der »Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post« (RegTP) hervor, welche, nachdem ihre Zuständigkeit ausgeweitet worden war, nunmehr »Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen« (BNetzA) hieß. Dies betraf alle Netzbetreiber mit 100.000 oder mehr Kunden. Kleine Netzbetreiber wurden von den Landesregulierungsbehörden kontrolliert (Oehler 2010, S. 399). Zur Regulierung der Netzentgelte sollte zunächst das Verfahren der *Kostenregulierung* Anwendung finden – die Netzentgelte ergaben sich aus den gegenüber der der Netzentgeltur offenzulegenden Betriebskosten plus Gewinnaufschlag (Cost-Plus-Regulierung). Dieses Verfahren sollte längerfristig in ein System der *Anreizregulierung* (ausführlicher Abschnitt 9.2.1) überführt werden, welches stärkere Anreize zur Kosteneffizienz setzen sollte (Hirschl 2008, S. 269).

Darüber hinaus wurden die Entflechtungsvorschriften für integrierte Energieunternehmen verschärft. Bis 2007 war die *gesellschaftsrechtliche Entflechtung* (Legal Unbundling) der Netze umzusetzen. Das bedeutete, die Unternehmen hatten den Betrieb der Strom- (und Gas-)netze bezüglich Rechtsform, Organisation, Entscheidungsgewalt sowie Kontenführung von den

anderen Tätigkeitsbereichen des Unternehmens zu trennen. Gleichzeitig sollte sichergestellt werden, dass dem Netzbetreiber vorliegende Informationen vertraulich behandelt werden, um so Informationsvorteile der integrierten Versorgungsunternehmen gegenüber den jeweiligen Wettbewerbern zu verhindern (ebd., S. 268).⁹⁸

Während die 1998er Regelung – lediglich buchhalterisch entflechtete Netze bei gleichzeitig verhandeltem Netzzugang – alle Geschäftsbereiche entlang der Wertschöpfungskette gleichermaßen dem Wettbewerb geöffnet hatte, wurde nun der natürliche Monopolcharakter der Netze wieder in Rechnung gestellt. Das heißt der Netzbetrieb wurde Kontrollen unterworfen, um den Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Marktsegmenten Erzeugung, Handel und Vertrieb zu stimulieren (vgl. Bontrup und Marquardt 2010, S. 33). Dies mag zunächst kontraintuitiv erscheinen, dennoch: Die formelle Öffnung des Marktes, maßgeblich umgesetzt durch die Abschaffung von regulatorischen Institutionen, hatte die Neuordnung des Feldes den Aushandlungsprozessen der Feldakteure überlassen. Aufgrund der hervorgehobenen (Macht-)Position der großen Versorger waren diese in der Lage gewesen, informelle Regeln zu bestimmen, welche die Möglichkeiten neuer (und weniger mächtiger) Akteure in das Feld einzutreten massiv einschränkten. Erst die (Wieder-)Einführung strikter formeller Regelungen erlaubte es, die Macht der großen Unternehmen in einer Weise einzuschränken, welche neuen Playern eine Chance bot. So trat der – in einer wirtschaftsliberalen Lesart der Ereignisse undenkbare – Fall ein, dass die Re-Regulierung eines Marktes zu mehr Wettbewerb und Effizienzgewinnen auf übergeordneter Ebene führte.

Trotz weitgreifender Veränderungen gegenüber der vorherigen Fassung des Gesetzes traten die Auswirkungen der 2005er EnWG-Novelle auf das Marktgeschehen zeitversetzt ein. Zum einen musste die neu eingerichtete Regulierungsbehörde erst einmal die nötigen Daten erfassen und Erfahrungen sammeln, um wirksam steuern zu können. Zum anderen waren einige Begriffe oder Verfahren im Gesetzestext nicht klar definiert, so dass sich deren konkrete Handhabung erst in der Praxis zeigen konnte (Hirschl 2008, S. 279). Etwa ein Jahr nach ihrer Einrichtung schritt die Bundesnetzagentur erstmals ein und verlangte eine Senkung der von den Konzernen beantragten Netzentgelte (Leuschner 2006a, 2006c). Vattenfall Europe bezifferte die durch die Entgeltkürzungen verursachte Ergebnisbelastung mit

⁹⁸ Hirschl bezieht sich auf einen Infobrief des Bundesnetzagenturpräsidenten Matthias Kurth mit dem Titel *Ziele und Aufgaben der Energieregulierung*, welcher nicht vorliegt.

316 Millionen Euro (Vattenfall Europe AG 2006, 28 f.), RWE gaben 180 Millionen Euro an (RWE AG 2006a, S. 54). Vattenfall und die EnBW reichten beim Oberlandesgericht in Düsseldorf Beschwerde gegenüber der Bundesnetzagentur ein (Vattenfall Europe AG 2006, S. 19; EnBW AG 2006, S. 62).⁹⁹

Das Gesetz erforderte von den Stromkonzernen tiefgreifende Anpassungsleistungen auf der operativen Ebene, welche wiederum auf indirektem Wege Einfluss auf die Ausgestaltung des Feldes hatten. Während die Kostenregulierung – abseits der sinkenden Margen – keinen direkten Einfluss auf den Netzbetrieb hatte, waren die Auswirkungen der Entflechtungsvorgaben durchaus bedeutsam. Zunächst führte die gesellschaftsrechtliche Entflechtung zum *Verlust von Synergien* zwischen Unternehmensbereichen und verursachte *Extrakosten*. »Also so, dass ich im Prinzip den Netzbereich komplett mit allen Funktionen eigenständig ausstatten muss mit den entsprechenden doppelten Redundanzen« (EnBW Interview 1). Ein E.ON-Manager stellte aber auch auf die (*unternehmens-*)*kulturelle Bedeutung* der Umstellung von buchhalterischer zu gesellschaftsrechtlicher Entflechtung ab:

»Die Verbändevereinbarungen führte letztendlich dazu, dass Vertriebsgeschäft vom Netzgeschäft buchhalterisch getrennt war. Das waren aber die gleichen Leute, die damit umgingen. Und... [...] Und sie können ja ihren Kopf auch nicht einfach abstellen. Ich sage mal, wenn sie wissen was in dem einen und dem anderen geschieht, da können sie das zwar buchhalterisch auseinanderhalten, aber die Querverbindungen können sie ja nicht kappen. Die sind einfach da. So, und das hat man mit dem Legal-Unbundling versucht stärker in den Griff zu bekommen, indem man gesagt hat, wir machen rechtliche Einheiten, die müssen komplett voneinander getrennt sein. Keine gemeinsame IT-Systeme, keine organisatorischen Verflechtungen, außer dass sie maximal über eine gemeinsame Gesellschaft gehalten werden – das geht. Aber sie müssen dann komplett voneinander getrennt werden. Und das hat dann erst wirklich zu diesem Neudenken geführt« (E.ON Interview 4).

Ein Vattenfall-Manager bewertete die Auswirkungen der Novelle trotz der angeführten Schwierigkeiten für die Unternehmen als gesamtwirtschaftlich positiv: »prinzipiell ist das, hat das sicher dem Markt gutgetan. Um aus dieser monopolistischen Rolle raus zu kommen« (Vattenfall Interview 2).

⁹⁹ Ob auch RWE und E.ON gerichtlich gegen die Netzentgeltkürzungen vorgehen ist nicht bekannt. Die Berichterstattung der Unternehmen bezüglich gerichtlicher Verfahren ist im Einzelfall sehr unterschiedlich. Insbesondere bei zeitlich weiter zurückliegenden Fällen bestehen somit teilweise Informationslücken.

Die politischen Vorstöße zur Re-Regulierung des Marktes stellten lediglich den Anfang einer Reihe von staatlichen Eingriffen dar, welche als Antwort auf die exzessive Ausübung von Marktmacht in einem Klima sinkender gesellschaftlicher Legitimität und abnehmender Unterstützung durch politische Entscheidungsträger erfolgten (siehe auch Abschnitt 8.2.3 und 9.2.3).

8.1.2 Die Einführung des europäischen Emissionshandels

Der Emissionshandel wurde am 13. Oktober 2003 mit der Verabschiedung einer Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionshandelsrichtlinie) eingeführt und folgt dem offiziellen Ziel »auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken« (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2003a, S. 34).¹⁰⁰ Der grundlegende Mechanismus des Emissionshandelssystems bestand in einem Cap und Trade System. Demnach werden Obergrenzen für den nationalen CO₂-Ausstoß festgelegt und eine – von dieser Obergrenze abgeleitete – Anzahl an Verschmutzungszertifikaten an bedeutende Emittenten ausgegeben. Jedes Unternehmen bekommt eine nach bestimmten Kriterien festgelegte Menge an Verschmutzungsrechten zugeteilt, fehlende Zertifikate müssen zugekauft, überschüssige können verkauft werden. Durch die mengenmäßige Begrenzung der Emissionszertifikate sollte sich ein Markt für Verschmutzungsrechte etablieren, wobei ein Emissionszertifikat dem Recht zum Ausstoß einer Tonne CO₂ entspricht. Diese Maßnahme sollte nicht nur Anreize zur Verminderung der CO₂-Emissionen setzen, sondern auch den Unternehmen die Möglichkeiten offenlassen, die für sie effizientesten Methoden zur Emissions-Reduktion zu wählen (Lucht 2005, S. 16). Aufgrund des bürokratischen Aufwandes konnte der Emissionshandel unmöglich alle CO₂-Emissionen abdecken, weshalb nur besonders emissionsintensive Kraftwerks- und Industrieanlagen eingeschlossen wurden. Zu Beginn der Maßnahme waren europaweit gut 10.000 Anlagen durch den Emissionshandel erfasst, was etwa der Hälfte des gesamten europäischen CO₂-Ausstoßes

100 Eine ausführliche Darstellung der Vorgeschichte des europäischen Emissionshandels sowie des Policy-Prozesses im Vorfeld der EU-Richtlinie findet sich bei Corbach (2007, S. 39 ff.) oder Lobo (2011, S. 103 ff.).

entsprach. Im Bereich der Stromerzeugung sollten alle thermischen Erzeugungsanlagen ab 20 Megawatt installierter Leistung aufgenommen werden (Lobo 2011, S. 106).

Die Anzahl der auszugebenden Zertifikate sowie deren Verteilung an die Marktteilnehmer sollte in jeder Handelsperiode neu bestimmt werden. Die erste Handelsperiode wurde vom 1. Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2008 gesetzt. Jede folgende Periode sollte fünf Jahre umfassen. Im Vorfeld einer jeden Handelsperiode oblag es den Mitgliedsstaaten sogenannte nationale Allokationspläne (NAP) auszuarbeiten, welche Anzahl sowie Verteilungsschlüssel der Emissionszertifikate festlegen würden (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2003b, S. 35). Um einen sanften Einstieg in den Emissionshandel zu gewährleisten, wurde in §10 der Richtlinie festgelegt, dass in der ersten Handelsperiode mindestens 95 Prozent und in der zweiten mindestens 90 Prozent der Zertifikate kostenlos an die Unternehmen vergeben werden sollten (ebd., S. 36).

Aushandlungsprozesse um die nationale Umsetzung

Im Vorfeld der EU-Richtlinie hatten die Stromkonzerne die Einrichtung eines Emissionshandelssystems strikt abgelehnt. RWE etwa schrieben in einem Positionspapier:

»In vielen Ländern der EU sind ähnlich wie in Deutschland bereits Maßnahmen zur Treibhausgasemissionsminderung eingeleitet und unterschiedliche, den nationalen Bedingungen angepasste Instrumente beschlossen worden. Allen Mitgliedsländern der EU sollte diese Wahlfreiheit der Instrumente erhalten bleiben. Die deutsche Wirtschaft hat mit den freiwilligen Vereinbarungen einen erfolgreichen Weg eingeschlagen. Zusätzliche Instrumente sind hier nicht erforderlich und könnten wettbewerbsverzerrende Doppelbelastungen zur Folge haben« (RWE AG 2002b).

Als sich jedoch mit dem Fortschritt der Verhandlungen auf EU-Ebene die genauere Ausgestaltung des Instruments herauskristallisiert hatte, erkannten die Konzernstrategen die geschäftlichen Chancen, welche mit der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten verbunden waren (Lobo 2011, S. 236). Ein E.ON-Manager gab hierzu an:

»Die [Versorger; Anm. d. Verf.] haben am Anfang ja Zeter und Mordio geschrien, was die Einführung der CO₂-Zertifikate angeht. Bis dann intern an der einen oder anderen Stelle vorsichtig formuliert wurde, »schaut euch das mal genau an, das kann sehr wohl auch ein extrem interessantes Geschäftsmodell werden, weil es schlichtweg eingepreist werden wird in den Strompreis« (E.ON Interview 4).

Die Konzerne wechselten also ihre Strategie, begannen den Emissionshandel grundsätzlich zu befürworten und fokussierten ihre Lobbying-Aktivitäten auf die Ausformulierung möglichst vorteilhafter nationaler Allokationspläne. Im folgenden Policy-Prozess kristallisierten sich jedoch mehrere Streitpunkte heraus, in denen zwischen den Konzernen nicht immer Einigkeit herrschte. Diese waren: (1) Die Menge der insgesamt zu vergebenden Zertifikate, (2) die Methode, nach der bestimmt werden sollte, wie viele Zertifikate einzelnen Anlagen zugeteilt würden, sowie die Fragen inwieweit (3) Zertifikate von alten Anlagen auf Neubauten übertragbar wären, (4) vor Inkrafttreten der Maßnahme erbrachte Leistungen in die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes von Anlagen – sogenannte Early Actions – berücksichtigt werden sollten und ob und in welcher Weise (5) die perspektivische Abschaltung von Kernkraftwerken bei der Vergabe der Zertifikate berücksichtigt werden sollte.

Bezüglich der ersten beiden Punkte waren die Stromkonzerne einer Meinung, während die Positionen bezüglich der übrigen drei Punkte teilweise empfindlich auseinanderfielen. Mit Blick auf die *Menge* der insgesamt zu vergebenden Zertifikate waren sich die großen Vier wenig überraschend einig: Sie sollte möglichst hoch sein. Während das BMU und dessen Verhandlungsführer Rainer Baake den deutschen Unternehmen für die Periode 2005–2007 488 Millionen Tonnen und für die Periode 2008–2012 480 Millionen Tonnen CO₂-Ausstoß zubilligen wollte, sprach sich das BMWi unter Wolfgang Clement (und mit ihm die Stromwirtschaft) für Zuteilungen in Höhe von 520 Millionen Tonnen je Periode aus. Damit sahen sie also auch keine Emissionsreduktion zwischen den Perioden vor (Corbach 2007, S. 109, S. 112).

In den Debatten um die Allokations*methode* herrschte ebenfalls Einigkeit. Alle vier Unternehmen wollten das Anlegen einer *Benchmarking*-Methode verhindern. In diesem Verfahren würden für einzelne Anlagentypen CO₂-Zielwerte definiert (Benchmarks), anhand derer die Höhe der Zuteilung zu bestimmen wäre. Bei Einführung dieser Methode fürchteten die Unternehmen Rentabilitätsverluste bei alten Anlagen. Würde etwa der Benchmark an moderne (relativ emissionsarme) Gaskraftwerke angelehnt, wäre die Wirtschaftlichkeit emissionsintensiverer Altanlagen gefährdet. Stattdessen setzten sich die Stromkonzerne für die Wahl einer *Grandfathering*-Methode ein, welche die Menge einer Anlage zuzuteilender Zertifikate an deren historischem CO₂-Ausstoß ausrichtet und damit den Bestand schützen würde. Lobo schreibt hierzu: »Da sich dieses Prinzip an den Emissionswerten der

Vergangenheit und explizit nicht am Einsparpotential der Anlagen orientiert, ermöglicht es den Anlagenbetreibern letztlich hohe Modernisierungsgewinne über den Verkauf der dann überschüssigen Zertifikate« (Lobo 2011, S. 234). Darüber hinaus hätte eine Benchmarking-Methode letztlich Anreize in die längerfristige Substitution von (emissionsintensiveren) Kohlekraftwerken durch vergleichsweise emissionsarme Gaskraftwerke gesetzt, was insbesondere den Interessen der kohleintensiven Konzerne Vattenfall und RWE entgegengestand.

Um andere Detailregelungen entspannten sich jedoch hitzige Konflikte. Nach Corbach war die Stromwirtschaft bereits mit dem Beginn der Verhandlungen »untereinander vollkommen zerstritten« (Corbach 2007, S. 95). Lobo beschreibt den Verhandlungsprozess ebenfalls als von »massiven ökonomischen Einzelinteressen der Unternehmen dominiert« (Lobo 2011, S. 236 f.). Dies war maßgeblich auf Unterschiede zwischen den Produktionsmitteln der Unternehmen – genauer dem unterschiedlich hohen CO₂-Ausstoß ihrer Anlagen – zurückzuführen. Laut Ziesing (2005)¹⁰¹ entfiel 47 Prozent des CO₂-Ausstoßes aller am Emissionshandel beteiligten Unternehmen in Deutschland auf die großen Vier. Untereinander unterschieden sich die Unternehmen allerdings relativ stark. RWE allein war für 22 Prozent des deutschen CO₂-Ausstoßes verantwortlich, gefolgt von Vattenfall mit 16 Prozent. E.ON und EnBW kamen zusammen gerade einmal auf 9 Prozent – E.ON auf 7 Prozent, die EnBW auf 2 Prozent. Diese Unterschiede im CO₂-Ausstoß waren wiederum auf den unterschiedlich hohen Anteil verschiedener Brennstoffe an der Stromerzeugung der Unternehmen zurückzuführen. Der deutsche Kraftwerkspark von RWE und Vattenfall war verhältnismäßig Kohle-lastig, während E.ON und EnBW einen großen Anteil an (CO₂-ärmeren) Kernkraftwerken und Gaskraftwerken besaßen (siehe Tabelle 27).

101 Zitiert nach Corbach (2007, S. 15). Dieser bezieht sich auf ein Konferenzpapier von Ziesing mit dem Titel *EU Emission Trading and National Allocation Plans: The Case of Germany*, welches dem Verfasser nicht vorliegt.

Tabelle 27: Anteil verschiedener Energieträger am deutschen Erzeugungsmix der Unternehmen 2005

	E.ON	RWE	Vattenfall	EnBW
Kernenergie	33,1%	14,6%	5,1%	34,5%
Braunkohle	5,1%	25,1%	75,2%	42,2%
Steinkohle	29,1%	32,3%		
Erdgas	14,8%	16,4%		
Wasserkraft	12,1%	k.A.	19,2%	23,0%

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen. Eigene Darstellung¹⁰²

Aufgrund dessen gingen die Positionen der vier Unternehmen in den Verhandlungen in drei Punkten auseinander: So wurde eine *Übertragungsregelung* diskutiert, welche es Betreibern erlauben würde, Zertifikate einer stillgelegten Anlage auf eine CO₂-effizientere Ersatzanlage zu übertragen. Prinzipiell sprachen sich alle vier Unternehmen gegen diese Regelung aus, jedoch aus völlig unterschiedlichen Gründen und mit unterschiedlicher Bestimmtheit. Prinzipiell würde eine solche Regelung einen Anreiz setzen, Altanlagen gegen emissionsärmere Neuanlagen auszutauschen. Vattenfall und RWE widersetzten sich vehement einer solchen Lösung, da sie Anreize für eine Substitution von Kohle als Energieträger gegenüber Gas verhindern wollten. Die EnBW hingegen sprach sich gegen die Übertragungsregelung aus, da sie Wettbewerbsvorteile für RWE befürchtete und sich selbst aufgrund des verhältnismäßig großen Anteils an Kernkraftwerken benachteiligt fühlte (Corbach 2007, S. 105). E.ON, die sich zunächst in diesem Punkt zurückgehalten hatten, schlossen sich im Laufe der Verhandlungen der Position von RWE und Vattenfall an (ebd., S. 103).

Ein zweiter Streitpunkt bestand im Hinblick auf die Frage, inwieweit *Early Actions*, im Sinne von zurückliegenden Investitionen in die Modernisierung des Kraftwerksparks, bei der Zuteilung von Zertifikaten Berücksichtigung finden sollten. Dies betraf vor allem Vattenfall. Der ehemals ostdeutsche Kraftwerkspark – welchen Vattenfall mit der Übernahme der VEAG

¹⁰² Im Falle von RWE und EnBW konzernweite Zahlen. Der größte Teil der EnBW Kraftwerke steht jedoch in Deutschland. Da Sammelkategorien wie »sonstige« in der Tabelle ausgespart wurden, ergeben die Summen der prozentualen Anteile nicht 100.

erworben hatte – war in den 1990er Jahren umfangreichen Modernisierungsmaßnahmen unterzogen worden (Leuschner 2003).¹⁰³ Aufgrund dessen hätte das durchschnittliche Vattenfall-Kohlekraftwerk nach dem Prinzip des Grandfathering eine geringere Zuteilung erhalten, als ein Kraftwerk gleichen Typs der anderen Unternehmen. Außerdem wären keine Modernisierungsgewinne zu realisieren gewesen (vgl. Lobo 2011, S. 290). Um den eigenen Vorstellungen Nachdruck zu verleihen, drohte Vattenfall im Januar 2004 gegenüber der Bundesregierung rechtliche Schritte an: »Wenn unsere Vorleistungen im deutschen Nationalen Allokationsplan nicht angemessen und ausreichend Berücksichtigung finden, werden wir alle Möglichkeiten nutzen, die die deutsche Verfassung bietet, unseren gerechten Anspruch durchzusetzen« (Handelsblatt 2004a).

Dazu forderten die beiden kernenergie-lastigen Unternehmen E.ON und EnBW Sonderzuteilungen als *Ausgleich für den Atomausstieg* (Corbach 2007, S. 102). Die EnBW befürchtete nach eigenen Angaben »dramatische Benachteiligung im Vergleich zu Wettbewerbern« (EnBW AG 2004a). Dies begründete das Unternehmen damit, dass in den ersten beiden Handelsperioden Ersatzkapazitäten für 1.862 Megawatt stillzulegender Kernkraftkapazität geschaffen werden müssten. Da diese Neubauanlagen eine Zertifikatenausstattung gemäß dem CO₂-Ausstoß der ersetzten Kernkraftwerke erhalten würden, also vergleichsweise wenige Zertifikate, entstünden für die EnBW Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Unternehmen (EnBW AG 2004a).

Alle vier Unternehmen versuchten also jeweils die eigene Position gegenüber den anderen vorteilhaft herauszustellen. Dabei bildeten sich zwei Parteien: Die CO₂-lastigen Unternehmen RWE und Vattenfall auf der einen und die im Verhältnis stärker auf Gas- und Kernenergie fokussierten Unternehmen E.ON und EnBW auf der anderen Seite. Dabei hätten die beiden Letztgenannten durchaus »schäbigen« Wettbewerb zu Lasten von RWE und Vattenfall betrieben (Lobo 2011, S. 237, unter Bezug auf die Aussage eines anonymen Vattenfall-Mitarbeiters). Dennoch kam die CO₂-intensive Fraktion letztlich durchaus glimpflich davon. Dies ist auf zwei Ursachen zurückzuführen: Zum einen erfolgte die Ausgestaltung des Emissionshandels wie schon zuvor die Verhandlungen des Atomkonsenses (siehe Abschnitt 7.3)

103 Unter Bezugnahme auf einen Artikel der Financial Times Deutschland vom 16. September 2003, welcher dem Autor nicht vorliegt, beziffert Leuschner die Höhe der Investitionen der VEAG in Neubau und Sanierung von Kraftwerken in den 1990er Jahren mit rund neun Milliarden D-Mark.

der Doktrin einer Lösung »im Einvernehmen mit der Wirtschaft« (Lobo 2011, S. 233). Die Umsetzung eines effektiven Instruments zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes – etwa durch die Wahl einer Benchmarking-Methode – war damit praktisch ausgeschlossen. Zum Anderen besaßen die Unternehmen immer noch intensive Verbindungen zu Entscheidungsträgern im Wirtschaftsministerium (Clement sowie Adamowitsch) und zu Bundeskanzler Schröder, allesamt Politiker, welche sich bereits in Vergangenheit für die Interessen der Kohle-Lobby (insbesondere am Standort Nordrhein-Westfalen) eingesetzt hatten (ebd., S. 236).

Im Ergebnis wurden dem Sektor Energie und Industrie für die erste Emissionshandelsperiode 503 Millionen Tonnen CO₂ zugebilligt – für die zweite Periode waren zunächst 495 Millionen Zertifikate vorgesehen (Lobo 2011, S. 233). Die Gesamtausstattung lag also näher am Vorschlag des Umweltministeriums als an dem von Wirtschaftsministerium und Konzernen. Das Einsparziel zwischen den Handelsperioden war jedoch vergleichsweise unambitioniert.¹⁰⁴ Die Zuteilung erfolgte gemäß §10 der Zuteilungsverordnung (Deutscher Bundestag 2004b) auf Basis historischer Emissionen, also gemäß dem von der Industrie geforderten Grandfathering Prinzip. Als Basisperiode für die Berechnung wurde die Jahre 2000 bis 2002 festgelegt (Lobo 2011, S. 234). Dabei wurden die Zertifikate in der ersten Periode vollständig kostenlos zugeteilt. Die insbesondere von RWE und Vattenfall stark kritisierte Übertragungsregelung wurde im finalen Gesetz auf vier Jahre befristet und damit abgeschwächt (Corbach 2007, S. 113). Dazu waren für die Betreiber stillgelegter Kernkraftwerke für die erste Handelsperiode 1,5 Millionen CO₂-Zertifikate vorgesehen (ebd., S. 113).¹⁰⁵ Ebenso konnten Early Actions, die ab 1994 in die Modernisierung von Stromerzeugungsanlagen

104 Dies ließ sich jedoch gegenüber der EU-Kommission nicht aufrechterhalten. In der finalen Fassung des NAP II wurde schließlich die Gesamtmenge auf 456 Millionen Tonnen abgesenkt (vgl. Lobo 2011, S. 234).

105 Nach Mez (2001) – siehe Tabelle 26 in Abschnitt 7.3 – hatten alle vier Unternehmen innerhalb der ersten beiden Emissionshandelsperioden Kernkraftwerke stillzulegen. Dass sich RWE in den Verhandlungen nicht für die Extra-Ausstattung von Kernkraftwerken mit Emissionszertifikaten einsetzten, ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass das Unternehmen bereits damals plante, die Regelung zur Übertragung von Reststrommengen, welche das Atomgesetz einräumte, zu nutzen, um die Abschaltung der beiden Blöcke Biblis A und B hinauszuzögern. Mez (2001) zufolge wäre deren Abschaltung gemäß zugeteilter Reststrommengen 2007 beziehungsweise 2009 angefallen. Tatsächlich wurden beide Reaktorblöcke erst im Zuge des Atomausstiegsbeschlusses von 2011 endgültig stillgelegt.

getätigt wurden, geltend gemacht werden (ebd., S. 116). Damit hatten prinzipiell die Interessen aller vier Unternehmen im Gesetz Berücksichtigung gefunden.

Lediglich die EnBW zeigte sich unzufrieden mit der finalen Gesetzesfassung und reichte beim Europäischen Gerichtshof Klage gegen das deutsche Zuteilungsgesetz ein. Dabei folgte sie der Argumentationslinie, die Übertragungsregelungen würden eine rechtswidrige Beihilfe darstellen (EnBW AG 2004d, S. 49). In einem im Vorfeld der Klage an Minister und Abgeordnete übermittelten Schreiben hatte die EnBW angegeben: »Der vom Bundeskabinett beschlossene Allokationsplan für Deutschland führt zu massiven Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Energieversorgungsunternehmen zu Lasten der EnBW AG« (Handelsblatt 2004b). Die Klage wurde vom Gerichtshof mit Beschluss vom 30. April 2007 zurückgewiesen (Europäischer Gerichtshof 2007).

Diskussion: Auswirkungen des Emissionshandels – Extraprofite statt Lenkungswirkung

Mit Blick auf das Ziel des Emissionshandels, Anreize zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes zu setzen, war das Instrument in grundlegender Weise fehlgestaltet. Zunächst konnte der Emissionshandel gar keine Lenkungswirkung entfalten, da eine zu große Menge an Zertifikaten verteilt wurde, das heißt zu keinem Moment die angestrebte Knappheit bestand, um welche sich ein funktionierender Markt hätte bilden können (vgl. Corbach 2007, S. 144). In Deutschland überstieg die Menge der zugeteilten Emissionszertifikate die tatsächlich erfolgten Treibhausgasemissionen im Jahr 2005 um 21,3 Tonnen, was einer Überzuteilung von 4,3 Prozent entspricht. Dies traf auch auf das Folgejahr zu (Umweltbundesamt und Deutsche Emissionshandelsstelle 2006, S. 4). Kempfert und Diekmann führen hierzu aus:

»Dieser Überschuss deutet auf eine zu hohe Gesamtzuteilungsmenge hin, die zum einen durch politische Kompromisse sowie den Lobby-Einfluss bei der Zielfestlegung und zum anderen durch eine unsichere Datenbasis im NAP I (sowohl über die tatsächlichen Emissionen als auch über Stilllegungen und neue Kapazitäten bis zu Beginn der Handelsperiode) verursacht wurden« (Kempfert und Diekmann 2006, S. 668; vgl. Hirschl 2008, S. 465 f.).

Der Emissionshandel setzte also keine Anreize in die Vermeidung von CO₂-Emissionen. Stattdessen sorgte er für erhebliche Zusatzgewinne bei den

Stromkonzernen, da diese den theoretischen Marktpreis der kostenlos zuge teilten Zertifikate auf den Strompreis aufschlugen (Lobo 2011, S. 237). »So nach dem Motto es ist egal, ob ich eine Rolex geschenkt bekomme oder ob ich sie gekauft habe, sie hat den gleichen Wert. [...] das nennt man Opportunitätskosten« (RWE Interview 4).¹⁰⁶ Leprich beziffert die hieraus für die Betreiber von Braunkohle und Kernkraftwerken entstandenen Windfall-Profits mit 8,2 Milliarden Euro alleine in den Jahren 2005 und 2006 (Leprich 2005, S. 4). Laut Cludius und Hermann belief sich der monetäre Wert der Emissionszertifikate, welche den großen Vier in der ersten Handelsperiode kostenlos zugeteilt worden waren, auf 9,7 Milliarden Euro. Hiervon entfielen 4,5 Milliarden auf RWE, 2,9 Milliarden auf Vattenfall, 1,7 Milliarden auf E.ON sowie 675 Millionen Euro auf die EnBW (Cludius et al. 2014, S. 18). Vor diesem Hintergrund führte ein EnBW-Manager im Interview an, das »Geschäftsmodell Großstromerzeugung« habe »durch dieses neue Emissionshandel-System und die kostenlose Zuteilung der Emissionshandels-Zertifikate« einen »massiven Push« bekommen (EnBW Interview 3), während ein RWE-Manager mit Bezug auf den Emissionshandel vom Beginn der »goldenen Zeit« sprach (RWE Interview 4).

Aufgrund der Einpreisung der Emissionszertifikate gerieten die Konzerne jedoch in massive öffentliche Kritik. Zum einen, weil die der Praxis zugrunde liegende Logik der Opportunitätskostenrechnung als unlauter empfunden wurde (Die Tageszeitung 2006) und zum anderen, weil die seither erneut gestiegenen Strompreise damit in Verbindung gebracht wurden (Handelsblatt 2006d). Dies hatte auch vermehrte Kritik von Industrieunternehmen, welche über die höheren Belastungen klagten, zur Folge (Manager Magazin 2005). Aufgrund dessen leitete das Bundeskartellamt Mitte 2005 ein Missbrauchsverfahren gegen RWE ein, welches im September 2007 durch eine Verpflichtungszusage der RWE zur Versteigerung von gut 46 Terawattstunden an Strom aus Braun- und Steinkohlekraftwerken an Industriekunden im Kompromiss beendet wurde – eine Lösung, welche von den Beschwerdeführern mehrheitlich als unzureichend empfunden wurde (Leuschner 2007d).

106 Ein EnBW-Manager führte hierzu im Interview aus: »Also, es ist auch ein Stück weit Politikversagen. Ich meine, ein CO₂-Handels-Modell aufzusetzen, was am Anfang für hohe Gewinne sorgt, weil man das Thema Opportunitätskosten nicht verstanden hat«. Als weiteren Politikfehler benannte er das Unterlassen einer Verknappung der Zertifikate zu dem Zeitpunkt, als die Überausstattung offenkundig geworden war (EnBW Interview 4).

Dem ökonomischen Gewinn der Unternehmen stand damit ein herber Verlust an öffentlichem Ansehen und politischem Kapital gegenüber, weshalb sich die großen Vier in den späteren Handelsperioden in einer deutlich schlechteren Verhandlungsposition befanden. Lobo führt hierzu aus: »Ein auf kurzfristige Gewinnmaximierung ausgelegtes unternehmerisches Handeln richtete sich seitens der vier großen EltVU also gegen den mittel- bis langfristigen politisch-strategischen Ansatz, sich über ein moderateres Einpreisungsverhalten weiterhin der Unterstützung der nationalen politischen Ebene, insbesondere gegenüber den Steuerungseingriffen der Europäischen Kommission, zu versichern« (Lobo 2011, S. 238 f.).

8.2 Verdacht der Marktmanipulation und Kartellverfahren

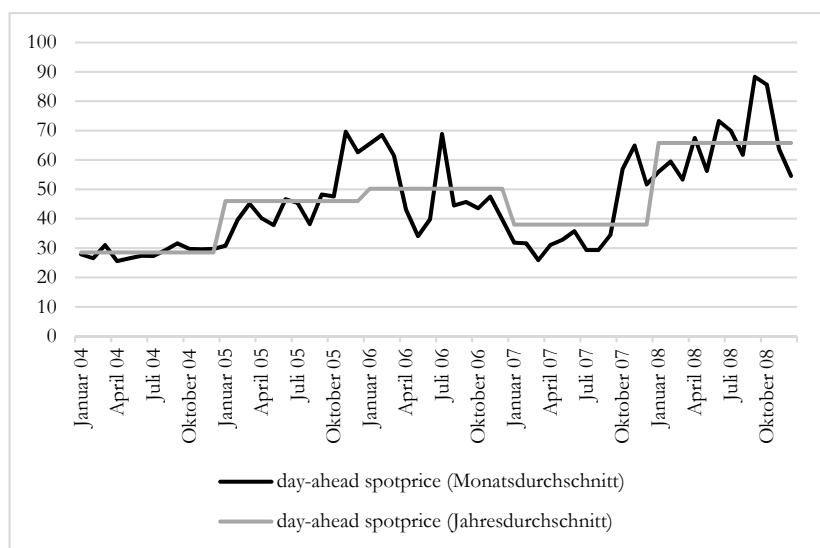
Infolge stetig steigender Strompreise kam es in dieser Phase zu hitzigen Debatten über eine mögliche Ausnutzung von Marktmacht durch die Stromkonzerne sowie über Maßnahmen zur Eindämmung dieser Marktmacht. Im Zentrum stand der Verdacht, die Stromkonzerne hätten die Preise an der Leipziger Strombörse EEX manipuliert, um Extraprofite zu erwirtschaften. Im Folgenden sollen zunächst die grundlegenden Funktionsmechanismen der Strombörse beschrieben werden, um die *Implikationen*, welche die Preissteigerungen für das Feld hatten, zu verdeutlichen. In einem zweiten Schritt wird das Zustandekommen der Preissteigerungen diskutiert. Dabei geht es im Kern um die Frage nach einer möglichen *Marktmanipulation* durch die Stromkonzerne und die auf diesen Verdacht zurückgehenden behördlichen Untersuchungen und kartellrechtlichen Verfahren. Drittens werden schließlich die auf diese Entwicklungen zurückzuführenden politischen Debatten dargestellt sowie die *regulatorischen Veränderungen*, welche daraus resultierten.

8.2.1 Steigende Strompreise und Implikationen für den Stromsektor

Die Strompreise für Privatverbraucher stiegen – wie schon seit 2000 – auch im Verlauf von Phase 2 konstant an. Ein drei-Personen-Haushalt zahlte 2004 noch durchschnittlich 17,96 Cent pro Kilowattstunde Strom, im Jahr 2008 waren es 21,65 Cent. Selbiges gilt für die Industriestrompreise, welche bis auf einen kleinen Knick 2007 ebenfalls konstant anstiegen. Mittelspannungsseitig versorgte Industriebetriebe mit einem Jahresverbrauch von 160

bis 20.000 Megawattstunden zahlten 2004 durchschnittlich 7,69 Cent pro Kilowattstunde (ohne Stromsteuer), 2008 waren es 12,02 Cent (BDEW e.V. 2014, S. 6, S. 15). Dazu war im Jahr 2005 – nach Verabschiedung der EnWG-Novelle und Start des Handels mit Emissionszertifikaten – ein sprunghafter Anstieg der Börsenstrompreise zu beobachten. Während der Day-Ahead-Spotmarktpreis im Jahr 2004 noch bei durchschnittlich 29 Euro pro Megawattstunde lag, waren es 2005 bereits 46 Euro. Noch eindrucksvoller ist der Preisanstieg mit Blick auf den Monatsdurchschnitt (siehe Abbildung 21). Im Jahr 2004 erreichte der Strompreis im September seinen Höhepunkt – 32 Euro pro Megawattstunde. Im November des darauffolgenden Jahres – dem teuersten Monat im Jahr 2005 – belief er sich auf 70 Euro, war also mehr als doppelt so hoch.

Abbildung 21: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2004–2008



In Euro/MWh. DE European power exchange. Daten: Energinet.dk

Im Folgenden soll geklärt werden, welche Implikationen dieser Preisanstieg für den Markt hatte. Hierzu werden zunächst die grundlegenden Funktionsmechanismen der Strombörse erklärt. Die deutsche Strombörse European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der Frankfurter European Energy Exchange und der Leipziger Power Exchange, welche wiederum 2000 gegründet worden waren. Die

Börse als Marktplatz für Strom ist damit eine relativ junge Einrichtung, welche im Zuge der Marktliberalisierung entstanden war. An der Strombörse gibt es zwei Handelsgruppen: Am *Terminmarkt* werden langfristige Geschäfte abgeschlossen – zwischen Vertragsabschluss und Vertragserfüllung liegen mindestens eine Woche. Unternehmen dient dieser Markt vor allem zur Absicherung von Preisrisiken (Giacovelli 2014, S. 147). Am *Spotmarkt* wiederum werden kurzfristige Geschäfte getätigt. Im Intraday-Handel werden Strommengen für denselben, am Day-Ahead-Spotmarkt für den nächsten Tag gehandelt. Der Preis am Day-Ahead-Spotmarkt gilt dabei als *Referenzpreis* sowohl für die anderen börslichen Marktplätze, wie auch für den außerbörslichen Handel (Over-the-Counter) und ist daher von herausragender Bedeutung (ebd., S. 208).¹⁰⁷ Diese Bedeutung wird darüber hinaus noch dadurch gesteigert, dass es sich um einen *markträumenden Preis* handelt. Der Strompreis wird durch das letzte Gebot bestimmt, das zu einem gegebenen Zeitpunkt noch den Zuschlag erhält. Das bedeutet, das teuerste Kraftwerk, welches noch benötigt wird die Nachfrage zu bedienen – das sogenannte *Grenzkraftwerk* –, bestimmt den Preis für alle zuvor gelagerten Kraftwerke. Welches Kraftwerk dies ist, bestimmt sich wiederum durch die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke – die *Merit-Order*. Diese ordnet die Kraftwerke entlang ihrer Grenzkosten. Die niedrigsten Grenzkosten weisen Kernkraftwerke auf, gefolgt von Braunkohlekraftwerken und Steinkohlekraftwerken. Am teuersten sind Gas- sowie Ölkraftwerke.¹⁰⁸ Umso höher die Grenzkosten des jeweiligen Grenzkraftwerkes zu einem gegebenen Zeitpunkt, desto höher sind also die Margen aller anderen Kraftwerke. Und zwar nicht nur der Kraftwerke, deren Strom an der Börse gehandelt wird, sondern – aufgrund der Referenzpreisfunktion – auch von außerbörslich verkauftem Strom. Alle Stromproduzenten profitieren also von einem teuren Grenzkraftwerk.

107 Giacovelli stellt in seiner Dissertation *Über Form und latente Funktionen des börslichen Stromhandels aus marktsoziologischer Sicht* nicht nur die ökonomische Begründbarkeit der Referenzpreisfunktion der Strombörse in Frage, sondern arbeitet auch den Ursprung dieser Funktion heraus, welchen er in dem Macht- und Profitgewinn für Börse sowie Landes- und Bundespolitik sieht (Giacovelli 2014, S. 211 f., S. 225).

108 Nach dem EEG vergüteter Strom wurde bis einschließlich 2009 nicht an der Börse gehandelt (Gawel et al. 2015, S. 16603). Dies änderte sich mit der Einführung der Ausgleichsmechanismusverordnung zum 1. Januar 2010 (Siehe Abschnitt 9.1.)

8.2.2 Ursachen des Strompreisanstiegs und Kartelluntersuchungen

Die ab 2005 sprunghaft ansteigenden Großhandelspreise lassen sich auf ein Zusammenspiel von drei möglichen Ursachen zurückführen: Zunächst erhöhten *steigende Brennstoffkosten* die variablen Kosten von Grenzkraftwerken. Die Kraftwerke, welche an der Börse am häufigsten als Preissetzer auftreten, sind Steinkohle- sowie Gaskraftwerke. Die Einkaufspreise, welche die Betreiber für die Brennstoffe aufzubringen haben, gehen wiederum direkt in die Grenzkosten der Anlagen ein. Damit stellen die Brennstoffkosten eine Variable dar, welche direkte Auswirkungen auf den Strompreis hat. Die Preise sowohl für Steinkohle wie auch Erdgas verzeichneten zwischen 2004 und 2008 einen – wenn auch nicht immer linearen – Anstieg (Statistik der Kohlewirtschaft e.V. 2017). Abbildung 23 in Abschnitt 9.1 zeigt die längerfristigen Entwicklungen auf.

Dazu erhöhten *eingepreiste Emissionszertifikate* den Strompreis. Wie oben ausführlicher behandelt, schlugen die Stromkonzerne die ihnen kostenlos zugewiesenen Emissionszertifikate nach der Logik einer Opportunitätskostenrechnung auf die Produktionskosten CO₂-emittierender Kraftwerke auf. Da dies die Grenzkosten der Kraftwerke erhöhte und wie eben angeführt der Börsenpreis meist von Steinkohle- und Gaskraftwerken gesetzt wird, hatte dies ebenfalls Einfluss auf die Strompreise.

Der dritte Grund liegt in der möglichen und wahrscheinlichen *Manipulation der Börsenstrompreise*. Dem soll im Folgenden ausführlicher nachgegangen werden. Infolge der rasant steigenden Preise ab 2005 wurde in der öffentlichen Diskussion vermehrt der Verdacht einer Preismanipulation durch die Stromkonzerne geäußert (siehe etwa Frankfurter Allgemeine Zeitung 2005). Insbesondere gegenüber E.ON wurden Vorwürfe laut, das Unternehmen würde durch die gezielte Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten mit niedrigen Grenzkosten die Preise an der Börse nach oben treiben. Konkret ginge es dabei um die Taktik, zeitweise Leistung von Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten aus dem Markt zu nehmen (also billige Anlagen unter ihrer idealen Auslastung zu fahren), um somit – der Preis würde dann von einem teureren Kraftwerk gesetzt – den Strompreis zu erhöhen. Da nur ein vergleichsweise geringer Anteil des in Deutschland verbrauchten Stroms an der EEX gehandelt wird – etwa 15 Prozent des Gesamtvolumens – hätten nur vergleichsweise geringe strategische Eingriffe der Stromkonzerne vergleichsweise großen Einfluss auf die Preisbildung an der Börse (Becker 2011, S. 157; Giacovelli 2014, S. 212 f.).

Dieser Vermutung – sowie dem Verdacht der Ausnutzung von Marktmacht seitens der großen Vier im Allgemeinen – wurde im Rahmen verschiedener Studien nachgegangen. Eine im Auftrag der EU-Wettbewerbskommission durchgeführte Studie der London Economics mit dem Titel *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005* (London Economics 2007a, 2007b, 2007c, 2007d) berechnete anhand einer speziellen, auch von Stromerzeugern genutzten Software die technisch optimale Kapazitätsbereitstellung in Deutschland und glich diese mit der der faktisch erfolgten ab. Hieraus ergab sich, dass insbesondere Kraftwerke mit vergleichsweise niedrigen variablen Kosten, wie Kohle-¹⁰⁹ und Kernkraftwerke, signifikant häufiger unter ihrer optimalen Auslastung gearbeitet hatten als kostenintensivere Kraftwerke. Dies legt eine Marktmanipulation gemäß der oben dargestellten Methode nahe (London Economics 2007b, S. 389 ff.). Die Monopolkommission wies in ihrem 49. Sondergutachten mit dem Titel *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung* (Deutscher Bundestag 2007b) ebenfalls auf eine »vermachtete Marktstruktur« auf dem deutschen Strommarkt hin. Bezüglich der London Economics Studie stellte die Monopolkommission zwar methodische Mängel fest, welche zu einer tendenziellen Überschätzung der Marktmacht führen würden, bestätigte aber die generellen Ergebnisse (Deutscher Bundestag 2007b, S. 65).¹¹⁰ Diese Ergebnisse wurden auch von weiteren Studien der damaligen Zeit unterstützt (vgl. Hirschhausen et al. 2007; Müsgens 2006; Schwarz und Lang 2005a).¹¹¹ Um den Vorwürfen entgegenzutreten, beauftragten die Stromkonzerne und ihre Verbände Gegengutachten. Eine Studie

109 Die Studie unterscheidet nicht zwischen Steinkohle und Braunkohlekraftwerken. Nachdem gemäß der Studie Kernkraftwerke – welche die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten darstellen – am häufigsten unter ihrer optimalen Auslastung gefahren wurden, fällt diese Ungenauigkeit nicht ins Gewicht.

110 Darüber hinaus wies die Monopolkommission auf den interessanten Sachverhalt hin, dass RWE und E.ON als wichtige Aktionäre der EEX zentrale Positionen im Aufsichtsrat der Strombörse besetzten. Der Posten des Aufsichtsratsvorsitzenden der Strombörse wurde von einem Vorstandsmitglied der RWE Energy eingenommen, während der Geschäftsführer des Bereichs Handel & Portfoliomanagement der E.ON Sales & Trading den Posten des stellvertretenden Aufsichtsratsvorsitzenden der EEX innehatte (Deutscher Bundestag 2007b, S. 60).

111 Becker verweist darüber hinaus auf geheime Handelsdaten der EEX, welche ein Whistleblower am 18. Februar 2007 einer Reihe an unabhängigen Energieexperten und Strompreisanalysten zugespielt hatte. In den beigelegten erklärenden Folien resümiert der unbekannte Autor: »Vor diesem Hintergrund liegt die Vermutung nahe, dass große deutsche Stromerzeuger die Anonymität des Börsenhandels nutzen, um durch Netto-Stromeinkäufe den EEX-Referenzpreis zu steigern« (Becker 2011, S. 344). RWE meldete sich am

des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (Swider et al. 2007), welche im Auftrag des Verbands der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger (VRE) verfasst wurde und Stellung gegenüber den Vorwürfen von Hirschhausen, Schwarz und Lang sowie Müsgens bezog, bilanzierte: »Die getroffenen Aussagen, dass Marktmacht ausgeübt worden sei, sind vor dem Hintergrund der Defizite in der theoretischen Fundierung sowie gerade angesichts methodischer Vereinfachungen und empirischen datenseitigen Unzulänglichkeiten wissenschaftlich nicht belastbar« (Swider et al. 2007, i). Dazu gab RWE eine Studie in Auftrag, welche die Güte der Ergebnisse der London Economics Studie in Frage stellt (Ockenfels 2007a). Hier heißt es:

»Die von London Economics vorgelegte Evidenz ist [...] methodisch und empirisch fehlerbehaftet. Die Interpretationen und Schlussfolgerungen leiden zudem an einer mangelnden ökonomischen Fundierung sowie an einer unzureichenden Berücksichtigung der Strommarktdynamik. Insgesamt betrachtet kann die Studie dem Anspruch nicht gerecht werden, eine robuste Entscheidungsgrundlage für wettbewerbspolitische oder regulatorische Maßnahmen zu liefern« (Ockenfels 2007a, S. 2).

Gleichzeitig ordnete die EU-Wettbewerbskommission aufgrund des Verdachts der Marktmanipulation, nicht nur auf den Strom-, sondern auch auf den Gasmärkten, im Laufe des Jahres 2006 Durchsuchungen der Geschäftsräume mehrerer Unternehmen an. Am 16. Mai erfolgten Untersuchungen bei 12 Gasanbietern in fünf europäischen Ländern – in Deutschland waren E.ON und RWE betroffen (Spiegel Online 2006a). Knappe zwei Wochen später, am 29. Mai, durchsuchten Vertreter von Wettbewerbskommission sowie Kartellamt erneut E.ON-Büros (Becker 2011, S. 181). Im Dezember desselben Jahres schließlich fanden erneute Razzien statt, diesmal bei allen vier großen deutschen Versorgern (Der Tagesspiegel 2006; Spiegel Online 2006b). Insbesondere die Untersuchung der E.ON-Büros Ende Mai brachte Indizien für weitgehende Marktabsprachen und -manipulation zutage, welche später in Auszügen veröffentlicht wurden.¹¹² Im Zuge der Verhandlungen um die geplante Übernahme der Stadtwerke Eschwege durch E.ON

22. März in Form einer Pressemitteilung zu Worte, dementierte die Anschuldigungen und fügte eine Erklärung für das Einkaufsverhalten der RWE Trading im fraglichen Zeitraum an (RWE AG 2007a).

112 Ausführlichere Informationen zur Razzia am 29. Mai 2006 findet sich in Becker (2011, S. 181 f.). Da die EU-Kommissare nicht alle sichergestellten Dokumente am selben Tag sichten konnten, brachten sie diese in einem Raum unter, dessen Türe anschließend mit einem Siegel versehen wurde. Dieses Siegel wurde offenbar in der Nacht gebrochen. Da

(siehe Abschnitt 7.1.2) verfasste das Bundeskartellamt gegenüber dem oberen Landesgericht Düsseldorf einen Schriftsatz, dessen Basis eine Aufarbeitung der bei den Razzien sichergestellten Informationen bildete (Der Spiegel 2007). In diesem Dokument subsummiert das Kartellamt:

»Es kann durch die Asservate nachgewiesen werden, dass sich E.ON und RWE gegenseitig regelmäßig über wirtschaftliche Unternehmenskennziffern und -strategien informieren, um dem jeweils anderen Duopolpartner eine gleichgerichtete oder daran angepasste strategische Ausrichtung zu ermöglichen. [...] Hierzu gehört auch die gegenseitige Gebiets- und Interessenarrondierung im In- und Ausland durch Austausch von Beteiligungen. Binnenwettbewerb zwischen E.ON und RWE liegt somit nicht vor« (Bundeskartellamt 2006, zitiert nach Becker 2011, S. 339).

Darüber hinaus stellte das Kartellamt heraus, dass regelmäßige Treffen auf Vorstandsebene auch unter Beteiligung von EnBW und Vattenfall sowie Versorgern anderer europäischer Länder stattfanden. Diese Treffen dienten nicht nur der wechselseitigen Anpassung von Geschäftsstrategien, sondern auch der Abgleichung von Positionen in politischen Streitfragen. Dazu beinhaltet der Schriftsatz eindeutige Indizien über die zeitübergreifende, zielgerichtete Einflussnahme von E.ON auf die Großhandelspreise (Bundeskartellamt 2006, zitiert nach Becker 2011, S. 339). Ein Vattenfall-Manager bestätigte dies im Interview:

»Tatsache ist, dass es bei E.ON ein Büro gab, in dem sie nichts anderes gemacht haben, als für den nächsten Tag die Preiserwartung auszurechnen, zu gucken, welche Mid-Merit-Maschinen sie hier rausnehmen, damit einen nächsthöheren [unverständliches Wort; Anm. d. Verf.] im Preis erzielen und damit für den E.ON-Konzern diesen Teil natürlich satt erhöhen zu können« (Vattenfall Interview 1).

E.ON dagegen dementierte die Vorwürfe. Zu dem Schriftsatz des Bundeskartellamtes schrieb das Unternehmen, er enthalte »eine völlig selektive Ansammlung und Verwertung von Informationen, die der EU-Kommission schon seit Mai 2006 vorliegen. Neben einseitigen Interpretationen finden sich im Schriftsatz viele unbewiesene Behauptungen und keinesfalls juristisch verbindliche Feststellungen und Tatsachen« (E.ON AG 2007d). Diese Rechtfertigungsversuche beeindruckten die Wettbewerbsbehörden allerdings ebenso wenig wie die von den Stromkonzernen in Auftrag gegebenen

die Kommissare jedoch die im Raum deponierten Unterlagen noch nicht in einer Liste erfasst hatten, konnte nicht eindeutig nachgewiesen werden, ob über Nacht belastende Unterlagen entwendet worden waren. Gegen E.ON wurde eine Strafe von 38 Millionen Euro wegen Siegelbruchs verhängt (Europäische Kommission 2008c).

Gegengutachten. Auf Basis der Unterlagen, welche im Zuge der Razzien 2006 sichergestellt worden waren, verhängte die EU-Kommission im Juli 2009 gegenüber E.ON und GDF Suez¹¹³ ein Bußgeld von jeweils 553 Millionen Euro wegen Absprachen auf dem Gasmarkt (Europäische Kommission 2009b). Das Verfahren zur möglichen Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung auf dem deutschen Strommarkt wurde noch im Jahr 2008 im Kompromiss beendet. E.ON verpflichtete sich zur Abgabe ihres Übertragungsnetzes sowie von Erzeugungskapazitäten im Umfang von rund 5.000 Megawatt. Im Gegenzug stellte die EU-Kommission ihr Verfahren ein (Europäische Kommission 2008b). In einem vergleichbaren Kompromiss erklärte sich RWE zur Veräußerung ihres deutschen Gasnetzes bereit (Europäische Kommission 2008a). Diese Fälle werden in Abschnitt 9.2.3 ausführlicher behandelt. Mögliche Vergehen von Vattenfall und EnBW blieben ungeahndet.

8.2.3 Politische Maßnahmen zur Einschränkung von Marktmacht

Während die kartellbehördlichen Untersuchungen dem Verdacht der Marktmanipulation durch die großen Vier nachgingen, fanden parallel politische Debatten über Maßnahmen zur Förderung des Wettbewerbes auf dem deutschen Strommarkt statt. Insbesondere wurde auf Initiative von Wirtschaftsminister Glos eine mögliche Verschärfung des Kartellrechts diskutiert, ein Vorhaben welches bei den Stromkonzernen auf scharfe Kritik stieß. Gegen einen ersten Gesetzesentwurf, welchen das Bundeswirtschaftsministerium am 8. November 2006 vorgelegt hatte, führten sie ins Feld, das Gesetz wäre entgegen der zugrunde liegenden Intention wettbewerbshemmend, da es Investitionen in den Ausbau von neuen Erzeugungskapazitäten verhindere, neue Marktakteure benachteilige und stattdessen planwirtschaftliche Akzente setzen würde (RWE AG 2006c). Um den Vorwürfen der Marktmanipulation entgegenzutreten und die öffentliche Stimmung zu ihren Gunsten zu beeinflussen, startete die EEX gemeinsam mit den Stromkonzernen im April 2006 eine »Transparenzoffensive«, in deren Rahmen die Unternehmen Daten zu installierter und verfügbarer Kraftwerksleistung sowie tatsächlich erzeugten Strommengen offenlegten. Diese Initiative wurde in den darauffolgenden Monaten sowohl in Bezug auf die angebotenen Daten wie auch

113 Es ging um Absprachen zwischen E.ON Ruhrgas und Gaz de France (GDF). Gaz de France war 2008 mit dem Mischkonzern Suez zu GDF Suez fusioniert.

hinsichtlich des Teilnehmerkreises ausgeweitet (Leuschner 2006b; European Energy Exchange 2007). Dazu setzten die Konzerne auf weitere vertrauensbildende Maßnahmen wie längerfristige Preisgarantien (Leuschner 2007b). Obgleich den Konzernen im Politikformulierungsprozess einige Teilerfolge beschieden waren (Leuschner 2007g), wurde mit dem Gesetz zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels (Deutscher Bundestag 2007a), welches schließlich am 22. Dezember 2007 in Kraft trat und Änderungen sowohl des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) sowie des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) enthielt, eine Neuerung eingeführt, welche die Interventionsmöglichkeiten des Kartellamtes gegenüber den Stromkonzernen ausweitete. Und zwar durch die Umkehrung der Beweislast im Falle eines Missbrauchsvorwurfes. Vormalig lag diese beim Kartellamt, nun war es Aufgabe der Energieversorger, die Angemessenheit ihrer Preise zu begründen. Missbrauch läge demnach bereits vor, wenn ein Anbieter »Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, die ungünstiger sind als diejenigen anderer Versorgungsunternehmen oder von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten, es sei denn, das Versorgungsunternehmen weist nach, dass die Abweichung sachlich gerechtfertigt ist« (§29 GWB). Der Handlungsspielraum der Unternehmen wurde also enger.

Gleichzeitig stieg der Druck von Seiten der EU-Kommission, welche 2007 die Arbeit an einer dritten Binnenmarkttrichtlinie aufnahm. Insbesondere verdichteten sich Forderungen nach der eigentumsrechtlichen Entflechtung (Ownership Unbundling) der Übertragungsnetze (vgl. Bontrup und Marquardt 2010, S. 53). Zur letztlich Ausgestaltung der Binnenmarkttrichtlinie sowie deren Folgen siehe Abschnitt 9.2.3.

8.3 Konzentrierte Märkte, Wachstumsgrenzen und Alternativstrategien

Die Möglichkeiten zu weiterem Wachstum entlang der in Phase 1 ausgerufenen Strategien – vor allem die Übernahme anderer Versorger – hatten sich um 2005 stark verringert. Im Inland waren weitere Unternehmensakquisitionen nur noch in sehr eingeschränkter Weise möglich. Im Falle von E.ON und RWE erlaubte das Kartellamt Übernahmen nur noch, wenn sie mit der

gleichzeitigen Abgabe von Anteilen anderer Unternehmen verbunden waren. Lediglich den kleineren Unternehmen EnBW und Vattenfall wurde noch Spielraum für Akquisitionen eingeräumt. Darüber hinaus hatten sich aufgrund der Expansionsstrategien nicht nur der deutschen, sondern auch der anderen großen europäischen Versorger, die Wachstumsmöglichkeiten im europäischen Ausland ebenfalls stark reduziert. Dies stellte ein Dilemma für die großen Versorger dar, da sie aufgrund der steil ansteigenden Gewinne der vergangenen Jahre umfangreiche Mittel zur Verfügung hatten. So stellte RWE-Chef Harry Roels im Februar 2006 fest: »Es ist zur Zeit wesentlich mehr Geld vorhanden als es Übernahmeziele gibt« (Handelsblatt 2006b). Sobald ein Unternehmen gerüchteweise im Übernahmefokus der großen Vier war, ging dessen Aktienkurs (und damit der Kaufpreis) in die Höhe (Handelsblatt 2005b). Vattenfall konstatierten in ihrem Geschäftsbericht: »Opportunities to make major acquisitions have decreased in pace with declining number of possible takeover candidates in relevant markets in Europe, which is driving up prices« (Vattenfall AB 2006, S. 16).

Die Stromkonzerne mussten also andere Möglichkeiten zur Verwendung ihrer Ressourcen finden. Eine nicht von allen Unternehmen im selben Umfang verfolgte Stoßrichtung zukünftiger Aktivitäten lag in der Inkaufnahme von hohen Übernahmepreisen, also der *Fortführung der bisherigen Expansionsstrategie* trotz verschlechterter Marktbedingungen. Abseits hiervon setzten alle vier Unternehmen einen Schwerpunkt auf organisches Wachstum durch den Bau von *neuen fossilen Kraftwerken* sowie auf den Ausbau *erneuerbarer Energien*. Diese Tätigkeitsbereiche werden im Folgenden der Reihe nach behandelt.

8.3.1 Überteuerte Übernahmen I: Der Fall Endesa

Generell ist der Zeitabschnitt zwischen 2005 und 2008 von einer vergleichsweise geringen Anzahl an Unternehmensakquisitionen gekennzeichnet, was sich schlicht aus der oben angegebenen verringerten Anzahl an potentiellen Übernahmezielen ergab. Ein genauerer Blick lohnt sich jedoch auf den – letztlich vergeblichen – Versuch E.ONs zur Übernahme des spanischen Versorgers Endesa, welcher die E.ON-Gesellschaft für mehr als ein Jahr beschäftigte. Bei Endesa handelte es sich um den größten privaten Energieversorger Spaniens welcher 2006 mit knapp 27.000 Beschäftigten einen Umsatz von 20,6 Milliarden Euro und einen EBITDA von 7,1 Milliarden Euro erwirtschaftete (Endesa SA 2007). Neben der marktführenden Position auf

der iberischen Halbinsel – maßgeblich Spanien und Portugal – sowie Aktivitäten in Italien, Frankreich und Polen hielt die Endesa für E.ON attraktive Positionen in Lateinamerika – vor allem in Chile, Argentinien, Kolumbien und Peru.

Nachdem der kleinere spanische Versorger Gas Natural im September 2005 ein Übernahmeangebot für Endesa abgegeben hatte, war E.ON von Endesa um ein Konkurrenzangebot angefragt worden – E.ON sollte einspringen, um eine Übernahme seitens des spanischen Konkurrenten zu verhindern (E.ON Interview 4). Eine Übernahme durch E.ON wiederum war jedoch nicht im Interesse der spanischen Regierung, welche durch die Festsetzung strenger Auflagen versuchte, E.ONs Pläne zu vereiteln. »in der Übernahmeschlacht sind [...] gegen E.ON Gesetze erlassen worden während dieser Phase. Also das war wirklich abstrus [...], also in europäischen Gedanken war das völlig abstrus« (E.ON Interview 4). Die Blockadepolitik der spanischen Regierung traf zwar auf Missgunst seitens der EU-Kommission, welche aufgrund dessen im Oktober 2006 ein Vertragsverletzungsverfahren einleitete (Europäische Kommission 2006), sie ließ sich jedoch lange genug aufrechterhalten, bis sich E.ONs Konkurrenz – der die spanische Regierung wohl mehr gewogen war – in Stellung gebracht hatte: Der spanische Mischkonzern Acciona erwarb im September 2006 10 Prozent an der Endesa und erhöhte diesen Anteil im Januar 2007 auf 21 Prozent. Gleichzeitig erwarb der italienische Versorger Enel Anfang 2007 in zwei Schritten 24,9 Prozent an Endesa. Damit hatten die beiden Unternehmen den von E.ON geplanten Mehrheitserwerb praktisch unmöglich gemacht. Dabei hatte E.ON den gebotenen Kaufpreis zwischenzeitlich von anfänglich 29,1 Milliarden Euro auf 41 Milliarden Euro erhöht, in der Hoffnung so im Rennen zu bleiben (Süddeutsche Zeitung 2007a).

Letztlich zog sich E.ON aus dem Bieterverfahren zurück und einigte sich mit den Konkurrenten auf einen Kompromiss. »Da kann ich Ihnen das Datum noch sagen: Am 02. April 2007, wo man dann letztendlich eingewilligt hat, um überhaupt etwas aus dieser Übernahmeschlacht zu bekommen, nämlich mit den Assets Italien, Frankreich und Kleinigkeiten in Spanien abgefrühstückt zu werden« (E.ON Interview 4). Gemäß diesem Kompromiss verpflichteten sich Enel und Acciona ein Übernahmegebot für Endesa zu platzieren, während E.ON im Gegenzug für die Zurücknahme ihres Gebotes Endesa- und Enel-Beteiligungen in Höhe von gut 11 Milliarden Euro¹¹⁴

114 Der Kaufpreis betrug 8,6 Milliarden Euro. Hinzu kamen übernommene Schulden in Höhe von etwa 2,8 Milliarden Euro (E.ON AG 2008h, S. 76).

erhalten sollte. Nachdem Enel und Acciona im Oktober 2007 die Übernahme vollzogen hatten, erwarb E.ON am 26. Juni 2008 von Enel sämtliche Anteile an der spanischen Gesellschaft Electra de Viesgo, welche rund 2,5 Gigawatt konventionelle Erzeugungskapazität betrieb und rund 660.000 Kunden mit Elektrizität versorgte. Dazu übernahm E.ON von Endesa sämtliche Anteile an der Endesa Europa, welche neben Kraftwerksbeteiligungen im Umfang von 7 Gigawatt in Italien und 2,5 Gigawatt in Frankreich weitere Kraftwerksbeteiligungen in Polen und der Türkei hielt (E.ON AG 2008h, S. 76).

Die von offizieller Seite als »strategisch« (ebd., S. 76) bezeichneten Beteiligungen in Italien, Spanien und Frankreich waren nach Angaben eines interviewten E.ON-Managers »alles andere als High Performer« (E.ON Interview 4), was dem Unternehmen auch durchaus bewusst war. Im Prinzip erwarb E.ON den perspektivisch uninteressanten Teil des Endesa-Konzerns, also weder die Top-Position in Spanien, noch die Südamerika-Aktivitäten. »Man hatte bereits gesehen, dass das Ganze nicht besonders attraktiv wird. [...] man hat letztendlich zweite Wahl gekauft« (E.ON Interview 4). Dass sich die verantwortlichen E.ON-Manager dennoch auf dieses Geschäft einließen und es nach außen als Erfolg verkauften (E.ON AG 2008f), hatte zwei Gründe: Zum einen galt es einen Imageverlust zu verhindern. Ein Komplettrückzug wäre demnach ein »riesen [...] Gesichtsverlust [...] für die Firma und für den Berothat gewesen« (E.ON Interview 3). Zum anderen herrschte immenser Druck von Seiten der institutionellen Anleger, also der Fonds, Versicherungen und Banken, welche in E.ON investiert waren. Aufgrund der Verhandlungen im Vorfeld der geplanten Endesa-Übernahme wussten die Aktionäre um das umfangreiche ökonomische Kapital des Konzerns (E.ON Interview 5). Zu diesem Thema befragte E.ON-Manager bestätigten einhellig, dass das Unternehmen unter einem »Riesen Druck aus dem Aktionärskreis« stand, »die enormen Kriegskassen entweder sinnvoll auszugeben durch Investitionen – Wachstum durch Investitionen – oder an die Eigentümer auszuschütten« (E.ON Interview 3). Um diesem Druck zu begegnen, investierte E.ON neben den oben erwähnten Übernahmen im Kontext des Endesa-Deals in Unternehmenskäufe in Russland sowie in ein Aktienrückkaufprogramm. »So dass wir an einem Tag – mehr oder minder war das an einem Tag – gemeinsam verkünden konnten, wir haben 25 Milliarden oder irgend so etwas sinnstiftend untergebracht« (E.ON Interview 4). Abseits von den Investitionen in Russland – maßgeblich der Übernahme der OKG-4 – stellten sich diese Alternativ-Investitionen als wenig

gewinnbringend dar, das Südeuropageschäft etwa wurde nur gute fünf Jahre später wieder verkauft (siehe Abschnitt 10.3.1). Ein E.ON-Manager brachte seine »persönliche Meinung« zu diesen Geschäften mit den folgenden Worten zum Ausdruck: »Das share buyback Programm: Also das Geld hätten sie auch in den Rhein kippen können. Der ist Null gewesen der Effekt auf den Aktienkurs. Russland ist aufgegangen. Und für Spanien, Frankreich und Italien hat man schlichtweg zu viel bezahlt« (E.ON Interview 4). Ein weiterer E.ON-Manager betitelte diese Phase in der Unternehmensgeschichte als »Expansion zu Höchstpreisen« (E.ON Interview 5).

Ein Gesprächspartner fasste das Dilemma des E.ON-Konzerns in dieser Phase anschaulich zusammen:

»Wir saßen da auf einer Kriegskasse von [...] 35, 40 Milliarden, die irgendwo eine Anlage suchte. Und es waren natürlich dann vom Kapitalmarkt schon auch ernst zu nehmende Signale da, dass wenn E.ON nicht in der Lage ist, das sinnvoll in sein eigenes Geschäft zu investieren, man sich gegebenenfalls andere Gedanken machen sollte, wie man diese Kriegskasse aufteilen kann unter den Investoren. Also schlichtweg: Zerschlage den Konzern, dann haben wir alle mehr davon. So, und das brachte dann ich sage mal den Druck auch weitere Assets zu erwerben. Im Inland war das kartellrechtlich nach den Fusionen, die dort stattgefunden haben, [...] nicht möglich. [...] So, das heißt, wenn wir irgendetwas anlegen wollten und nicht jetzt wieder eine neue diversifizierte Industriestrategie mit einem Konglomerat anfangen wollten, musste man in andere Länder gehen. Es blieb gar nichts anderes übrig« (E.ON Interview 4).

Die Buchwerte der neu erworbenen Südeuropa-Aktivitäten wurden wenige Jahre später mehrmals nach unten korrigiert. Im Februar 2009 kündigte E.ON erstmals Wertberichtigungen in Höhe von 1,8 Milliarden Euro auf die im Zuge der gescheiterten Endesa Übernahme übernommenen Beteiligungen in Spanien, Frankreich und Italien an (E.ON AG 2009c). Im November 2010 wurden weitere Abschreibungen auf »Goodwill und Assets in Italien, Spanien und Frankreich in Höhe von 2,6 Mrd. Euro« vorgenommen (E.ON AG 2010a). Im Geschäftsbericht 2011 hieß es schließlich: »In Spanien und Italien machten eine pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, regulatorische Eingriffe sowie eine geringere Auslastung von Gas- und Kohlekraftwerken Abschreibungen in Höhe von insgesamt rund 1,9 Mrd. € in diesen Ländern notwendig« (E.ON AG 2011b, S. 28). Im Zuge des Veräußerungsprozesses weiter Teile des Südeuropageschäftes (siehe Abschnitt 10.3.1) erfolgte schließlich die Abschreibung von weiteren 1,2 Milliarden Euro an konventionellen Erzeugungskapazitäten in Italien (E.ON SE 2014d, S. 147). Aufsummiert entspricht dies

einer Wertberichtigung um 7,5 Milliarden Euro, also gut zwei Drittel des 2007/2008 für diese Beteiligungen entrichteten Kaufpreises.

8.3.2 Ausbau von Kohle- und Gaskraftwerken

Eine alternative strategische Stoßrichtung, welche alle vier Unternehmen gleichermaßen in diesem Zeitraum einschlugen, bestand in dem Ausbau konventioneller Erzeugungskapazitäten. Der Großteil der mittelfristigen Investitionen sollte in den Neubau von Kohle- und Gaskraftwerken fließen. »Vor dem Hintergrund wachsender Klimaschutzanforderungen und zunehmend knapper Erzeugungskapazitäten planen wir eine Investitionsoffensive zur Modernisierung und zum Ausbau unseres europäischen Kraftwerksparks«, schrieben etwa RWE in ihrem Geschäftsbericht (RWE AG 2007c, S. 37). Vergleichbare Ankündigungen erfolgten auch von den anderen drei Unternehmen (siehe etwa E.ON AG 2005, S. 60, 2006c, S. 71; RWE AG 2005, S. 74, 2006b, S. 17; Vattenfall AB 2006, S. 16; EnBW AG 2007, S. 59). Zwischen 2005 und 2007 stießen die Unternehmen etliche Kraftwerksprojekte an – Tabelle 28 zeigt eine Liste der im Rahmen dieser Neubau-Offensiven in Deutschland¹¹⁵ geplanten konventionellen Kraftwerke.

Tabelle 28: Konventionelle Kraftwerksprojekte der großen Vier in Deutschland

Erstmals aufgeführt	Status	Standort	Brennstoff	Leistung	Anmerkung
E.ON					
2005	Verzögert	Datteln	Steinkohle	1100 MW	Verzögert aufgrund laufender Rechtsstreitigkeiten
2005	In Betrieb genommen 2010/2011	Irsching	Gas	845 + 550 MW	
2007	Eingestellt 2012	Staudinger	Steinkohle	1100 MW	Eingestellt aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen

¹¹⁵ Vor allem E.ON und RWE starteten auch eine Vielzahl an Neubauprojekten außerhalb von Deutschland. Aufgrund untergeordneter Relevanz für die Fragestellungen der Arbeit werden diese nicht ausführlich behandelt. Abbildung 15 in Abschnitt 5.3 vermittelt jedoch einen Eindruck über den Umfang dieser Aktivitäten.

2007	Eingestellt 2010	Wilhelms- haven	Steinkohle	550 MW	Eingestellt aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen
2008	Eingestellt 2009	Lubmin	Gas	1200 MW	Eingestellt aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen
EnBW					
2006	In Betrieb genommen 2014	Karlsruhe	Steinkohle	912 MW	
2007	In Betrieb genommen 2015	Mannheim	Steinkohle	900 MW	
2007	Eingestellt 2009	Dörpen	Steinkohle	900 MW	Eingestellt aufgrund lokalen Widerstandes
RWE					
2005	In Betrieb genommen 2012	Greven- broich- Neurath	Braunkohle	2 x 1100 MW	
2005	Teilweise in Betrieb genommen 2014	Hamm	Steinkohle	2 x 800 MW	Nur teilweise realisiert. Als Doppelblock geplant. Block D wurde aus wirtschaftlichen Gründen nicht fertiggestellt
2006	Eingestellt 2007	Ensdorf	Steinkohle	1600 MW	Eingestellt aufgrund lokalen Widerstandes
2007	In Betrieb genommen 2010	Lingen	Gas	875 MW	
Vattenfall					
2004	In Betrieb genommen 2009	Tiefstack	Gas	130 MW	
2006	In Betrieb genommen 2012	Boxberg	Braunkohle	675 MW	
2006	In Betrieb genommen 2015	Moorburg	Steinkohle	2 x 827 MW	
2007	Eingestellt 2009	Klingen- berg	Steinkohle	800 MW	Eingestellt aufgrund lokalen Widerstandes

Abgebrochene oder verzögerte Projekte grau hinterlegt. Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung¹¹⁶

¹¹⁶ Detailangaben bezüglich Kapazität und Planungszeitraum/Inbetriebnahme weichen teilweise je nach Quelle ab. Offiziellen Quellen wurde – wenn möglich – der Vorzug gegeben.

Diese Investitionsentscheidungen basierten auf den damaligen Erwartungen über die weitere Entwicklung des Strommarktes, wobei vor allem drei Prognosen ins Gewicht fielen:

Dies war zunächst die Erwartung *zukünftiger Leistungsengpässe*. Etliche Studien der damaligen Zeit – Jungjohann und Morris (2014, S. 26f.) bieten eine Zusammenfassung derer Empfehlungen – prognostizierten, dass aufgrund des fortgeschrittenen Alters der deutschen Kraftwerke sowie der stillzulegenden Atomkraftwerke in naher Zukunft neue Erzeugungskapazitäten nötig wären. Ein EnBW-Mitarbeiter sagte hierzu:

»Ich kann Ihnen eine Situation beschreiben im Jahr 2007, 2006, 2007, wo wir uns beide darüber lustig unterhalten könnten, ob wir ein neues Kohlekraftwerk brauchen. Die konventionelle Erzeugung ist alt, die Kernenergie geht raus, man braucht Erzeugung, man braucht auch verlässliche Erzeugung. Das brauche ich auch im Süden – lasst uns ein neues Kohlekraftwerk bauen« (EnBW Interview 4).

Dazu kam die Erwartung, dass die Technologie der *CO₂-Abscheidung* mittelfristig verfügbar werden würde, wodurch insbesondere auch neue Kohlekraftwerke mit den deutschen (und europäischen) Klimaschutzziele vereinbar gewesen wären. »Entscheidender [als die Einführung des Emissionshandels; Anm. d. Verf.] für die Entscheidung, insbesondere in die Steinkohlekraftwerke, ja, die Konvois, wie wir sie damals nannten, einzusteigen, war aber Technologiefortschritt im Bereich Carbon Capture« (E.ON Interview 3). In Erwartung eines prognostisch funktionierenden CO₂-Handels wäre die Wirtschaftlichkeit einer solchen Technologie gewährleistet gewesen, so die Annahme innerhalb der Unternehmen (EnBW Interview 4). Das Thema Carbon Capture and Storage (CCS) wird in Abschnitt 9.3.1 ausführlich behandelt.

Außerdem gingen die Entscheidungsträger in den Unternehmen davon aus, dass die zur damaligen Zeit *günstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Großstromerzeugung* – steigende Stromnachfrage sowie hohe Rohstoff- und Strompreise – noch eine Weile fortbestehen würden: »Also man hatte damals Preise, die Investitionen in neuere, modernere Kraftwerke – übrigens emissionsärmere Kraftwerke – gerechtfertigt hat. Und von dieser Basis hat man dann auch Investitionsentscheidungen getroffen in neue Kraftwerke, neue konventionelle Kraftwerke« (RWE Interview 4).¹¹⁷

117 Pahle jedoch stellt darauf ab, dass das Design des Emissionshandels (genauer die Übertragungsregelung) bei gleichzeitig steigenden (und prognostisch unsicheren) Gaspreisen eher Anreize zum Bau von Kohlekraftwerken, als zum Bau von Gaskraftwerken setzte (Pahle 2010, S. 3434 f.).

Diese Prognosen sollten sich jedoch als falsch herausstellen. Zum einen trug die Wirtschaftskrise – welche die Entscheidungsträger in den Unternehmen zur damaligen Zeit freilich nicht voraussehen konnten – zu einer sinkenden Nachfrage und einer Dämpfung der Strompreise bei. Zum anderen ging der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bedeutend schneller vonstatten, als dies in den Unternehmen antizipiert worden war. Dadurch entstand in Deutschland bald ein Überangebot an Strom anstelle des erwarteten Kapazitätsengpasses. Außerdem hatten die erneuerbaren Energien einen senkenden Einfluss auf den (Großhandels-)Strompreis – diese Entwicklungen werden ausführlich in den Abschnitten 9.1 und 10.2.1 beschrieben. Einige interviewte Manager wiesen explizit auf diese Fehlprognose als Grund für die Investitionsentscheidungen in neue fossile Kapazitäten hin:

»Also ich sage mal zu dem Zeitpunkt war es einfach so, dass wir gesagt haben, regenerativ ja, wird kommen, aber wird deutlich langsamer kommen als wir das heute erwarten. Also da hat man damit gerechnet, ja, lass nochmal 20 Jahre ins Land gehen bis die Regenerativen, wenn überhaupt, mal 50 Prozent erreichen. [...] Und deswegen war es auch immer notwendig, Großkraftwerke zu bauen. Und da man die im Konvoi – hieß das damals – bauen kann und dadurch günstiger bauen kann, haben wir dann direkt ein paar beschlossen« (RWE Interview 5).

Ein anderer RWE-Manager fasste diesen Sachverhalt pointiert zusammen: »Die Geschwindigkeit, in der jetzt die Energiewende, die ja gewollt ist, gekommen ist, wurde in den Jahren Anfang 2000 bis 2005 nicht gesehen. Weil die kann von uns nicht gesehen worden sein, sonst wäre die Investition in die konventionellen Kraftwerke völliger Nonsens gewesen« (RWE Interview 2).

Wie aus Tabelle 28 hervorgeht, wurden letztlich nicht alle der geplanten Kraftwerksprojekte auch tatsächlich umgesetzt. Einige der Projekte wurden aus wirtschaftlichen Erwägungen abgebrochen, andere aufgrund lokaler Proteste.

Die Projektabbrüche, welche mit Veränderungen im wirtschaftlichen Umfeld begründet wurden – dies betrifft die E.ON-Projekte in Staudinger, Wilhelmshaven und Lubmin sowie Teile des RWE-Projektes in Hamm – erfolgten allesamt in Phase 3 und 4 als sich vor allem aufgrund von Wirtschaftskrise und Erneuerbare-Energien-Ausbau die Profitabilität konventioneller Kraftwerke rapide verschlechterte (siehe ausführlicher Abschnitt 9.1

sowie Abschnitt 10.2.1).¹¹⁸ Weitere Projekte, deren mangelnde Wirtschaftlichkeit um 2008/2009 ebenfalls bereits absehbar war, ließen sich jedoch nicht mehr stoppen, wie ein RWE-Manager ausführte:

»Das Problem war, dass viele Investitionen eben schon beschlossen waren und die Anlagen schon im Bau waren. Wir haben die Komponenten schon bestellt. Da kommen sie dann auch aus den Verträgen auch nicht mehr raus [...]. Und das ist dann praktisch auch kein großer Preisunterschied mehr, ob sie jetzt weiter bauen oder die Komponente abbestellen« (RWE Interview 4).

Hinzu kam, dass viele Projekte vor Ort auf Widerstand seitens der Bevölkerung stießen:

»Bei den ersten Kraftwerken, da war der Widerstand noch nicht so gebündelt. Aber der bündelte sich natürlich, je mehr Kraftwerke kamen, umso stärker wurde der BUND, umso stärker wurde Greenpeace...und die haben da wirklich ganze Arbeit geleistet. Das muss man sagen. Das können die sich auch auf die Fahnen schreiben. Die haben viele Projekte verhindert« (EnBW Interview 2).

Dies betraf drei Projekte der Stromkonzerne: Das EnBW-Projekt in Dörpen, RWEs Kraftwerk in Ens Dorf sowie die geplante Vattenfall-Anlage in Klingenberg. Die Blockade seitens der Zivilbevölkerung stellte sich jedoch in einigen Fällen rückblickend als Vorteil für die Konzerne heraus, wie ein RWE-Manager anhand des Kraftwerksprojektes in Ens Dorf, welches im November 2007 durch ein Bürgervotum gestoppt worden war (Leuschner 2007a), veranschaulichte:

»Es gibt eine Anekdote: Das Kraftwerk Ens Dorf im Saarland, gehört zur VSE, Tochtergesellschaft von RWE. Und dieses Kraftwerk wollte man damals ertüchtigen für zwei Milliarden Euro. Steinkohlekraftwerk. [...] So, und dann hat sich die Gemeinde Ens Dorf dagegen ausgesprochen. 5.000 Einwohner haben gesagt, nein, wollen wir

118 Hinzu kam, wie ein Interviewter ausführte, eine weitere Entwicklung, welche die Wirtschaftlichkeit der Projekte verringerte und darüber hinaus zu Verzögerungen im Ablauf führte: »Dadurch, dass so viele Kohlekraftwerke auf einmal gebaut werden sollten, stiegen die Preise ins...also, in den Himmel. Wir haben wahnsinnig hohe Einkaufspreise für Kraftwerkskomponenten gesehen und dann wurden aus diesem Grund schon mal die Projekte unwirtschaftlich. Dann haben viele erst mal abgewartet und geschaut« (EnBW Interview 2). Diese Verzögerungen wiederum hatten in einzelnen Fällen weitgreifende Nachteile: »Wir haben ja damals noch mit dem Ziel gebaut, wir müssen unbedingt 2012 in Betrieb gehen, weil es da politisch das Thema gab, wer bis 2012 in Betrieb ist, kriegt bis 2014 die CO₂-Zertifikate zugeteilt, die er braucht. Das war natürlich eine enorme Erlössumme, die auch das Projekt eingezahlt hat von der Wirtschaftlichkeit her. Das fiel dann auch weg natürlich, weil man auch merkte, man schafft das dann natürlich nicht mehr« (EnBW Interview 2).

nicht. Volksabstimmung gemacht, abgelehnt. Wir haben die zwei Milliarden eingepackt, sind wutschnaubend sozusagen weg. Zwei Jahre später hat unser Finanzvorstand gesagt, eigentlich müssten wir den Ensdorfern heute noch ein Gemeindehaus bauen aus Dankbarkeit, dass wir die zwei Milliarden nicht investiert haben. [...] Das ist der Wahnsinn. Weil die zwei Milliarden wären verdammt« (RWE Interview 5).

8.3.3 Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien II: Neubewertung und Gründung eigener Geschäftseinheiten

Wie in Abschnitt 7.2.4 ausgeführt, trafen erneuerbare Energien bis Mitte der 2000er Jahre auf breite Ablehnung innerhalb der Konzerne. Aufgrund ihrer technologischen Charakteristika sowie den bis dato im Feld etablierten Nutzungsmustern widersprachen erneuerbare Energien den in den Führungsriege vorherrschenden (unternehmens-)kulturellen Vorstellungen von Stromversorgung, demnach ein wirtschaftliches und sicheres Versorgungssystem nur im zentralistischer Verbund von Großkraftwerken denkbar wäre. Eine dezentrale und kleinteilige Umsetzung erneuerbarer Energien widersprach jedoch nicht nur den kulturellen Denkschemata der Unternehmensmanager, sie wurde zudem auch nur bedingt von den in den Unternehmen vorhandenen Kompetenzen – welche ebenfalls am traditionellen Versorgungssystem ausgerichtet waren – unterstützt. Die änderte sich sukzessive Mitte der 2000er Jahre.

Ein erstes Umdenken kam auf, als ein möglicher Brückenschlag zwischen den technologischen Charakteristika der erneuerbaren Energien und dem technologischen Profil des traditionellen Stromsystem ersichtlich wurde – und zwar mit der Idee großer Windparks auf dem Meer, welche das Prinzip zentralistischer Stromproduktion mit regenerativen Energiequellen verband.¹¹⁹ Ein RWE-Manager führte hierzu aus:

»Die eigentliche Windanlage war zu kleinteilig. Erst als wir in größeren Feldern gedacht haben – ich glaube, der richtige Durchbruch kam erst bei den großen Unternehmen mit Offshore-Wind. Riesige Windparks, wo man auch ein paar Megawatt darstellen konnte. Das ist Geschäftsüberlegungen geschuldet. Wir sind große Energieversorger gewesen, haben groß gedacht und nicht kleinteilig« (RWE Interview 2).

119 Der erste Offshore-Windpark mit einer installierten Leistung von über 100 MW – Horns Rev – wurde 2002 vom dänischen Unternehmen Elsam in Betrieb genommen. Die zuvor auf See gebauten Windparks waren vergleichsweise klein.

Von einer schleichenden Neubewertung erneuerbarer Energieträger bis zur letzten Gründung separater Geschäftseinheiten und der Verschiebung entsprechender investiver Mittel zum Ausbau erneuerbarer Energien war jedoch innerhalb der Unternehmen noch ein Weg zu gehen. Im Fall von E.ON liegen Informationen zu den internen Grabenkämpfen vor, welche im Vorfeld der Gründung der Subdivision E.ON Climate & Renewables ausgetragen wurden. »Wulf Bernotat [CEO von E.ON; Anm. d. Verf.] war [...] spätestens im Laufe des Jahres 2006, vielleicht schon ein Jahr vorher, eigentlich überzeugt davon, dass Erneuerbare Energien ein Schritt in die richtige Richtung sind und auch die Zukunft für die Industrie sind. Ich sage es mal sehr schlicht: Er stand damit sehr allein auf weiter Flur« (E.ON Interview 3). Eine Gelegenheit, erneuerbare Energien neu zu verhandeln, ergab sich schließlich im Zuge der gescheiterten Endesa-Übernahme (siehe Abschnitt 8.3.1). »Mit der, sage ich mal, nicht funktionierenden Endesa-Übernahme war der Bedarf nach anderen Strategien gegeben« (E.ON Interview 3). Ein anderer E.ON-Manager brachte die schleichende Neubewertung erneuerbarer Energien mit den Marktveränderungen ab 2005 in Verbindung, welche unter anderem in Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien standen und zunehmend die in der Branche dominanten Deutungsmuster in Frage stellten:

»Ja und sie [die Konzern-Manager; Anm. d. Verf.] sind damit [mit der »alten Denke«; Anm. d. Verf.] über Jahrzehnte gut gefahren. Das war das Geschäftsmodell wie sie immer das Geschäft betrieben haben. So. Und dann kommt aber irgendwann der Zeitpunkt, wo der Markt kippt. [...] wo der Boom dann losging. [...] Spätestens 2006 würde ich sagen. 2005, 2006 spätestens kippte das so langsam. Das war auch bei uns die... die internen Diskussionen könnte ich ihnen alle zitieren... wo E.ON eine Führungsveranstaltung hatte und es führte dann zur Gründung damals der heutigen E.ON Climate & Renewables. [...] Das ein Teil der Strategie, die wurde gegen heftigste Widerstände im Konzern durchgedrückt, dass wir eine eigene Einheit dafür bauen. Die Verantwortlichen sind dafür sehr gerügt worden. Man wollte das eigentlich nicht. Es war eine... eine mentale Frage fast. Es waren zwei Teile in der Führungskräftemannschaft. Da waren die, die über 50 waren. Die waren vehement gegen Erneuerbare. Und es waren die jüngeren Leute, die unter 45, 40 waren, die natürlich noch nicht so viel Einfluss hatten, die das klar forderten und sagten, das ist einfach ein gesellschaftlicher Trend, der lässt sich nicht mehr aufhalten. Und ob, ich sage mal, wir das Klima damit retten oder nicht, ist gar nicht der entscheidende Punkt, sondern es ist einfach ein Trend in der Gesellschaft, der sich nicht mehr aufhalten lässt. [...] wir machten dann einen Schritt nach vorne, das führte dann auch zu Investitionen, aber was damals fehlte, war die vollkommene Öffnung gegenüber diesem neuen Trend. Dass man sagte, wir machen das wirklich zu unserer

Herzangelegenheit. Sondern was wir machten, wir bauten es sukzessive auf, sicherlich auch mit Erfolg, aber weitem nicht mit dem Druck, den man hätte eigentlich da rein geben können« (E.ON Interview 4).

E.ON verkündete im Juli 2007 die Gründung einer Geschäftseinheit für erneuerbare Energien (E.ON AG 2007b). Das neue Market Unit »Climate & Renewables« nahm zum 1. Januar 2008 das Geschäft auf. RWE veröffentlichte ähnliche Pläne im November 2007. Die neue RWE-Führungsgesellschaft für erneuerbare Energien »RWE Innogy«¹²⁰ ging am 1. Februar 2008 an den Start (RWE AG 2007b). Die »EnBW Renewables«¹²¹ wurde zum 1. Oktober 2008 gegründet »mit dem Ziel, die Konzernaktivitäten im Bereich erneuerbare Energien zu bündeln und auszubauen« (EnBW AG 2008c, S. 36). Vattenfall kann unter den großen Vier als Early Mover im Bereich erneuerbare Energien gelten. 2004¹²² schaffte das Unternehmen das konzernübergreifende »Konzept« *New Energy*. Hierzu hieß es: »New Energy« umfasst klimaschutzrelevante Maßnahmen ebenso wie die Themen Innovationen und erneuerbare Energien. Projekte im Bereich erneuerbarer Energien werden von den Tochtergesellschaften Vattenfall Europe Renewables GmbH und Vattenfall Europe Contracting GmbH gemanagt« (Vattenfall Europe AG 2004, S. 22). Daraufhin folgten 2006 eine Reihe an Investitionen im Erneuerbare-Energien-Bereich (siehe unten). Eine auch nach außen hin sichtbare konzernweite Abteilung für erneuerbare Energien wurde jedoch erst 2009 eingeführt – die europaweite Gesellschaft »Wind« (Vattenfall AB 2009, S. 44).

120 Im Falle der RWE ist der Aufbau der Erneuerbare-Energien-Sparte mit einer bemerkenswerten Personalie verbunden. Die Führungsposition der Erneuerbare-Energien-Abteilung wurde mit Fritz Vahrenholt besetzt. Dieser sprach sich mehrfach öffentlich für eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke aus (Der Spiegel 2008; Wirtschaftswoche 2009) und erwies sich zudem als ausgewiesener Klimaskeptiker. 2012 – im Jahr seines Abschiedes von der RWE – erschien das Buch *Die kalte Sonne. Warum die Klimakatastrophe nicht stattfindet*, welches er gemeinsam mit Sebastian Lüning verfasst hatte. Im Spiegel-Interview gibt Vahrenholt Einblicke in die zentralen Thesen des Buches (Der Spiegel 2012).

121 Die Gesellschaft wurde ein Jahr später in »EnBW erneuerbare Energien« umfirmiert.

122 In der Außendarstellung betonte das Unternehmen das frühe Engagement in Windkraft (Vattenfall AB 2016b). Im 1998er Geschäftsbericht schrieben die Verantwortlichen aus der Unternehmenskommunikation: »Over the past 20 years, Vattenfall has been developing wind power and now owns 38 wind power plants, representing about 20 MW [...] Vattenfall is, thereby, Sweden's largest individual owner of wind power plants and accounts for about 12 per cent of wind power production in Sweden« (Vattenfall AB 1998, S. 18). Die wirklich frühen Projekte gingen jedoch maßgeblich auf staatliche Initiative zurück. Ein unternehmerisches Interesse an der Windkraft ist im Falle von Vattenfall erst ab 2004 erkennbar.

Mit der Bündelung erneuerbarer Energien in eigens dafür zuständigen Subdivisionen schafften die Unternehmen Schutzräume innerhalb der Organisationen, welche erstmals ein Umfeld boten, in dem sich dieser Geschäftszweig unabhängig entwickeln konnte. E.ON-Chef Johannes Teyssen berichtete hierzu rückblickend in einem Zeitungsinterview: »Es gab kein Vom-Saulus-zum-Paulus-Erlebnis. Doch ich habe mich entschlossen, eine Ökostrom-Sparte aufzubauen, die vor der Einflussnahme von Bedenkenträgern erst einmal geschützt war. Auch vor mir selbst« (Spiegel Online 2012). Ein EnBW-Manager führte weiterhin dazu aus:

»Was ist das Rational dahinter, warum sie das in eigene Division stecken? [...] Das machen Sie mit Aktivitäten, wo Sie sagen, die haben Zukunftspotential, sie brauchen aber anderes Umfeld als sie es bisher haben. Wenn Sie in einer großen Kraftwerkseinheit sind, wo Dinge gedreht werden im weit hundert-MW-Kreis und da kommt jemand und sagt, ja da könnte man noch eine Windkraftanlage mit 1,5 Megawatt hinsetzen, [...] wenn Sie einen Manager an der Spitze dieser Einheit haben und der muss dann im Management Attention fokussieren, fokussiert er es auf die großen Räder, die gedreht werden. Und nicht auf das kleinteilige Geschäft. Und dahinter stand die Erkenntnis, wenn das fliegen soll, dann muss man es in Start-up Umfeldbedingungen reinsetzen« (EnBW Interview 3).

Vor Gründung der Geschäftseinheit erneuerbare Energien »gab es natürlich auch dann schon Leute, die einen Auftrag hatten, kümmer dich um das Thema Erneuerbare. Aber man stellte eben fest, sie brauchen eine unternehmerische Umfeldbedingung, die jetzt als Wurmfortsatz eines Großstromgeschäfts nicht funktioniert« (EnBW Interview 3).

Im Zuge der Gründung der respektiven Geschäftseinheiten riefen die großen Vier vergleichsweise ambitionierte Investitionsvorhaben aus. RWE gab an, ab 2008 jedes Jahr mindestens eine Milliarde Euro in den Ausbau erneuerbarer Energien investieren zu wollen (RWE AG 2007b). E.ON kündigte bei der Gründung von »Climate & Renewables« an, bis 2010 drei Milliarden Euro in diesen Geschäftszweig zu investieren (E.ON AG 2007b). Dieser Betrag wurde vier Monate später auf sechs Milliarden Euro verdoppelt (E.ON AG 2007a). Die EnBW führte an, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion auf 20 Prozent ausbauen zu wollen – jedoch ohne konkrete Investitionssummen zu nennen (EnBW AG

2008c, S. 41). Vattenfalls Pläne waren am diffusesten – der Konzern formulierte das Ziel einer vollständig klimaneutralen Produktion bis 2050 (Vattenfall AB 2008, S. 1).¹²³

In Phase 2 blieben die Investitionen in erneuerbare Energien noch verhältnismäßig überschaubar: E.ON erwarb 2007 den spanischen Windkraftbetreiber ENERGI E2 Renovables Ibéricas sowie den US-Windparkbetreiber Airtricity. Durch diese Investitionen übernahm E.ON gut 500 Megawatt an Onshore-Windparks in Spanien, Portugal und Texas, und weitere in der Entwicklung befindliche Projekte (E.ON AG 2007c, S. 36). Ein befragter E.ON-Manager gab Auskunft über die regionalen Schwerpunktsetzungen der Erneuerbare-Energien-Investitionen des Konzerns: »Also in erster Linie in der Tat die USA. Da haben wir sehr viel Geld in investiert und zwar sehr erfolgreich investiert, wirtschaftlich sehr attraktiv. Wir haben große Positionen in Spanien aufgebaut. UK, also London Array, sagen wir mal küstennahes Offshore – also das waren so die Hauptschwerpunkte« (E.ON Interview 3). Doch auch in anderen Ländern baute E.ON, wenn auch in geringerem Ausmaß, Windparks. In Dänemark wurde der Offshore-Windpark Rødsand II initiiert. In Deutschland kündigte E.ON an, bis 2011 »500 MW Offshore-Windenergie installieren und damit hier die führende Rolle in der Offshore-Windenergienutzung übernehmen« zu wollen (E.ON AG 2006a). Das einzige Offshore-Projekt, welches E.ON (zusammen mit Vattenfall und EWE) jedoch aktiv vorantrieb, war das von EU und Umweltministerium geförderte Pilotprojekt Alpha Ventus vor Borkum.¹²⁴

Vattenfall erwarb 2006 umfangreiche Kapazitäten der dänischen Versorger Elsam und Energi E2 – unter anderem Windkraftanlagen im Umfang von 447 Megawatt – sowie den britischen Offshore-Windpark Kentish Flats. Im selben Jahr begannen die Bauarbeiten an dem damals nach Unternehmensangaben größten Offshore-Windpark Schwedens – Lillgrund (Vattenfall AB 2006, S. 31). Ein Jahr später erwarb Vattenfall die Rechte des deutschen Offshore-Windpark-Projektes Dan Tysk (DanTysk Offshore Wind GmbH 2016).

123 Das Mittel, mit dem Vattenfall zum damaligen Zeitpunkt dieses Ziel zu erreichen gedachte, waren jedoch mitnichten nur erneuerbare Energien, sondern vor allem auch die Abscheidung von CO₂ beim Betrieb von fossilen Kraftwerken. Die Überschrift »Making Energy Clean«, unter der Vattenfalls 2008er Geschäftsbericht firmierte, war also vor allem als Bewerbung der CCS-Technologie zu verstehen.

124 Zum weiteren Verlauf des 2005 genehmigten und 2006 von E.ON übernommenen Projektes Delta Nordsee (E.ON AG 2006b) finden sich beispielsweise keine Informationen.

RWE hatte den ersten eigenen britischen Windpark – North Hoyle – mit der Übernahme des Versorgers Innogy 2002 erworben. Noch vor Gründung der Erneuerbare-Energien-Subdivision startete RWE die Projekte Little Cheyne Court, Rhyl Flats und Gwynt y Môr – ebenfalls in Großbritannien. Ein interviewter RWE-Manager stellte jedoch heraus, dass das Engagement des Konzerns in diesem Geschäftsbereich zum damaligen Zeitpunkt noch vergleichsweise halbherzig war, weil die Führungsriege die Entwicklungen der Erneuerbare-Energien-Branche unterschätzte:

»Hing damit zusammen, dass der damalige Vorstand in Gänze, aber ich nehme mich da gar nicht aus, dass wir 2007 immer noch überzeugt davon waren, dass die Zeit der Erneuerbaren, bis die da sind, noch lange, lange, lange dauert. Und das wir auf jeden Fall noch eine Generation von Großkraftwerken dazwischen brauchen. Das war die Einschätzung [...]. Und die zog sich durch. Durch das gesamte Management, bis hin zum Aufsichtsrat, auch den Mitarbeitern glaube ich. So, und deswegen hat man auch nicht selbst großartig, sondern man hat gesagt, überlasst das mal den Kleinen sozusagen, da rein engagieren. Man hat das immer so ein bisschen als ja müssen wir auch tun, aber nicht in dem Maße und so als Spielweise abgetan. Kann man wirklich so sagen. [...] Also auch hier viel zu spät erkannt, was da für eine Bewegung dahinter ist« (RWE Interview 5).

Die *EnBW* startete in diesem Zeitraum keine größeren Erneuerbare-Energien-Projekte. Ein befragter EnBW-Manager brachte den vergleichsweise späten Einstieg der EnBW auf Nachfrage mit drei Sachverhalten in Verbindung: Der regionalen Ausrichtung der EnBW in Süddeutschland und der dortigen politischen Situation, den Präferenzen der *Électricité de France* (EDF) als einen der beiden Hauptaktionäre sowie der Abneigung des zwischen 2003 und 2007 amtierenden Vorstands Utz Claassen gegenüber der Windenergie:

»Regionale Ausrichtung – ein Thema. Windenergie im Südwesten, das ist eine alte Geschichte. [...] Unbeliebt. Zweitens: sicherlich auch der damalige Aktionär, der nicht verstanden hat, was in Deutschland los ist. EDF. Und das kann man ihm nicht mal übelnehmen. Wir haben es ja auch nicht richtig verstanden. Wir hatten nur ein komisches Gefühl dabei. Die EDF [...] hat andere energiewirtschaftliche Fragen gestellt. [...] 2007 gab es Gründe, warum man gesagt hat, ach komm, wenn ich nur einen Euro auszugeben habe, dann gehe ich in andere Bereiche rein. Sicherlich kulturell, ganz klar! Also der damalige Vorstandsvorsitzende Claassen mochte Windenergie nicht, er mochte sie einfach nicht. Er fand das blöd. Er fand die Dinger blöd. Er hat sich aber [...] sehr intensiv mit Erneuerbaren beschäftigt, aber immer mit dem »ich will Windenergie vermeiden« (EnBW Interview 4).

Wirklich Fahrt nahmen die Erneuerbare-Energien-Investitionen bei allen vier Unternehmen erst ab 2008 auf – auf diese Aktivitäten wird in Abschnitt 9.4.1 eingegangen. Dort finden sich auch tabellarische Aufstellungen der einzelnen Projekte. Außerdem wird der Frage nachgegangen, weshalb die Investitionen der großen Vier in erneuerbare Energien zum größten Teil außerhalb von Deutschland erfolgten und weshalb sie vor allem auf großskalige Lösungen setzten.

8.4 Phase 2: Zusammenfassende Betrachtungen

Im Laufe von Phase 1 hatte sich eine relativ stabile neue Ordnung auf dem Feld der Stromversorgung in Deutschland herausgebildet. Die großen Vier hatten eine exponierte Stellung inne und waren in der Lage, ihre strukturelle Macht entlang der gesamten Wertschöpfungskette auszuspielen und so maßgeblichen Einfluss auf die Vorgänge im Sektor zu nehmen. Aufgrund dessen mehrten sich Stimmen, welche ein formell-institutionelles Umfeld forderten, welches die Macht der Konzerne einschränken und die Position möglicher Wettbewerber stärken würde. Das 2005 eingeführte novellierte Energiewirtschaftsgesetz fiel für die Stromkonzerne vergleichsweise hart aus, da selbst traditionell den Konzernen wohlgesonnene Politiker aufgrund der negativen öffentlichen Stimmung nicht mehr bereit waren, die Forderungen der Stromkonzerne weiterzutragen. Das Gesetz beinhaltete verschärfte Vorschriften zur Entflechtung des Netzbetriebes und sah die Einrichtung einer Regulierungsbehörde zur Kontrolle der Netzentgelte vor. Diese Veränderungen der formell-regulatorischen Feldregeln reduzierte den Handlungsspielraum der Stromkonzerne bei der Festlegung von Durchleitungsgebühren und schränkte zudem deren Möglichkeiten zur Diskriminierung von Konkurrenten beim Netzzugang ein – damit verringerte sich der Wert der Stromnetze als ökonomisches Kapital. Die damit einhergehenden Nachteile für die vier Unternehmen wurden jedoch durch positive Markttrends – steigende Strompreise, steigende Nachfrage – sowie die Einführung des europäischen Emissionshandels überkompensiert. In den politischen Verhandlungen im Vorfeld der Gesetzesbildung des Emissionshandelssystems war es den Konzernen gelungen, beinahe alle ihrer Forderungen durchzusetzen. Das Gesetz sorgte deshalb für erhebliche Zusatzgewinne – vor allem da Emissionszertifikate weitestgehend kostenfrei zugeteilt, von den Konzernen

aber dennoch im Sinne einer Opportunitätskostenrechnung auf den Strompreis aufgeschlagen wurden. Die Praktik der Einpreisung von Emissionszertifikaten zog jedoch, wie bereits die Preiserhöhungen in Phase 1, eine sinkende soziale Akzeptanz der Unternehmen nach sich.

In Folge der steigenden Strompreise nach Einführung des Emissionshandels und der EnWG-Novelle formulierten Politiker und mediale Öffentlichkeit vermehrt den Verdacht einer Manipulation der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Kartellrechtliche Verfahren auf nationaler und europäischer Ebene sowie wissenschaftliche Untersuchungen erhärteten diese Vermutung sowie allgemeiner den Verdacht eines abgestimmten Marktverhaltens der vier Unternehmen. Dies hatte noch in Phase 2 eine Verschärfung des nationalen Wettbewerbsrechtes zur Folge und führte zudem in Phase 3 zu tiefgreifenden Regulierungsvorgaben von Seiten der EU. Den unter voller Auspielung der Marktmacht realisierten ökonomischen Gewinnen stand also verstärkter Gegenwind auf den übergeordneten Feldern der nationalen und europäischen Wettbewerbspolitik gegenüber.

Gleichzeitig hatten sich aufgrund der Konzentrationsvorgänge auf dem deutschen wie auch den relevanten europäischen Märkten die Möglichkeiten zur weiteren Expansion durch Unternehmensübernahmen im Vergleich zu Phase 1 deutlich verringert. Das bedeutete, die Stromkonzerne mussten alternative Strategien für weiteres unternehmerisches Wachstum entwickeln. Die vor diesem Hintergrund beschlossenen Geschäftsaktivitäten folgten zwei Stoßrichtungen: Erstens beschlossen die Stromkonzerne organisches Wachstum durch den Bau neuer Gas- und Kohlekraftwerke. Diese Projekte wurden in Erwartung positiver Marktentwicklungen – steigende Preise, steigende Nachfrage, zukünftige Leistungsengpässe – getroffen. Nachdem sich diese Prognosen vor allem in Folge der Wirtschaftskrise in Phase 3 als falsch herausstellen sollten, erwiesen sich die Projekte später als unrentabel. Zweitens begannen die großen Vier im größeren Stil im Bereich der erneuerbaren Energien zu investieren. Diese Neubewertung der erneuerbaren Energien war zum einen auf einen schleichenden Kulturwandel innerhalb der Unternehmen sowie auf die Ermangelung profitabler Alternativen zurückzuführen. Zum anderen stellte die Idee der Errichtung großer Windparks erstmals eine Alternative zu einer kleinskaligen, dezentralen Umsetzung erneuerbarer Energien dar und repräsentierte damit einen Brückenschlag in Richtung der traditionellen Organisationsprinzipien einer großskaligen, zentralistischen

Stromerzeugung. Aufgrund der Konkurrenzsituation, in welcher erneuerbare Energien in Deutschland zu den bestehenden Kraftwerken der großen Vier standen, beschränkte sie ihr Engagement jedoch auf das Ausland.

Das Ende von Phase 2 wird durch die Wirtschaftskrise eingeläutet, beziehungsweise durch das Überschwappen der Bankenkrise auf die Realwirtschaft im Laufe des Jahres 2008. Zwar verlaufen einige Entwicklungsstränge gleichermaßen über Phase 2 wie über Phase 3 (etwa die politischen Vorhaben zur Verschärfung des Wettbewerbs, kartellrechtliche Verfahren sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Stromkonzerne), die Zeit um die Wirtschaftskrise stellt dennoch einen zentralen Wendepunkt dar, da sich im Folgenden die Verwerfungen im Feld zunehmend zuspitzten und sich das Umfeld der Stromkonzerne auf beinahe allen Ebenen gegen sie zu wenden begann.

9. Phase 3 (2008–2011): Wirtschaftskrise, verschärfte Konflikte und konservative Strategien

Phase 2 war bereits von mehreren, für die Stromkonzerne negativen Entwicklungen geprägt – strukturelle Feldveränderungen (Marktkonzentration) und damit einhergehende eingeschränkte Wachstumsmöglichkeiten, Veränderungen der formell-institutionellen Rahmung (Re-Regulierung), und Reaktionen staatlicher Akteure auf die Machtkonzentration im Feld (Kartellverfahren). Diese wurden jedoch noch durch parallele positive Entwicklungen überkompensiert (steigende Strompreise und -nachfrage sowie Windfall-Profits aus dem Emissionshandel), weshalb die Position der Stromkonzerne vergleichsweise stabil blieb. In Phase 3 begann sich schließlich das Umfeld der vier Unternehmen auf breiter Front zu deren Ungunsten zu wenden. Eine erste Herausforderung lag in einer Reihe sich wechselseitig beeinflussender *Markttrends* – sinkende Großhandelspreise für Strom, sinkende Stromnachfrage sowie ein steigender Anteil erneuerbarer Energien. Diese Entwicklungen werden in Abschnitt 9.1 beschrieben. Darüber hinaus ist der Transformationsprozess in diesem Zeitraum von zwei sich verschärfenden Konfliktlinien geprägt. Zum einen setzten Veränderungsimpulse von drei Seiten den *Netzbetrieb* unter Druck (Abschnitt 9.2). Dies waren institutionelle Veränderungen auf nationaler Ebene (Anreizregulierung), neue soziale Bewegungen (Trend zur Rekommunalisierung der Verteilnetze) sowie politische Impulse von supranationaler Ebene (EU-Forderungen zur Entflechtung der Übertragungsnetze). Zum anderen verschärfen sich *Konflikte um das hegemoniale technologische Profil des Sektors*. Abschnitt 9.3 beschreibt die Versuche der Konzerne, die traditionellen (institutionellen und technologischen) Ordnungsmuster des Feldes zu konservieren. Dabei geht es um das (Forschungs- und Entwicklungs-)Engagement der Konzerne in Carbon Capture and Storage (CCS) sowie den Einsatz für die Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke. In diesem Zusammenhang werden sowohl Öffentlichkeitsarbeit und Lobbying-Aktivitäten der Unternehmen behan-

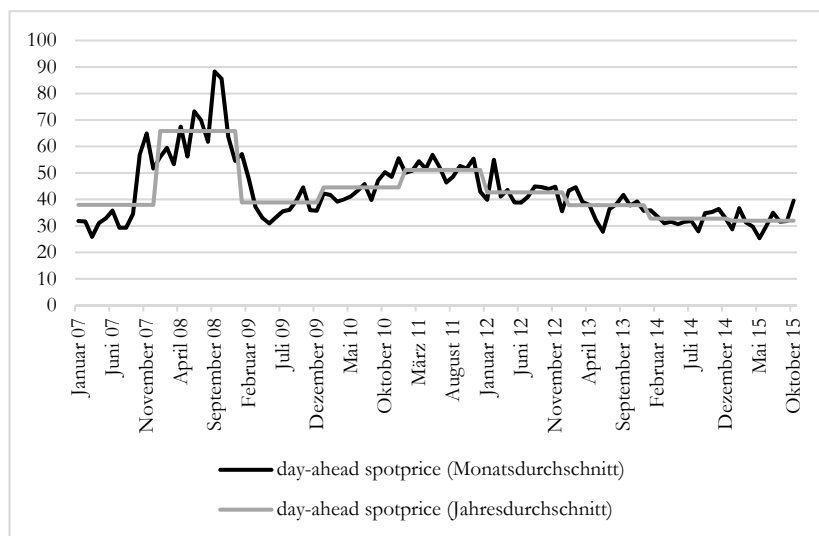
delt als auch die längerfristigen Folgen dieser Strategien bewertet. Abschnitt 9.4 schließlich beschreibt die *schwerpunktmäßigen Geschäftstätigkeiten* der großen Vier zwischen Wirtschaftskrise und Fukushima. Alle vier Unternehmen führten ihre zuvor gestarteten Erneuerbare-Energien-Ausbaustrategien weiter. Hinzu kamen im Falle von RWE, Vattenfall und EnBW überteuerte Unternehmens-Akquisitionen. Gegen Ende der Phase entwickelten die Unternehmen schließlich ein Bewusstsein für die wachsenden Probleme und starteten erste Kompensationsmaßnahmen.

9.1 Wirtschaftskrise und negative Marktentwicklungen

Phase 3 war zunächst von drei für die Stromkonzerne äußerst negativen Feldentwicklungen gekennzeichnet. Dabei handelte es sich um: Sinkende Großhandelspreise für Elektrizität, sinkende Nachfrage nach Strom sowie weiterhin steigender Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen und damit einhergehende erhöhte EE-Einspeisung. Die ersten beiden Entwicklungen hingen eng mit den Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2007 zusammen, aber nicht nur: Die sinkenden Strompreise etwa waren in Teilen auch auf den steigenden Ausbau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Die drei Entwicklungsstränge lassen sich also analytisch nicht ohne weiteres gegenüber einander abgrenzen. Im Folgenden sollen sie zunächst detaillierter besprochen werden, um sie anschließend in ihrem Einfluss auf die großen Vier sowie das Feld im Gesamten bewerten zu können.

Der Day-Ahead Spotmarktpreis für Strom, welcher eine wichtige Funktion als Referenzpreis sowohl für andere Produkte an der Strombörse sowie außerbörsliche Geschäfte erfüllt (siehe Abschnitt 8.2.1), erfuhr im Herbst 2008 einen heftigen Einbruch. Während er im September 2008 noch bei durchschnittlich 88 Euro pro Megawattstunde lag, war er bis Mai 2009 um beinahe zwei Drittel gefallen – auf durchschnittlich 31 Euro pro Megawattstunde. Von diesem Tiefpunkt aus ging es zwar zunächst wieder aufwärts, seit 2011 befindet sich der Strompreis jedoch im stetigen Abwärtstrend und lag 2015 bei durchschnittlich 32 Euro pro Megawattstunde – also noch unter dem Niveau vom Mai 2009 (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2007–2015



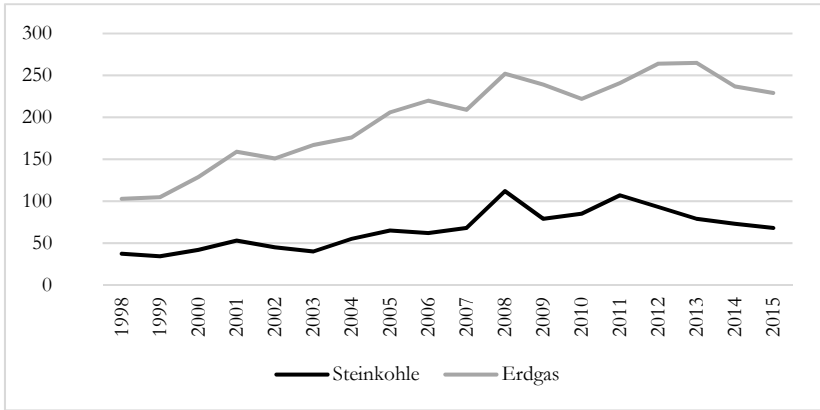
In EUR/MWh. DE European power exchange. Quelle: Energinet.dk

Diese Preisbewegungen gingen ursächlich auf mehrere Entwicklungen zurück, deren Beitrag im Einzelnen jedoch kontrovers diskutiert wird (vgl. Kalblabis et al. 2015; Sensfuß 2013, S. 2). Zunächst sanken in Folge der Wirtschaftskrise die *Rohstoffpreise*. Da (wie in Abschnitt 8.2.1 ausführlicher ausgeführt) in der Regel Steinkohlekraftwerke – in der Relevanz gefolgt von Gaskraftwerken – als Preissetzer an der Börse auftreten, gehen Rohstoffpreise (als Teil der Grenzkosten) direkt in den Strompreis ein. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Erdgas sowie Steinkohle. Diese folgen einer ähnlichen Tendenz wie die Spotmarktpreise, wengleich der Einbruch in Folge der Wirtschaftskrise weniger ausgeprägt war und sich die Preise daraufhin stärker erholten. Der Abwärtstrend der letzten Jahre zeigt sich jedoch auch hier.

Ein zweiter Einflussfaktor lag in den sinkenden *Preisen für Emissionszertifikate*. Diese gehen ebenfalls über die Grenzkosten direkt in den Strompreis ein. Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der Preise für Verschmutzungsrechte, welche stark den Bewegungen des Börsenstrompreises gleicht.¹²⁵

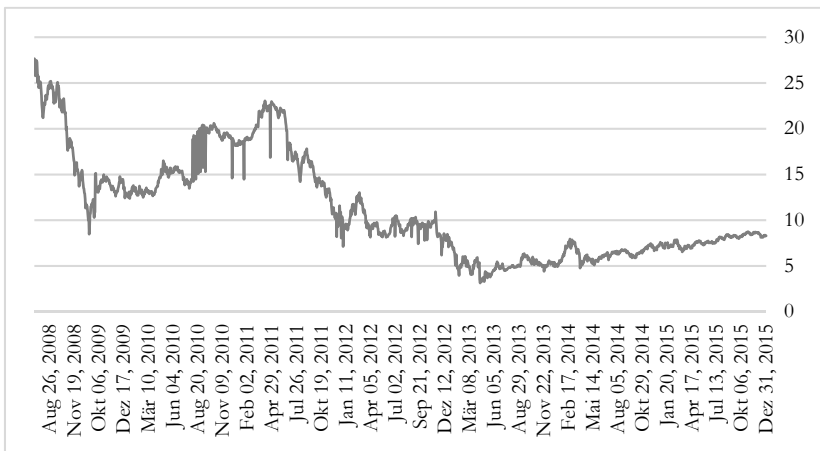
¹²⁵ Koch et al. (2014) untersuchten die Ursachen für den starken Verfall der Emissionszertifikatpreise zwischen 2008 und 2013. Sie stellten einen Einfluss von Konjunktur sowie wachsender Stromproduktion aus Windkraft und Solarenergie auf den Zertifikatpreis fest,

Abbildung 23: Entwicklung der Preise für Steinkohle und Erdgas 1998–2015



Zur Verwendung im Kraftwerksbetrieb.¹²⁶ In EUR/t SKE. Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2017)

Abbildung 24: Entwicklung der Futures-Preise für Emissionszertifikate 2008–2015



In EUR/Co-Äquivalent. Quelle: Investing.com

betonten jedoch gleichzeitig, dass 90 Prozent der Preisdynamiken unerklärt blieben (Koch et al. 2014, S. 676).

¹²⁶ Erdgas zur Verbrennung in Kraftwerken. Durchschnittserlöse aus der Abgabe an Letztannehmer einschließlich Erdgassteuer (ab 1. August 2006 beim Einsatz zur Stromerzeugung steuerfrei). Kraftwerkskohle Preis frei Grenze Bundesrepublik.

Ein dritter Faktor schließlich findet sich in dem Zusammenspiel eines erhöhten Anteils erneuerbarer Energien und der gesetzlichen Neuregelung der Vermarktung von EE-Strom durch die *Ausgleichsmechanismusverordnung* (Deutscher Bundestag 2009). Mit Inkrafttreten der Verordnung zum 1. Januar 2010 waren Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt zu vertreiben. Da erneuerbare Energien zu Grenzkosten nahe Null einspeisen, führte dies vermehrt zur Verdrängung teurer Kraftwerke aus dem Markt und hatte damit einen preissenkenden Einfluss an der Strombörse¹²⁷ – dies wird auch als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Sensfuß 2013, siehe auch Gawel et al. 2015, S. 16603).

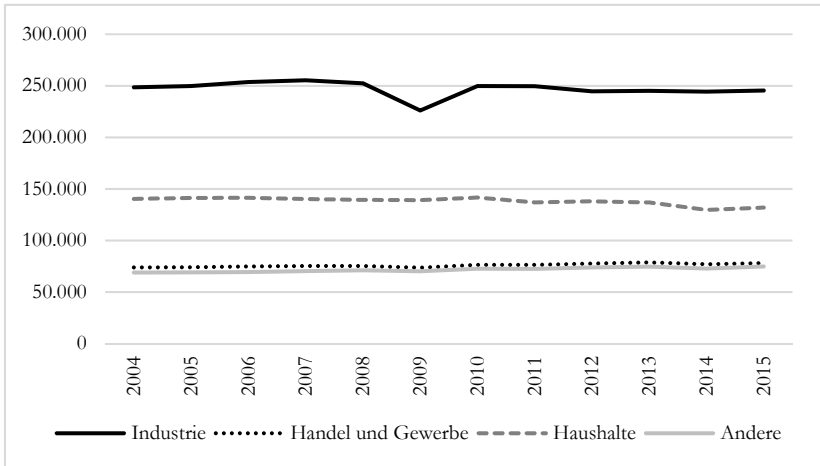
Gleichzeitig war im Zuge der Wirtschaftskrise die *Stromnachfrage gesunken*. Wie Abbildung 25 zeigt, ging der Stromverbrauch von Seiten der Industrie, welche in Deutschland etwa die Hälfte des produzierten Stroms abnimmt, nachdem er 2007 einen Höchstwert verzeichnet hatte, in Folge der Wirtschaftskrise um gute 11 Prozent zurück. Zwar sprang die Nachfrage wieder an und erreichte 2010 beinahe Vorkrisen-Niveau, seither befindet sie sich jedoch im Abwärtstrend. Der Verbrauch der Privathaushalte zeigte zunächst nur geringe Auswirkungen der Krise, ist jedoch seit 2010 ebenfalls rückläufig.¹²⁸ Die Nachfrage der in den Kategorien »Handel und Gewerbe« sowie »Anderes«¹²⁹ subsummierten Abnehmer stieg zwar tendenziell über den gesamten Untersuchungszeitraum an und wurde nur zu geringem Ausmaß von der Wirtschaftskrise gedämpft, auf diese Gruppen entfiel aber auch nur gut ein Viertel der Gesamtnachfrage. Zum Ende des Untersuchungszeitraumes lag der deutschlandweite Verbrauch (über alle Gruppen hinweg) in etwa auf dem Niveau der Jahre 2004 und 2005. Die Höchstwerte der Vorkrisenjahre (zwischen 2006 und 2008) wurden bis 2015 nicht wieder erreicht.

127 Zu den Mechanismen der Strombörse siehe Abschnitt 8.2.1.

128 RWE schrieben hierzu in ihrem 2009er Geschäftsbericht: »Die Rezession hinterließ deutliche Spuren im Energieverbrauch. Etwas abgefedert wurde der negative Konjunkturfekt durch den vergleichsweise stabilen Strombedarf der Haushalte und des Dienstleistungssektors« (RWE AG 2009d, S. 40).

129 Die Kategorie »Anderes« beinhaltet Verkehr, öffentliche Einrichtungen sowie Landwirtschaft.

Abbildung 25: Netto Stromverbrauch in Deutschland nach ausgewählten Verbrauchsgruppen 2004–2015



In GWh. Quelle: BDEW e.V. (2016b)

Die befragten Manager betonten im Interview die Auswirkungen der negativen Konjunktur auf die Geschäftstätigkeiten.

»gucken Sie einfach nur mal, wo die Börsenpreise standen von der BASF, von Daimler, von BMW usw. [...]. Die haben damals Kurzschichten, Produktionsausfälle usw. gehabt natürlich [...]. Was das für signifikante Effekte gehabt hat! Das sind alles Firmen, die in der Regel ja langfristige Bandverträge haben, die werden einfach nicht abgenommen. Das heißt, Sie müssen Kraftwerke runterfahren. Also da gab es massive Auswirkungen auf den Stromabsatz und den Strommarkt« (E.ON Interview 3).

Ein RWE-Manager bestätigte die negativen Auswirkungen der Wirtschaftskrise auf die Stromnachfrage, betonte jedoch gleichzeitig, dass das finanzielle Kapital des Unternehmens (im Sinne des Zugangs zu neuen Mitteln) nicht unter der Krise gelitten hatte:

»Zu der Zeit, wo die Finanzkrise, 2009 war es glaube ich, waren wir in der Bonität so, dass wir Geld überall bekommen haben und die Banken nicht mehr. Da waren wir anders positioniert als heute. [...] Wir brauchen für unser Geschäftsmodell sehr viel Fremdkapital. Weil unsere ganzen Handelsgeschäfte, wenn man die mit Eigenkapital hinterlegen müsste, könnten wir gleich schließen. Daher kann ich ganz klar sagen, die Finanzkrise DIREKT keine Auswirkungen. Indirekt extrem! Weil dadurch die Produktion runtergegangen ist und wir natürlich viel weniger Energie veräußert haben« (RWE Interview 2).

Darüber hinaus stieg die *Einspeisung erneuerbarer Energien* in Phase 3 weiterhin, ab 2010 sogar sprunghaft. Im Jahr 2002 hatte die Bundesregierung das Ziel ausgerufen, bis 2010 einen Anteil erneuerbarer Energien von 12,5 Prozent an der Gesamtstromproduktion erreichen zu wollen (Deutsche Bundesregierung 2002, S. 97; vgl. Jacobsson und Lauber 2006, S. 269). Dieses Ziel – obgleich es damals selbst von optimistischen Experten als überaus ambitioniert bewertet worden war (Lobo 2011, S. 211) – wurde bereits im Laufe des Jahres 2007 erreicht. 2010 lag der Anteil erneuerbarer Energien bereits bei 16,5 Prozent. Insbesondere von Gewicht war der Ausbau der Photovoltaik, welche im Jahr 2010 (sowie in den beiden Folgejahren) einen Rekordzubau von 7,4 Gigawatt peak (sowie 7,5 beziehungsweise 7,6 Gigawatt peak) verzeichnete (BMWi 2017, S. 7).¹³⁰

Dieser explosionsartige Photovoltaikausbau hatte seinen Ursprung in mehreren zusammenfallenden Entwicklungen: Aufgrund steigender Solar-Modulimporte aus Asien bei einem gleichzeitigen Zusammenbruch des spanischen Photovoltaikmarktes (die dortige Regierung hatte rückwirkend die Förderung gekürzt) und damit zusammenhängendem Nachfragerückgang sanken im Jahr 2009 die Installationspreise für Photovoltaik-Systeme um 29 Prozent (Hoppmann et al. 2014, S. 1431). Da die Einspeisevergütung nicht im gleichen Ausmaß zurückgegangen war, stieg die Profitabilität von Investitionen in Photovoltaikanlagen im entsprechenden Umfang, wodurch die Anreize für den Boom-artigen Ausbau gesetzt waren.¹³¹ Der hohe Pho-

130 Genau genommen verzeichnete die Photovoltaik zwischen 2007 und 2012 jedes Jahr Rekord-Zubauraten. Besonders eindrucksvoll war jedoch das Wachstum in den Jahren 2010, 2011 und 2012.

131 Ein interviewter Manager stellte die Hintergründe des Photovoltaik-Booms folgendermaßen dar: »[...] drei Jahre hintereinander war das so, dass die [Photovoltaik-; Anm. d. Verf.] Branche beim BMU eingeladen war, sie sollte vortragen, wie denn die Kostenposition ist und wie sie sich weiterentwickelt, weil dem BMU völlig klar war, wir haben ja ein Ausbauszenario. Da wollen wir zwei Gigawatt im Jahr dazuhaben und sie wollen nicht überfordern. Und da waren [Name entfernt, Anonymisierung; Anm. d. Verf.] und [Name entfernt; Anm. d. Verf.], also so ein paar Häuptlinge aus der Wirtschaft waren da und die haben dann tränenden Auges hier vorgetragen, ja also Kürzungen bei den Solarsubventionen sehen wir gar nicht und wir kommen gerade so hin. Es werden wieder 2 Gigawatt. Und dann passierte folgendes: Die Q-Cells hatte ihre gesamte Fertigungstechnik von einem Automatisierer bauen lassen, ohne die Fertigungstechnik, das Know-how der Fertigungstechnik, sich zu schützen. Das chemische Know-how hatten sie, aber die Fertigungsstraße an sich war nicht geschützt. [...] [Aufgrund rechtlicher Bedenken gekürzt. Es folgten Anführungen über den Aufbau von Fabriken in Asien, welche diese Fertigungs-

tovoltaik-Zubau hatte nicht nur eine dämpfende Wirkung auf den Strompreis (siehe oben), sondern reduzierte auch die Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke. RWE führten hierzu in ihrem 2010er Geschäftsbericht an:

»Das trotz höherer Brennstoffkosten anhaltend niedrige Preisniveau im Stromterminhandel ist u.a. auf den unerwartet starken Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen, insbesondere der Photovoltaik. Deren Gesamtkapazität ist 2010 nach Angaben des Bundesumweltministeriums in Deutschland um über 7 GW auf ca. 17 GW gestiegen. Die Solaranlagen speisen Strom schwerpunktmäßig zu Spitzenlastzeiten ins Netz ein. Dadurch hat sich besonders für Steinkohle- und Gaskraftwerke der Einsatzspielraum verringert. Außerdem trugen die steigenden Solareinspeisungen dazu bei, dass der Abstand zwischen Spitzenlast- und Grundlastnotierungen geschmolzen ist« (RWE AG 2010a, S. 62).

Nach dem Zeitpunkt befragt, zu dem die Geschwindigkeit des Erneuerbare-Energien-Ausbaus und dessen Auswirkungen auf den Markt in den Konzernzentralen erkannt wurde, verwiesen die meisten Manager auf den Zeitraum um 2009.

»Und ich glaube, wenn man heute die Diskussion der Jahre 2008, 2009 diskutiert hätte, dann würde man vielleicht noch die Diskussion anders führen, wobei man auch sagen muss, dass die energiewirtschaftlichen Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Zubaus natürlich genau in den Jahren 2009 bis 2012 so heftig waren und dass man erst dann gemerkt hat, wie schnell die Merit-Order sich verschiebt. Dass sie sich verschiebt, war klar, aber wie schnell der Vorgang passiert, ich glaube, das

technik nutzen; Anm. d. Verf.]. Malaysia sind die Energiepreise subventioniert, Personalkosten wesentlich niedriger, dementsprechend war dort eine Konkurrenz in einer Gigawatt-Größe plötzlich entstanden, die viel billiger war. [...] Und daraufhin kamen eben die Modulpreise unter einen völlig unerwarteten Druck von den Beteiligten und dann kam es drei Jahre hintereinander, kam dann eben dasselbe Desaster wieder, dass dann eben 7-9 Gigawatt dazukamen und bei einer Gesamt-Kapazität von 110 Gigawatt Konventionelle und einer Windkapazität von 35 Gigawatt, ist eben 20 Gigawatt mehr oder weniger, das ist schon richtig viel! Das ist richtig viel. [...] Und damit kam sozusagen ein Prozess, der eigentlich erst in fünf Jahren hätte kommen sollen...wurde schlagartig vorgezogen, weil nämlich den gesamten Sommer über keine Peak-Preise mehr kamen. Und auch da kann ich nur sagen, das war Dummheit. Aber im BMU und bei der Politik kam natürlich dann das Echo. Das erste Mal hat man das verziehen, Dinge können falsch eingeschätzt werden, das kann jedem passieren. Nach dem zweiten Mal wurde man extrem kritisch, man hat sehr viel nachgefragt. Und seit dem dritten Mal glaubt den Vertretern sowohl des BWE als auch des BSW, glaubt Politik und Ministerien nichts mehr! Damit hat sich die Branche selber aus purer Gier in die Ausschreibungsdebatte gebracht, die ziemlich kompliziert wird« (Vattenfall Interview 1).

war die große Überraschung. Ahm, für alle! Also ich kenne niemanden, ob das Energiewirtschaft ist, Wissenschaft, Politik, der im Jahr 2008 prognostiziert hat, dass die Merit-Order so schnell sich verschiebt und dass die Preise so schnell purzeln« (EnBW Interview 4).

»Also, ich glaube seit 2009, 2010 war klar, dass man so nicht weitermachen kann wie bisher« (EnBW Interview 5).

»[...] das erste Zaudern, kam so Mitte 2009 auf und der absolute Bruch war Fukushima!« (Vattenfall Interview 1).

Zu diesem Zeitpunkt waren die großen Vier jedoch mit Hochdruck dabei, die Grundlagen für eine Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke zu schaffen (siehe Abschnitt 9.3.2). Aufgrund dieser thematischen Schwerpunktsetzung bei der Lobbyarbeit und dem Optimismus¹³² im Bezug auf die Zukunft der Kernenergie und damit des etablierten Geschäftsmodells, war die politische Opposition der Konzerne gegen die erneuerbaren Energien zu dieser Zeit vergleichsweise überschaubar. Der Branchenverband BDEW etwa forderte zwar – wie sein Vorgänger VDEW bereits 2005¹³³ – eine Angleichung der europaweiten Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, was prinzipiell eine Abschaffung von technologie-spezifischer Vergütung wie auch Einspeisevorrang bedeutet hätte,¹³⁴ die Themen Laufzeitverlängerung sowie CCS (siehe Abschnitt 9.3.2 und Abschnitt 9.3.1) dominierten jedoch die Außenkommunikation der Konzerne.

132 Vielmehr gingen die Entscheidungsträger in den Konzernen scheinbar davon aus, dass sich mit der Laufzeitverlängerung das »Problem« mit den erneuerbaren Energien von selbst lösen würde. Ein interviewter Manager paraphrasierte die Haltung der »konventionellen Kollegen« im BDEW, wenn diese mit Prognosen eines verstärkten Wachstums erneuerbarer Energien und dessen Markteffekten konfrontiert wurden, folgendermaßen: »Der Markt ist das beste, Herr [gekürzt, Anonymisierung; Anm. d. Verf.], jetzt schwätzen Sie nicht so dumm, zur nächsten Wahl sind wir das grüne Gesocke los, dann können wir wieder weitermachen wie immer!« (Vattenfall Interview 1).

133 Mit dem Vorschlag zur Einführung eines »Integrationsmodells erneuerbare Energien« (VDEW 2005)

134 Die europaweite »Harmonisierung« der Förderinstrumente für erneuerbare Energien wurde 2010 auch im Resümee einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI) gefordert (Fürsch et al. 2010, S. 120 f.), welche direkt vom BDEW aufgegriffen wurde (BDEW e.V. 2010). Das EWI steht landläufig in der Kritik, industrie-freundliche Forschung zu betreiben, da es zu großen Teilen von den Stromkonzernen finanziert wurde und wird (Leuschner 2010a). Die Liste der Fördermitglieder des EWI ist im Internet einzusehen (siehe EWI 2015).

Die dargestellten negativen Marktentwicklungen hatten jedoch zunächst *keine Signalfunktion*, welche zu einem direkten Einlenken der Konzernstrategien geführt hätte und zwar aus mehreren Gründen: Da die Unternehmen – auch im Rahmen ihres Risikomanagements – den größten Teil ihrer Produktion auf Termin verkaufen, gingen die gesunkenen Strompreise zeitverzögert in die Bilanzen ein, was den Unternehmen einen Puffer von etwa zwei Jahren verschaffte (E.ON Interview 5). Kurzfristige Preiseinbrüche stellten damit nicht zwangsläufig eine Bedrohung dar. Sie konnten sogar von Vorteil sein, wie ein Ausschnitt aus dem Bericht der RWE über das Geschäftsjahr 2009 zeigt:

»Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin. Auf unsere Erlöse im Berichtszeitraum haben daher die aktuellen Preise nur untergeordneten Einfluss. Entscheidend ist vielmehr, zu welchen Konditionen Lieferkontrakte für 2009 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Da diese Verkäufe überwiegend vor Eintreten der Finanzkrise getätigt wurden, lagen die realisierten Preise weit über dem aktuellen Niveau. Unsere deutsche 2009er-Produktion setzten wir im Durchschnitt zu 70 € je MWh ab. Damit übertrafen wir auch den vergleichbaren Vorjahreswert: Für die 2008er-Produktion hatten wir durchschnittlich 58 € je MWh erzielt. Dass wir unsere Stromerzeugung 2009 zu höheren Preisen verkaufen konnten, schlug sich positiv auf die Ertragslage nieder. Besonders unsere Kernkraftwerke profitierten davon, denn hier standen den Mehrerlösen keine nennenswerten Zusatzkosten beim Brennstoffeinsatz gegenüber« (RWE AG 2009d, S. 44).

Dabei erwiesen sich die temporären Aufwärtstrends bei Strom- und Rohstoffpreisen sowie Nachfrage zwischen 2009 und 2011 als trügerisch. Diese kurzzeitige Erholung bestätigte die Annahme, die Einbrüche wären lediglich temporäre Effekte der Wirtschaftskrise gewesen. Längerfristig betrachtet befanden sich jedoch alle diese Bereiche in einem Abwärtstrend. »Der Höhepunkt [der Rohstoffpreise; Anm. d. Verf.] wurde Mitte 2008 erreicht. Und erst danach brach das wieder ab. Und zwar hat man da gedacht, das sei nur kurzfristig die Finanzkrise gewesen, die das mit verursacht hätte. Aber nein, der Rückgang setzte sich auch nach der Finanzkrise fort« (RWE Interview 4). »Es war also doch ein strukturelles Problem und kein nur kurzfristiges konjunktur- und finanzkrisenbedingtes Thema« (RWE Interview 4).

Direkte Auswirkungen auf die Stromkonzerne hatte also zunächst nur die gesunkene Nachfrage. Die für die konventionelle Erzeugung negativen Markteffekte der erneuerbaren Energien zeigten sich zwar bereits und wurden ab 2009 auch langsam in den Konzernen wahrgenommen, richtig durchschlagen sollten sie jedoch erst mit dem Photovoltaik-Boom ab 2010. Das

Feld war also zunächst noch vergleichsweise stabil, wenngleich sich die Anzeichen einer kommenden, größeren Erschütterung der Verhältnisse mehrten.

9.2 Der Kampf um die Stromnetze

In dieser Phase kulminierten die Herausforderungen für den Netzbetrieb, welche sich bereits in der vorherigen Phase angedeutet hatten. Veränderungen lassen sich entlang dreier Linien nachvollziehen, welche im Folgenden in aufsteigender Relevanz für den Transformationsprozess im Allgemeinen sowie die Unternehmen im Speziellen vorgestellt werden. Dabei handelte es sich um veränderte Grundlagen der Netzentgeltbestimmung durch die Einführung der *Anreizregulierung*, sich häufende Bestrebungen zur *Rekommunalisierung* der Strom-Verteilnetze sowie verstärkter *Druck von Seiten der EU auf die Unabhängigkeit der Übertragungsnetze*.

9.2.1 Netzentgelte: Von der Cost-Plus-Regulierung zur Anreizregulierung

Bereits im novellierten Energiewirtschaftsgesetz von 2005 war das Ziel formuliert worden, stärkere Anreize in die Effizienzsteigerung des Netzbetriebes zu setzen, und zwar durch eine perspektivische Ablösung der bisherigen, auf den Selbstkosten der Netzbetreiber basierenden Bestimmung der Durchleitungsgebühren durch das Prinzip der Anreizregulierung.¹³⁵ Hierzu hatte die Bundesnetzagentur ein Konzept auszuarbeiten (Deutscher Bundestag 2005, §112a) auf dessen Basis im ersten Halbjahr 2007 die Verhandlungen über die Ausgestaltung eines entsprechenden Gesetzes stattfanden. In diesen Verhandlungsrunden ging es vor allem um Detailregelungen, eine grundlegende Kritik an dem Ansatz bestand von Seiten der Konzerne nicht. »Wir haben nicht über das Prinzip der Anreizregulierung gestritten, damit sind wir einverstanden, sondern um die Ausgestaltung« (Ein anonym

135 Lobo (2011) zufolge entstand der politische Druck zur Aufnahme der Anreizregulierungsoption in das novellierte EnWG im Sommer 2004 aufgrund der »massiven und politisch nicht zu vermittelnden Erhöhung der Netzentgelte durch einige Transportnetzunternehmen in diesem Zeitraum« (Lobo 2011, S. 253). Vergleiche auch Abschnitt 8.1.1.

E.ON-Mitarbeiter; zitiert nach Lobo 2011, S. 251). Auch in der Außenkommunikation der Unternehmen finden sich keine Hinweise auf eine Ablehnung gegenüber der Grundidee einer Anreizregulierung. Der Gesetzformulierungsprozess erfolgte auch verhältnismäßig zügig. Die Anreizregulierungsverordnung trat am 29. Oktober 2007 in Kraft und setzte den Beginn der neuen Regelungen auf den 1. Januar 2009. Dies bedeutete das Ende einer Cost-Plus-Regulierung zur Bestimmung der Netztarife. Stattdessen legte die Bundesnetzagentur Erlösobergrenzen fest, welche sich an den Kosten der effizientesten Netzbetreiber auf der entsprechenden Netzebene orientierten – die Bundesnetzagentur spricht von einem »Prinzip des simulierten Wettbewerbes« (Bundesnetzagentur 2016a). Diese Berechnungen gelten jeweils für eine fünf Jahre umfassende Regulierungsperiode, wobei die Erlösobergrenze jährlich um einen festgelegten Prozentsatz gesenkt wird, um so Anreize für zusätzliche Effizienzsteigerungen zu setzen (Lobo 2011, S. 251).

Die Bedeutung der Anreizregulierung für die Stromkonzerne lässt sich nicht eindeutig bewerten – auch weil die öffentliche Kommunikation der Unternehmen zu diesem Thema sehr sparsam gehalten ist. Auf der einen Seite war die Anreizregulierung im Sinne der Unternehmen, da sie betriebswirtschaftliche Freiräume gewährte, während die kostenbasierte Regulierung einen größeren Spielraum für politisch motivierter Eingriffe geboten hatte (vgl. Kleinwächter 2012, S. 77). Auf der anderen Seite erhöhte sie den Kostendruck, was je nach Spielraum zur Effizienzsteigerung einen negativen Effekt auf die Margen haben konnte, oder wie ein RWE-Manager es ausdrückte: »[...] sie verdienen Geld eigentlich nicht daran, dass sie Strom verkaufen, sondern daran, dass sie Kosten senken« (RWE Interview 5).

9.2.2 Die Hoheit über die Verteilnetze I: Verstärkte Rekommunalisierungsbestrebungen

Gegen Ende der 2000er Jahre gewann neben der Erneuerbare-Energien-Branche zunehmend eine zweite – teilweise personell mit dieser verbundene – Herausforderer-Bewegung Bedeutung im Feld. Mit dem Auslaufen einer Vielzahl der langjährigen Verträge zum Betrieb der Verteilnetze versuchten vermehrt Kommunen die Kontrolle über die eigene Energieversorgung (und dabei insbesondere den Netzbetrieb) zurückzugewinnen. Solche Rekommunalisierungsvorhaben führten in Phase 3 (und in Phase 4) zu bedeutenden Veränderungen der Ressourcenverteilung im Feld und stellten insbesondere

eine Herausforderung für die Stromkonzerne als bedeutendste deutsche Verteilnetzbetreiber dar.

Bevor im Detail auf diese Entwicklungen eingegangen wird, soll zunächst eine Arbeitsdefinition des – häufig unscharf verwendeten – Begriffs der Rekommunalisierung entwickelt werden. In der vorliegenden Arbeit wird unter Rekommunalisierung die Übernahme des Verteilnetzbetriebes durch Kommunen oder kommunale Versorgungsunternehmen verstanden. Das Recht zum Netzbetrieb ist nach deutschem Gesetz durch die Vergabe von Konzessionen geregelt. Im Rahmen von entsprechenden Verträgen räumen Gemeinden einem Energieversorgungsunternehmen das Recht für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, ein. Dabei überlässt der Altkonzessionär dem Neukonzessionär die zum Netzbetrieb notwendigen Verteilungsanlagen – entweder durch Übertragung des Eigentums oder durch die Einräumung von Nutzungsbefugnissen, etwa im Rahmen eines Pachtverhältnisses (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2010, S. 10). Die Konzessionsvergabe erfolgt in der Regel längerfristig – normalerweise für 20 Jahre. Im Gegenzug für die Gewährung des Wegerechtes erhalten die Gemeinden eine sogenannte Konzessionsabgabe (EnWG §46; §48). Bei Rekommunalisierung geht es in diesem Sinne also entweder um die materielle Übernahme des Verteilnetzes oder die Übernahme der Nutzungsrechte durch die Gemeinde oder ein kommunales Versorgungsunternehmen – hierunter fällt damit auch die häufiger zu beobachtende Praxis der Neugründung eines Stadtwerkes, eigens zum Zweck der Übernahme des lokalen Verteilnetzbetriebes.¹³⁶

Im Folgenden soll zunächst das *Ausmaß* dieser Rekommunalisierungsbewegung eingeschätzt werden. Daraufhin wird den *Ursachen* dieser Aktivitäten nachgegangen. Abschließend werden die *Auswirkungen* dieser Entwicklungen auf die Konstitution des Feldes und die Position der Stromkonzerne abgeschätzt und die *Strategien* der Unternehmen im Umgang mit diesen Herausforderungen beschrieben. Dabei werden in diesem Abschnitt primär die Anfänge der Bewegung behandelt. Die in der Presseberichterstattung seinerzeit

136 Die Aufnahme von Geschäftstätigkeiten im Energiebereich, welche über die Aneignung des Netzbetriebes hinausgehen – etwa Ausbau eigener Stromproduktion – fällt nach diesem Verständnis ebenfalls unter den Begriff der Rekommunalisierung, stellt jedoch keine notwendige Voraussetzung dar, um von Rekommunalisierung sprechen zu können.

sehr präsenten Rekommunalisierungsbestrebungen in Berlin, Hamburg und Stuttgart fallen in Phase 4, eine Beschreibung erfolgt in Abschnitt 10.2.4.

Das Ausmaß der Rekommunalisierungsbewegung lässt sich aufgrund der schlechten Datenlage nicht ohne weiteres abschätzen. Insbesondere ist es nicht möglich, Dynamiken im Zeitverlauf quantitativ darzustellen. Hinzu kommt, dass sich die Berichterstattung der Stromkonzerne zu diesem Thema als ausgesprochen zurückhaltend erweist. Dennoch sollen im Folgenden einige Zahlen angeführt werden, die, wenn auch untereinander nicht vergleichbaren Quellen entnommen, einen Eindruck über die Stärke der Veränderungen geben können. Laut Angaben von Städtetag, Gemeindebund und Verband kommunaler Unternehmen kam es zwischen 2007 und 2012 zu 60 Stadtwerke-Neugründungen sowie in 170 Fällen zur Übernahme von Konzessionen durch Kommunen oder kommunale Unternehmen (Deutscher Städtetag et al. 2012). Berlo und Wagner beziffern die Anzahl neu gegründeter Stadtwerke im Zeitraum 2005 und 2012 auf 72 – wobei die Zahlen im Zeitverlauf anstiegen: 2005 bis 2007 wurden sechs Stadtwerke gegründet, 2008 bis einschließlich 2010 30 sowie weitere 36 in den Jahren 2011 und 2012 (Berlo und Wagner 2013b, S. 17). Für die Kommunen ergaben sich die Möglichkeiten einer Rekommunalisierung vor allem aus dem Sachverhalt, dass in diesem Zeitraum ein großer Teil der langfristig abgeschlossenen Konzessionsverträge neu vergeben wurden. Zwischen 2010 und 2015 liefen etwa 8.000 der insgesamt auf rund 14.000 geschätzten Konzessionen im Strombereich aus – also knapp 60 Prozent (ebd., S. 1).¹³⁷ Geht man von 14.000 Stromkonzessionen aus, befanden sich im Jahr 2013 rund 62 Prozent der deutschlandweiten Konzessionen im Strombereich in Besitz der drei Unternehmen RWE (29 Prozent), E.ON (27 Prozent) sowie EnBW (6 Prozent) (Eigene Berechnungen auf Basis von Berlo und Wagner 2015, S. 41). Ein Großteil der Rekommunalisierungsvorhaben betraf also eines dieser Unternehmen.

Mit Blick auf die Gesamtzahl an Stromkonzessionen erscheint die von Städtetag, Gemeindebund und VKU angegebene Zahl an verwirklichten Rekommunalisierungen nicht sonderlich hoch. Nach Auskunft der zum Thema befragten Manager übte die Bewegung jedoch durchaus Druck auf die Konzerne aus und erforderte klare Anpassungsleistungen.

¹³⁷ Berlo und Wagner beziehen sich auf Daten des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, welche dem Autor nicht vorliegen.

Nach Angaben eines E.ON-Managers waren die Verluste in einigen Landstrichen »erheblich«: »Ja, [...] das waren schon einige. Signifikant. Da sind schon signifikante Konzessionen verloren gegangen. Das kommt immer ganz auf den Landstrich an. Es gab einige Landstriche, da war das völlig ruhig. Und einige, da waren das richtige Hotspots, also da infizierten sich die Gemeinden gegenseitig« (E.ON Interview 4).¹³⁸

Von Seiten der EnBW hieß es:

»Wir haben sehr, sehr viele Gemeinden in Baden-Württemberg, die ihre Netze zurücknehmen wollten. Die Erfahrungen waren durchaus unterschiedlich. In manchen Fällen hat die Gesprächsführung dazu geführt, dass wir Netzbetreiber geblieben sind. In manch anderen Fällen hat die Rekommunalisierung stattgefunden. Und in der Ausgestaltung dieser Rückgabe gibt es auch sehr unterschiedliche Fälle. Das heißt, wo man sich sehr schnell einig wird. Und in anderen Fällen, wo es harkelig wird und wo die Gesetzestexte nicht so glasklar sind, gibt es auch durchaus Streitfälle. Nicht viele, aber es gibt sie. Also sehr, sehr unterschiedliche, heterogene Situationen würde ich sagen« (EnBW Interview 6).

Im Falle der RWE waren die Verluste wohl geringer als zunächst befürchtet, wie ein Manager vermittelt:

»Das Konzessionsgeschäft hat richtig Leben bekommen, würde ich mal sagen, so seit 2010, 2012 [...] weil dann die Verträge ausgelaufen sind. Das ist unterschiedlich. Wir haben teilweise Horrorszenarien gehabt, wo wir gesagt haben, kann sein... das ist ja immer so, wenn sie der Große sind, dann können sie auch am meisten verlieren. [...] Und wir haben mit riesigen Einbrüchen da gerechnet. Die sind so in der Form nicht gekommen. Natürlich so große Konzessionen wie Essen, die große Stadt Essen oder die große Stadt Mülheim, die konnten wir immer noch verlängern. Mit

138 Außerdem stand der Verkauf des Stadtwerke-Netzwerkes Thüga durch E.ON in Zusammenhang mit der aufkommenden Rekommunalisierungswelle. Einem interviewten E.ON-Manager zufolge standen kartellrechtliche Einschränkungen einer Ausweitung des Geschäftsmodells der Thüga im Wege – die Thüga bestand maßgeblich aus einem Portfolio von Minderheitsbeteiligungen, welche E.ON nicht aufstocken durfte. Jedoch nicht nur: »Da gleichzeitig, ich sage mal damals schon der Trend, der heute ich sage mal die gesamte Industrie quasi pervertiert, nämlich dieser Trend zur Rekommunalisierung, [...] sichtbar war und das etwas ist, wo wir ehrlich gesagt uns auch eher breitere Probleme für die Thüga vorgestellt haben damals, als dass das Modell für uns mal attraktiver würde. Da haben wir gesagt, weg mit Schaden« (E.ON Interview 3). Im September 2009 verkaufte E.ON für rund 2,9 Milliarden Euro eine »verkleinert« Thüga an das Stadtwerke-Konsortium Integra/Kom9. Vom Verkauf ausgeschlossen waren die Thüga-Beteiligungen an der GASAG Berliner Gaswerke, HEAG Südthüringische Energie, sowie an den Stadtwerken Duisburg und Karlsruhe (E.ON AG 2009k, S. 21). Diese Beteiligungen wurden zum größten Teil im Rahmen der Reduzierung des Regionalgeschäftes nach 2011 veräußert (siehe Abschnitt 10.3.1).

Zugeständnissen, da kommen wir gleich noch dazu. Wir haben auch einige kleinere und mittlere Städte verloren, aber insgesamt ist der Verlust nicht so groß, wie wir befürchtet haben« (RWE Interview 5).

Im Falle von RWE und EnBW trugen deren kommunale Ankeraktionäre sicherlich dazu bei, die Konzessionsverluste gering zu halten.¹³⁹ Obgleich die interviewten Vertreter der kommunalen RWE- und EnBW-Aktionäre jeglichen Einfluss auf die Konzessionsvergabe von sich wiesen, ist davon auszugehen, dass die Einbindung einer Gemeinde in den Aktionärskreis eines Unternehmens deren Unabhängigkeitsbestrebungen in der Regel Grenzen setzt. Wie aus einem gemeinsamen Positionspapier des VKA Essen und des VKA Dortmund – den beiden Dachorganisationen der kommunalen RWE-Aktionäre – hervorgeht, waren sich die RWE-Kommunen durchaus ihrer Bedeutung in dieser Sache bewusst:

»Bei der institutionellen Interessensvertretung der Kommunen im RWE-Konzern ist zu berücksichtigen, dass die Kommunen mit ca. 24 % Aktienanteil nicht nur der größte Kapitalanleger sind; Kommunen sind für RWE darüber hinaus Konzessionsgeber, Kunden, Partner bei der Organisation der Energieversorgung vor Ort und Standortgemeinde [...]. Wesentliche Grundlage einer solchen Partnerschaft sind schon jetzt die über 4.000 Konzessionsverträge, auf deren Grundlage die RWE Deutschland AG mit mehr als 3.000 Konzessionsgemeinden zusammenarbeitet und rd. 7 Mio. Bürger mit Strom und rd. 1 Mio. Bürger mit Gas versorgt. Die aktuelle Ertragssituation der RWE AG wird also nach wie vor maßgeblich geprägt durch die Ergebnisse aus den Konzessionsverträgen. Ohne diese Kooperationen wäre RWE schon heute wirtschaftlich am Ende. [...] Die enge und verlässliche kommunale Bindung zu RWE (unmittelbar oder mittelbar über die Stadtwerke) ist in Zeiten einer Re-Kommunalisierung der Energieversorgung für RWE von beachtlicher Bedeutung, da zurzeit der größte Teil der derzeit bestehenden Konzessionsverträge ausläuft und neu verhandelt wird« (VKA Essen und VKA Dortmund 2015; Hervorhebungen im Original nicht übernommen).

Doch worauf waren die Übernahmebestrebungen der Gemeinden zurückzuführen? In einem Literaturüberblick über verschiedenen Studien zum Thema identifizieren Schaefer und Papenfuß (2013) vier Gründe und Treiber von Rekommunalisierungsvorhaben: (1) Die Finanz- und Wirtschaftskrise hatte ein gesunkenes Vertrauen in die Leistungsfähigkeit der Märkte zur Folge, (2) eine Enttäuschung der an eine vorangegangene Privatisierung

139 In den Unternehmen waren zeitübergreifend nordrhein-westfälische beziehungsweise baden-württembergische Kommunen im Aktionärskreis vertreten. Zu der Bedeutung der kommunalen Aktionäre für RWE und EnBW siehe auch die Abschnitte 10.3.2 und 11.2.3.

der regionalen Versorgung gestellten Erwartungen, (3) ein aufgrund von vergangenen managementorientierten Verwaltungsreformen und damit einhergehenden betriebswirtschaftlichen Kompetenzen gewachsenes Selbstbewusstsein der Kommunen in Wettbewerb zu privaten Anbietern treten zu können sowie (4) Interessen an der Wahrung kommunalen Einflusses und der Rückgewinnung kommunaler Steuerungsoptionen (Schaefer und Papenfuß 2013, S. 76).

Nach den Gründen der Rekommunalisierungswelle befragte Konzern-Manager betonten über die genannten Gründe hinaus ökologische Interessen¹⁴⁰, ein verschlechtertes öffentliches Ansehen¹⁴¹ der Konzerne sowie wirtschaftliche Überlegungen von Seiten der Kommunen:

»Viel hatte glaube ich auch wieder mit der grünen Bewegung zu tun. Und diesem [...] Misstrauen gegenüber dem großen Energieversorger. [...] Ist so eine emotionale Sache. Viel hat damit zu tun, dass die Menschen immer mehr eigenverantwortlich handeln wollten. Also tatsächlich für ihre Stadt ihre Energieversorgung machen wollten. Viel hat mit wirklich auch Misswirtschaft bei uns zu tun. Das muss man ehrlich sagen. Also wir haben riesige Managementfehler gemacht. Also von daher auch von der Außenwirkung haben wir auch unheimlich verloren. Das ist halt auch eine Vertrauenssache. Und dann haben die Menschen gesagt, brauchen wir eigentlich RWE, können wir das nicht mit Stadtwerken Trier oder was weiß ich irgendwie machen. [...] bis vor ein paar Jahren hatte das auch viel damit zu tun, dass die Städte natürlich sehr preiswerte Kredite aufnehmen können [...]. Ja, du nimmst einen Kredit für zwei bis drei Prozent auf oder was noch niedriger war, und ja. Netz zum Beispiel ist ein relativ festes Geschäft. Ist ja ein Monopolgeschäft weitestgehend. [...] Und von daher ist das eine sehr sichere Einnahme von sechs bis neun Prozent. Ja, so einfach ist die Welt« (RWE Interview 5).

140 Ökologische Interessen werden bei Schaefer und Papenfuß (2013, S. 76) ebenfalls aufgeführt, jedoch lediglich unter der Kategorie »weitere Gründe«. Inhaltlich werden sie nicht weiter spezifiziert.

141 Die quantitative Erhebung des Branchenimages – dargestellt in Abbildung 13 in Abschnitt 5.2 – zeigt, dass sich das Ansehen der Versorger zwischen 2008 und 2010 tendenziell in einem Aufwärtstrend befand, insbesondere im Vergleich zu den Tiefstwerten im Jahr 2006 sowie ab 2011. Dies darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass das Image auch in diesem Zeitabschnitt deutlich unter dem aller anderen Vergleichsbranchen (mit Ausnahme der Ölindustrie) lag. Die Öffentlichkeitsarbeit der Konzerne in diesem Zeitraum zeigt einige Versuche einer aktiven Auseinandersetzung mit öffentlicher Kritik. In ihrem Geschäftsbericht über das Jahr 2010 nahm die RWE beispielsweise die häufigsten Kritikpunkte auf – wie etwa Profitgier, Blockade der Energiewende etc. – und setzte diesen vorgeblich entkräftende Zitate (und Konterfeis) von RWE-Führungskräften entgegen.

Das bereits angeführte gesunkene Ansehen der Konzerne als Ursache für die Rekommunalisierungswelle wiederum brachte ein E.ON-Manager in Verbindung mit einer Schwächung der lokalen Verwurzelung der Konzerne und damit einhergehender gesunkenen Bereitschaft der Kommunen zur Identifikation mit den Konzessionsträgern:

»Ja, also sie wirkten nur noch als Großkonzerne und hatten gar keinen lokalen Spirit mehr. Ja, früher so ein Regionalversorger der sponserte halt den lokalen Tischtennisverein und was weiß ich nicht alles oder die Badeanstalt oder den Park oder was auch immer. Das war früher so das Geben und Nehmen von Gemeinde und Energieversorger. [...] Das ging aber in den Kostensparprogrammen der Großen immer mehr unter. Der lokale Spirit fiel somit völlig weg. Und dann sagten die ganz einfach, jetzt haben wir hier noch so eine Marke hängen wie E.ON, ja, die ist allenthalben nicht gut angesehen, keiner identifiziert sich mehr damit. Und ich sage mal, von den Wohltaten der Vergangenheit profitieren wir auch zum großen Teil nicht mehr groß. Was soll das eigentlich noch?« (E.ON Interview 4)

Hinweise auf einen solchen Verlust lokaler Bindungen finden sich auch in der Presseberichterstattung. Das Handelsblatt etwa zitierte den damaligen Bürgermeister der westfälischen Kleinstadt Ascheberg mit den Worten: »Früher zu VEW-Zeiten, da waren wir Partner des Energieversorgers, jetzt sind wir nur noch ein Kunde unter vielen« (Handelsblatt 2008d, S. 13). Ein Interviewter veranschaulichte das gesunkene Image der Versorger anekdotenhaft:

»Also ein Bezirksmeister in, weiß ich nicht, in Bitburg oder so etwas in der Eifel, der hatte ein Ansehen. Das war einer der Honoration sozusagen. So, und dann kam diese Phase der Liberalisierung, wo auch mit einher ging einmal Kernkraft, dann Abzocker. Wo das Ansehen von Energieversorgern sank unter das das Ansehen von Finanzbeamten. Das hatten wir ja so eine ganze Zeit lang. [...] So, und die Leute, die früher in die Kneipe kamen in der Gemeinde und mit stolz geschwellter Brust sagen konnten, wir sind RWEer, das waren auf einmal die Bösen, die durften sich gar nicht mehr outen« (RWE Interview 5).

Nach Angaben dieser Manager versuchten die Konzerne den Entwicklungen zu begegnen, indem sie ihre Angebote an die Forderungen der Kommunen anpassten, also indem sie Kompromisse eingingen. »Also die großen Energieversorger haben schon verstanden, dass sie ich sage mal da... diesem Trend begegnen müssen, neue Angebote machen, sich dezentraler wieder aufstellen« (E.ON Interview 4). Ein Vertreter der kommunalen Aktionäre der RWE betonte den Erfolg der RWE mit neuen Beteiligungsmodellen:

»Es gab immer eine grundsätzliche, über Jahre eine grundsätzliche Kritik an der Geschäftspolitik der RWE in diesem Zusammenhang. Dass die immer darauf bestanden haben, Mehrheitsanteile an den Stadtwerken oder, oder ausschließliche Beteiligung an den Konzessionsrahmen. Und das war immer eine Diskussion. Inzwischen sind die auch mit Minderheitsanteilen zufrieden und machen dann Angebote nur für den Vertrieb und die Konzession bleibt dann bei der Gemeinde mit Minderheitsanteilen von RWE. Das hat sich wesentlich verbessert. Und es bestand ja aus Sicht von RWE lange die Gefahr, dass eine Konzession nach der anderen verloren ging. Da gab es ja überall so Bürgerbewegungen [...] zur Rekommunalisierung. Und dieser Gefahr begegnet RWE offensichtlich damit, dass sie flexibler geworden sind und nach unserem Eindruck auch mit eindeutiger Erfolg. Sie haben wesentlich weniger Konzessionen verloren als gedacht« (VKA Interview 1).

Die Verhandlungen um die Neuvergabe der Konzessionen resultierten also häufig auch im Falle einer Vertragsverlängerung in einer Verringerung des Wertes dieser Produktionsmittel. Ein RWE-Vertreter gab hierzu an:

»Und deswegen müssen wir da, wo wir die Konzessionen nicht selbst bekommen als RWE, müssen wir da Kooperationen machen und arbeiten mit denen zusammen. Das heißt, wir machen eigentlich die Arbeit und wir beteiligen dann die Städte an dieser neuen, gemeinsamen Gesellschaft. [...] Dass die über den Konzessionsvertrag hinaus halt auch noch ein Zubrot haben. Das heißt, wir haben weniger, die Städte haben mehr« (RWE Interview 5).

Diese Darstellungen der Konzernmitarbeiter beschreiben einen vermittelnden Umgang der Unternehmen mit dem Druck von Seiten der Kommunen. Den Arbeiten von Berlo und Wagner zur Folge war der Umgang der großen Vier mit Rekommunalisierungsbestrebungen jedoch mitnichten immer von Kompromissbereitschaft geprägt. Die Autoren stellen eine Reihe von Strategien vor, mit denen die Stromkonzerne versuchten Rekommunalisierungsvorhaben abzublocken. Dabei handelt es sich unter anderem um die folgenden Methoden (Berlo und Wagner 2013a, S. 5):

- Forderung eines überhöhten Kaufpreises
- Verzögerung des Verhandlungsprozesses
- Intransparenz und verzögerte Datenbereitstellung
- Klagen gegen Gemeinde und/oder Mitbewerber
- Sponsoring und »Landschaftspflege« als Anreiz – oder Entzug von Fördermitteln als Druckmittel¹⁴²

142 In einem RWE-Interview hieß es hierzu: »Wir tun natürlich auch, [...] als RWE-Konzern viel für die Gemeinden. Ja. Das wird immer gern vergessen. Wir waren gestern noch in Recklinghausen und haben da angestrichen. [...] Also wir haben gesagt, wir wollen kein

- Drohende Arbeitsplatzverluste durch Schließung regionaler Niederlassungen
- Versuch einer vorzeitigen Verlängerung von Konzessionsverträgen
- Öffentlichkeitswirksames Hinterfragen der Kompetenz der Mitbewerber
- Einbindung der Gemeinde in den Aktionärskreis und in regionale Beiräte
- Einbindung von Konzernmitarbeitern in die Kommunalpolitik

Abgesehen von diesen Strategien zum individuellen Umgang mit Einzelfällen betrieben die Konzerne Öffentlichkeitsarbeit, um das Modell einer kommunalen Energieversorgung an sich zu diskreditieren. So gab beispielsweise die RWE eine Studie in Auftrag, welche die Auswirkungen der jüngeren Entwicklungen in Richtung einer zunehmenden Rekommunalisierung und Dezentralisierung hinsichtlich der Ziele Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit bewerten sollte. Im Ergebnis hieß es da: »Insgesamt zeigt die Analyse, dass das Energiesystem der Zukunft in allen Wertschöpfungsstufen auf vorwiegend großen Energieversorgungsunternehmen, die leicht diversifiziert sind, aber privatwirtschaftlich betrieben werden, aufbauen sollte« (Growitsch et al. 2010, S. 45). Rekommunalisierung und Dezentralisierung wurden dagegen in ihren Auswirkungen negativ bewertet:

»Die Analyse zeigt, dass Re-Kommunalisierung und die damit verbundene Herausbildung kleiner, kommunaler Unternehmen zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit bei Verteilung und Vertrieb aufgrund entgangener Größen- und Privatisierungsvorteile führt. Die damit verbundenen Mehrkosten für die Verbraucher werden auf über fünf Milliarden Euro pro Jahr geschätzt [...]. Eine Dezentralisierung der Stromerzeugung durch spezifische Förderung ausgewählter Technologien führt ebenfalls dazu, dass Größen- und Privatisierungsvorteile bei Erzeugung und Verteilung ungenutzt bleiben, so dass sich die Wirtschaftlichkeit insgesamt verschlechtert« (Growitsch et al. 2010, S. 106).

großes Sponsoring machen oder so was, sondern wir geben 2.000 Euro, um den Kindergarten neu zu streichen und legen dann schon mal selbst Hand mit an. Oder in einem Seniorenheim oder... Gestern waren wir in so einem Flüchtlingsaufnahmehaus, wo wir den Eingang mal neu gestrichen haben und so was. So was kommt viel besser, als jetzt da großartig Sponsoring zu machen, irgendwelche Sportveranstaltungen« (RWE Interview 5).

9.2.3 Die Entflechtung der Übertragungsnetze: Verstärkter Druck von Seiten der EU

Vor dem Hintergrund der Diskussionen um Marktmacht und einer möglichen Marktmanipulation durch die Stromkonzerne (siehe Abschnitt 8.2) nahm die EU-Kommission die Arbeit an einem dritten Paket zur Weiterentwicklung des Wettbewerbes auf. Ein erster Entwurf wurde im September 2007 vorgelegt (Bontrup und Marquardt 2010, S. 49 f.). Insbesondere das dort artikulierte Vorhaben der EU, eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze voranzutreiben, also die großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Verkauf ihrer Transportnetze zu zwingen, stieß bei diesen auf heftigen Widerstand. Im Kern deren Argumentation lagen Zweifel an der wettbewerbsfördernden Wirkung von radikaleren Entflechtungsvorschriften. Vattenfall etwa führten an:

»Als aus ihrer Sicht unabdingbaren Schritt zur Vollendung des Binnenmarkts schlägt die EU-Kommission die eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) und alternativ die Schaffung unabhängiger nationaler Übertragungsnetzbetreiber (Independent System Operator; ISO) vor. Die Kommission hält die eigentumsrechtliche Entflechtung für das wirksamere Instrument, legt dafür allerdings keinen belastbaren Nachweis vor« (Vattenfall Europe AG 2007, S. 28).

RWE äußerten ihre Zweifel an der Zweckmäßigkeit solcher Regelungen deutlicher: »Drastische Einschnitte in das Eigentumsrecht führen aus unserer Sicht weder zu mehr Wettbewerb, noch dienen sie als Anreiz für Investitionen« (RWE AG 2007c, S. 52). E.ON versuchten darüber hinaus, die generelle Stoßrichtung der EU für ihre Zwecke zu instrumentalisieren, indem sie die Kritik am Ownership Unbundling mit ihren allgemeinen Forderungen einer Angleichung der europäischen Märkte verband:

»Die EU-Kommission hat im September 2007 die Entwürfe zum dritten Regulierungspaket Energie veröffentlicht, die einen wettbewerbsorientierten, nicht diskriminierenden und transparenten EU-Binnenmarkt bezwecken. E.ON unterstützt diese Ziele ausdrücklich. Einige der vorgeschlagenen Maßnahmen und Instrumente sind aus unserer Sicht allerdings nicht geeignet, den Wettbewerb zu fördern und die Entwicklung grenzüberschreitender Regionalmärkte zu unterstützen. [...] E.ON ist der Auffassung, dass Wettbewerb und die Integration von Regionalmärkten nicht über Enteignung von Unternehmen oder Regulierung von Wettbewerbsmärkten erfolgen kann. Dies kann nur durch konsequente Umsetzung der europäischen Marktintegration, insbesondere durch Ausbau der grenzüberschreitenden Infrastruktur, weitere Integration des grenzüberschreitenden Energiehandels sowie den angemessenen Einsatz der vorhandenen wettbewerbs- und kartellrechtlichen Instrumente erreicht werden« (E.ON AG 2007c, S. 65).

Die befürchteten radikalen Entflechtungsforderungen konnten jedoch abgewendet werden, da sich insbesondere Vertreter aus Deutschland und Frankreich im Politikbildungsprozess für einen »dritten Weg« stark machten (Lobo 2011, S. 111; Bontrup und Marquardt 2010, S. 52; Schmidt-Preuß 2009). Die finalisierte Fassung des dritten Binnenmarktpaketes,¹⁴³ welche im Juli 2009 veröffentlicht wurde, stellte den Versorgern schließlich drei verschiedene Optionen zur Gewährleistung der unternehmerischen Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetriebes zur Wahl: (1) eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling), (2) die Abgabe des Netzmanagements an einen unabhängigen Netzbetreiber (Independent System Operator, ISO),¹⁴⁴ oder (3) eine verstärkte gesellschaftsrechtliche Entflechtung durch Gewährleistung von informationstechnischer und personeller Unabhängigkeit des Netzmanagements (Independent Transmission Operator, ITO). Diese drei Optionen fanden 2011 in dieser Form Eingang in deutsches Recht (Deutscher Bundestag 2011b) wodurch sich der Gestaltungsspielraum der Stromkonzerne auf der höchsten Netzebene empfindlich reduzierte. Die Situation der vier Unternehmen unterschied sich jedoch im Detail, weshalb sie auch unterschiedlich mit den Veränderungen umgingen.

Das Übertragungsnetz als Verhandlungsmasse mit der EU-Kommission – der Fall E.ON

Obgleich die Binnenmarktrichtlinie dies nicht explizit forderte und noch keine nationale Gesetzgebung zur verschärften Entflechtung des Transportnetzbetriebes vorlag, gab E.ON im Februar 2008 überraschend bekannt, das Höchstspannungsnetz verkaufen zu wollen (E.ON AG 2008b).

143 Das Paket umfasste insgesamt zwei Richtlinien und drei Verordnungen. Im Detail handelte es sich um jeweils eine Richtlinie über Vorschriften für den Elektrizitäts- (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2009a) und den Erdgasbinnenmarkt (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2009b), jeweils eine Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Strom- (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2009d) und den Gasnetzen (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2009e), sowie eine Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2009c).

144 Schmidt-Preuß (2009) diskutiert die drei Optionen in wechselseitiger Abgrenzung und kommt zu dem Schluss, dass der ISO einer de-facto-Enteignung gleichkommen würde, und deshalb als Option für deutsche Unternehmen nicht zur Debatte stehen würde, beziehungsweise keinerlei Vorteile gegenüber einem Ownership Unbundling hätte.

Hintergrund waren die Verfahren der EU-Kommission hinsichtlich einer missbräuchlichen Ausnutzung von Marktmacht durch E.ON (siehe Abschnitt 8.2.2). Im Detail kam die Kommission zu dem Schluss, E.ON hätte erstens durch gezielte Kapazitätszurückhaltung die Strompreise nach oben getrieben sowie zweitens als Übertragungsnetzbetreiber Konkurrenten am Regelenenergiemarkt diskriminiert (Europäische Kommission 2008b). E.ON zielte auf eine Beendigung des Verfahrens im Kompromiss, was letztlich auch gelingen sollte. Um die Bedenken im ersten Falle zu entkräften, bot E.ON an rund 5.000 Megawatt an Erzeugungskapazitäten in Deutschland an Wettbewerber abzugeben. Als Entgegenkommen im zweiten Streitfall schlug E.ON die Veräußerung der Übertragungsnetzsparte (380.000/220.000 Volt) an, und zwar an einen Betreiber, welcher bis dahin nicht im Bereich der Stromerzeugung oder -versorgung tätig war. Im Gegenzug ließ die EU-Kommission das Verfahren fallen. Die zugehörige Pressemitteilung zitierte die EU-Wettbewerbskommissarin mit den folgenden Worten: »Diese äußerst umfassenden Verpflichtungszusagen werden die deutsche Strommarktlandschaft grundlegend verändern und bieten die Aussicht auf mehr Wettbewerb und größere Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher« (Europäische Kommission 2008b).

Ein interviewter E.ON-Manager erläuterte die Hintergründe des Deals:

»Sie wissen, dass wir von den Kartellbehörden massiv angegangen worden sind [...] wegen angeblicher Verfehlung in der Vergangenheit [gekürzt Anonymisierung; Anm. d. Verf.]. Diese Vorwürfe der Kartellbehörden, insbesondere von der EU-Kommission, sind ... wären glaube ich vor Gericht nicht durchgekommen [...]. Letztinstanzlich. Aber das Risiko, das einzugehen, das war einfach viel zu groß. Da haben wir uns dann geeinigt, sagen wir mal, eine freiwillige sagen wir mal Vereinbarung getroffen, bestimmte Marktpositionen abzugeben, zu verkaufen« (E.ON Interview 3).

Im Folgenden sollen die Auswirkungen der beiden Teile des Deals für die Konstitution des Feldes sowie für das Unternehmen bewertet werden.

Die 5.000 Megawatt an Kraftwerkskapazität in Deutschland, welche das Unternehmen abgeben wollte, entsprachen knapp einem Fünftel der installierten Leistung E.ONs in Deutschland. Der Einschnitt war also durchaus bemerkenswert, wie auch ein befragter Manager angab: »[...] das hatte natürlich riesen Auswirkungen auf das Portfolio, weil wir damit in Deutschland unsere Marktposition schneller aufgeben mussten, als wir sie woanders wieder aufbauen konnten« (E.ON Interview 3). Aufgrund dessen versuchte das

Management diesen Teil des Deals über strategische Tauschvorgänge zu verwirklichen:

»Wir haben natürlich versucht, diese 7.000 [Der Interviewte spricht abweichend von 7.000 Megawatt; Anm. d. Verf.] nicht zu verkaufen, sondern zu tauschen. [...] Und ja versucht, daraus eine Strategie zu machen. [...] Und sie zu tauschen mit Positionen in europäischen Nachbarländern. [...] Ja, also Beispiel: Ich sage mal wir haben in Belgien erfolgreich tauschen können. Wir haben mit der EDF in Frankreich getauscht. Die haben von uns deutsche Kapazitäten bekommen, wir französische. Und wir haben in anderen Fällen, Beispiel Verbund Wasserkraft in Süddeutschland, einfach nicht tauschen können, sondern nur verkaufen« (E.ON Interview 3).

Tabelle 29 zeigt die Transaktionen entlang derer E.ON die Verpflichtungen gegenüber der EU erfüllte. Wie der Tabelle zu entnehmen ist, gelang es E.ON in den allermeisten Fällen, die abzugebenden Kraftwerke gegen Assets im Ausland zu tauschen. Nur in einigen Fällen erfolgte die Abgabe gegen einen Barausgleich. Es kann durchaus als strategischer Erfolg E.ONs gewertet werden, zu einem Zeitpunkt, als sich die Situation auf dem deutschen Markt zusehends verschlechterte, deutsche Produktionsmittel gegen solche in anderen (potentiell attraktiveren) Märkten zu tauschen.

Die Transaktionen waren im Mai 2010 vollständig umgesetzt. Der Verkauf des Übertragungsnetzes erfolgte zum 31. Dezember 2009. Käufer war der niederländische Netzbetreiber TenneT, der Kaufpreis betrug 1,1 Milliarden Euro. Der überraschende Vorstoß E.ONs, den Übertragungsnetzverkauf strategisch als Verhandlungsmasse in die Gespräche mit der EU einzubringen, war mit Vorteilen aber auch mit potentiellen Risiken behaftet. Auf der einen Seite musste die Abgabe der Netze als annehmbarer Kompromiss erschienen sein, da dieser Geschäftsbereich in den vorausgegangenen Jahren deutlich an Attraktivität verloren hatte: Zunächst war durch den erwarteten Ausbau der Windenergie in Nord- und Ostsee perspektivisch die Erfordernis umfangreicher Investitionen in den Ausbau der Leitungen im Netzbereich von E.ON und Vattenfall gegeben. Darüber hinaus waren die Renditen des Netzbetriebes in Folge der verstärkten Regulierung stark gesunken.¹⁴⁵

145 Das Handelsblatt schrieb hierzu: »Eon-Chef Wulf Bernotat hat nie einen Hehl daraus gemacht, dass er letztlich nicht um jeden Preis um das Übertragungsnetz kämpfen wird, wenn dessen Betrieb nicht mehr zu akzeptablen Renditen möglich ist. Und die Zweifel daran mehrten sich zuletzt. Zum einen hat die Bundesnetzagentur die Renditen der Netzbetreiber deutlich beschnitten. Die Behörde kürzte jüngst die von RWE, EnBW und Vattenfall Europe geltend gemachten Preise, die sie für die Nutzung des Netzes in Rechnung stellen wollten, um bis zu knapp 30 Prozent. Eon wartet zwar noch auf einen Bescheid, rechnet aber mit einer ähnlichen Kürzung. Die Rendite dürfte nach Schätzungen von

Tabelle 29: Transaktionen zur Erfüllung E.ONs Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission

Statkraft erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
in Deutschland – 2 Gaskraftwerke in Deutschland (917 MW) – 1 Pumpspeicher und 10 Wasserkraftwerke in Deutschland (262 MW) – Anteile an 2 Biomasse-Kraftwerken in Deutschland (16 MW) – Strukturierter Gasliefervertrag von 100 Millionen m ³ über 10 Jahre – Stromversorgungsvertrag von 100 MW über 10 Jahre – E.ON-Aktien im Wert von rund 2,18 Milliarden EUR im Ausland – 402 Wasserkraftwerke in Schweden (975 MW) – 5 Fernheizwerke in Schweden (Erzeugungsleistung 300 GWh) – 1 Wasserkraftwerk in Großbritannien (56 MW)	Anteil von Statkraft an E.ON Sverige (44,6%)	31. Dezember 2008
EnBW erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
– 50 Prozent Block S Braunkohlekraftwerk Lippendorf (446 MW) – 8,3 Prozent Steinkohlekraftwerk Bexbach (79 MW)	Unbekannt. Möglicherweise mit Deal vom 30. Dezember gekoppelt	29. Mai 2009
Verbund erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
Dreizehn Wasserkraftwerke am Inn (312 MW)	Barausgleich und Strombezugsrechte aus den österreichischen Speicherkraftwerken Zemm-Ziller von 318 MW über 20 Jahre	31. August 2009

Analysten damit auf einen einstelligen Prozentwert zusammenschmelzen. Mit seinen Kraftwerken erzielt Eon dagegen Renditen von 20 bis 30 Prozent« (Handelsblatt 2008a). In einem Interview mit der Zeit erwiderte Wulf Bernotat auf die Frage, ob die Re-Regulierung der Netze der Grund für den bevorstehenden Verkauf der Übertragungsnetzsparte wäre: »Nicht der Grund, aber es hat diese Entscheidung sicher nicht erschwert« (Zeit Online 2008).

Gdf Suez/Electrabel erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
<ul style="list-style-type: none"> – Steinkohlekraftwerk Farge (350 MW) – Steinkohlekraftwerk Zolling (449 MW) plus Gasturbine (50 MW) und 50 Prozent Beteiligung an Biomasseanlage (20 MW) – Kraftwerksgruppe Jansen bestehend aus: Pumpspeicherkraftwerk Reisach (99 MW), Laufwasserkraftwerk Trausnitz (1,8 MW), Kraftwerk Tanzmühle mit einem Pumpspeicher- (28 MW) und einer Laufwasser-Anlage (3,3 MW) – Strombezüge aus den Kernkraftwerken Krümmel, Gundremmingen und Unterweser (700 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> – Steinkohlekraftwerk Langerlo in Belgien (556 MW) – Gaskraftwerk Vilvoorde in Belgien (385 MW) – Strombezüge aus den belgischen Kernkraftwerken Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 (770 MW) 	4. November 2009
EnBW/EDF erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
<ul style="list-style-type: none"> – 50,4 Prozent von E.ON am Steinkohlekraftwerk Rostock (256 MW) – Strombezüge aus Braunkohlekraftwerk Buschhaus (159 MW) – Strombezüge aus Kernenergie in Deutschland (800 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> – 35 Prozent am französischen Energieerzeuger SNET (824 MW) – Strombezüge aus Kernenergie in Frankreich (800 MW) 	30. Dezember 2009
Stadtwerke Hannover erhielten	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
50 Prozent am Steinkohlekraftwerk Mehrum (345 MW)	Barausgleich unbekannter Höhe	1. Januar 2010
Tennet erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
Transpower Stromübertragungs GmbH (transpower)	1,1 Milliarden Euro	Februar 2010
Morgan Stanley Capital Group erhielt	E.ON erhielt	Ausführungsdatum
Bezugsrechte aus Kraftwerk Veltheim (265 MW)	Barausgleich unbekannter Höhe	3. Mai 2010

Quelle: Pressemitteilungen und Geschäftsberichte. Eigene Zusammenstellung¹⁴⁶

¹⁴⁶ Die Informationen entstammen den folgenden Dokumenten: E.ON AG (2009, S. 18, 2008a, 2008c, 2008e, 2009b, 2009d, 2009e, 2009f, 2009h, 2009i, 2009j, 2009m, 2010b, 2010c, 2010d). Der Letter of Intent über den Beteiligungstausch mit Statkraft wurde bereits im Oktober 2007 unterzeichnet (E.ON AG 2007c, S. 22), also im Vorfeld des Kompromisses mit der EU-Kommission. Dennoch wurde der Deal offenbar von der EU als

Auf der anderen Seite barg das Angebot des Netzverkaufs aber auch bedeutende Risiken, da es einen Affront sowohl gegenüber der Branche wie auch gegenüber der Politik darstellte. Nicht nur brach E.ON mit diesem Coup aus der Phalanx der Energieversorger aus – ähnliche Pläne waren zum damaligen Zeitpunkt von keinem der anderen drei Unternehmen bekannt –, sondern das Unternehmen brüskierte auch die Politiker, welche sich zur gleichen Zeit in Brüssel im Sinne der Branche für einen »dritten Weg« und damit den Verbleib der Übertragungsnetze im Konzernbesitz stark machten (Handelsblatt 2008a).

Direkt nach Abschluss dieser Desinvestitionen ließ sich E.ON den damit einhergehenden gesunkenen Marktanteil – und den Verlust einer marktbeherrschenden Stellung – durch eine Studie bestätigen. Dort hieß es: »So liegt der von uns geschätzte Marktanteil von E.ON im Jahr 2010 bei rund 14 Prozent und damit deutlich unter der Aufgreifschwelle des GWB von einem Drittel. Ebenso würde die EU Kommission Unternehmen mit einem Marktanteil von weniger als 25% a priori als unkritisch einstufen« (Frontier Economics Ltd 2010, S. 2). Ob die Konzentration auf dem deutschen Markt mit E.ONs Desinvestitionen letztlich unterhalb eine kritische Schwelle gesunken war, lässt sich kaum objektiv bemessen. Grundsätzlich ging jedoch die Macht, welche E.ON als Einzelunternehmen aufgrund seiner Ressourcenausstattung im Feld besaß, im Zuge des Deals deutlich zurück.

RWEs Versuch die Netze zu halten

RWE gab im Februar 2009 an, den Forderungen des EU-Binnenmarktpaketes folgend, die Unabhängigkeit ihres Übertragungsnetzes gemäß den Maßgaben eines Independent Transmission Operators (ITO) zu gewährleisten: »RWE tritt damit den Beweis an, dass der auch von der deutschen Bundesregierung angestrebte Independent Transmission Operator für ein Maximum an Unabhängigkeit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz steht« (RWE AG 2009f). Zur Verdeutlichung der Ausgliederung firmierte die Übertragungssparte seit September 2009 unter dem Namen Amprion (RWE AG 2009g). Obgleich RWE damit zunächst einen Weg eingeschlagen hatten, der auf einen Verbleib des Netzes im Konzernverbund ausgerichtet war, kündigte der Konzern schließlich dennoch im Juli 2011 den weitgehenden (74,9 Prozent) Verkauf von Amprion an. Die Veräußerung wurde im

Teil der Verpflichtungszusage berücksichtigt, das heißt er wird zumindest von E.ON in diesem Kontext aufgeführt (siehe etwa E.ON AG 2010b, 2010c).

September 2011 abgeschlossen, als Käufer trat ein Konsortium institutioneller Finanzinvestoren unter Führung der Commerz Real auf (RWE AG 2011c, 2011f). Als Hintergrund dieser Entscheidung führten befragte Manager den aufgrund der ITO-Vorgaben gesunkenen Einfluss auf das operative Geschäft im Übertragungsbereich an: »Durch das Unbundling begründet, waren wir zwar noch Unternehmer, aber begrenzt im Unternehmertum. Durch den Neutralen im Aufsichtsrat und andere Dinge wären wir langfristig nicht mehr Herr der eigenen Investitionen gewesen« (RWE Interview 2).¹⁴⁷ Darüber hinaus dürfte jedoch auch der erhöhte Bedarf an liquiden Mitteln nach 2011 – als die Krise der Versorger evident wurde – ausschlaggebend für die Entscheidung gewesen sein. In der Pressemitteilung zur Abwicklung des Geschäfts hieß es: »Der Vollzug der Transaktion führt zur Entkonsolidierung von Amprion und senkt den Investitionsbedarf des RWE-Konzerns für den Netzausbau in den kommenden 10 Jahren um ca. 2,5 Milliarden EUR. Die Transaktion reduziert die Nettoverschuldung von RWE und leistet somit einen weiteren Beitrag zum angestrebten Ziel der Verbesserung der Verschuldungssituation« (RWE AG 2011c).

Wirtschaftliche Überlegungen im Falle Vattenfalls

Vattenfall Europe kündigte im März 2010 den Verkauf ihres deutschen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission an, die Transaktion wurde im Mai desselben Jahres vollzogen. Beim Käufer handelte es sich um ein Konsortium aus dem belgischen Netzbetreiber Elia sowie der Vermögensverwaltungsgesellschaft Industry Funds Managements (IFM) mit

¹⁴⁷ Dazu verwiesen zwei interviewte RWE-Manager auf großen »Druck aus Brüssel« (RWE Interview 2; RWE Interview 5). Die Aussagen der Interviewten zu dem Thema widersprechen sich jedoch nicht nur im Detail, sie lassen sich auch nicht durch Drittquellen verifizieren. Aus offiziellen Dokumenten der EU-Kommission geht vielmehr hervor, dass sich RWE 2008 in einem ähnlichen Kompromiss wie E.ON bereit erklärte, das Gas-Transportnetz an einen unabhängigen Dritten zu veräußern, um so einer drohenden Kartellstrafe zu entgehen (Europäische Kommission 2008a; RWE AG 2008d). Hintergrund des Verfahrens war der Verdacht einer Diskriminierung der Konkurrenz beim Zugang zum Erdgas Transportnetz in Nordrhein-Westfalen (Europäische Kommission 2007). Das Verfahren wurde im März 2009 eingestellt (Europäische Kommission 2009a), der Verkauf des deutschen RWE Gasfernleitungsnetzes erfolgte im Februar 2011 (RWE AG 2011g) – Käufer war Macquarie Infrastructure and Real Assets. Auf ähnliche Verhandlungen zwischen RWE und EU-Kommission das Stromnetz betreffend finden sich – zumindest in den öffentlich zugänglichen Dokumenten – keine Hinweise.

Hauptsitz in Australien. Elia übernahm 60 Prozent der Anteile und die operative Kontrolle über 50Hertz, die restlichen 40 Prozent gingen an IFM (Vattenfall Europe AG 2010b). Die Entscheidung ging einem interviewten Manager zufolge auf zwei Sachverhalte zurück. Zum einen war aufgrund des zu erwartenden Ausbaus von (On- wie auch Offshore-) Windkraft im Netzbereich von Vattenfall das Erfordernis umfangreicher Investitionen absehbar: »2010 hatten wir schon einen starken Ausbau der Erneuerbaren in der Regelzone erreicht und es war deutlich am Horizont sichtbar, dass wir in Größenordnungen Investitionen tätigen müssen, um das Übertragungsnetz auszubauen« (Vattenfall Interview 3). Im Geschäftsbericht des Jahres 2009 zeigte Vattenfall – unter Berufung auf Daten des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik – eine Grafik, aus welcher hervorging, dass sich beinahe die Hälfte der deutschlandweit installierten Windkraftanlagen im Netzgebiet Vattenfalls befanden, wobei eine steigende Tendenz ablesbar war – 2001 waren es noch rund ein Drittel gewesen (Vattenfall Europe AG 2009, S. 42).¹⁴⁸ Zum anderen waren im Zuge der Regulierung die Renditen des Netzgeschäftes gesunken: »[...] die gesetzlichen Rahmenbedingungen bremsen natürlich auch die Konzerne hinsichtlich der Gewinnerwirtschaftung über den Netzbetrieb aus [...]« (Vattenfall Interview 3). Zusammenfassend ging es also um »[...] die absehbar erforderlichen hohen Investitionen und die nicht mehr realisierbaren Gewinne aus dem Netzbetrieb« (Vattenfall Interview 3).

Der letzte vertikal integrierte Stromversorger – EnBW

Die EnBW war der einzige der vier Konzerne, welcher sich zum Ende des Untersuchungszeitraums noch im vollständigen Besitz des Übertragungsnetzes befand. Um den Erfordernissen des 3. Binnenmarktpaketes, beziehungsweise des 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetzes, zu entsprechen, stellte der Konzern den Transportnetzbetrieb gemäß dem Modell des Independent Transmission Operators (ITO) auf (EnBW AG 2011b, S. 41). Dabei wurde ein möglicher Verkauf des Übertragungsnetzes wohl auch in

148 Bereits 2003 gab Vattenfall an: »Aufgrund des für die nächsten Jahre geplanten Ausbaus der Windkraftwerke »offshore« und an küstennahen Standorten wird Vattenfall Europe Transmission zeitnah mit einem erheblichen Ausbau ihrer Netzkapazitäten beginnen müssen, da die Netze allgemein derzeit für den Weitertransport der elektrischen Energie nicht ausgelegt sind. Dieser Ausbau bedeutet für uns erhebliche Investitionen« (Vattenfall Europe AG 2003, S. 31).

der EnBW diskutiert. In Interviews führten die Beteiligten aus, weshalb die EnBW sich letztlich gegen einen Verkauf der Netze entschieden hatte. Von Seiten eines Vertreters der OEW, welche im Jahr 2009 45 Prozent der Anteile an der EnBW hielten, wurde im Interview mit dem traditionellen Rollenverständnis der EnBW in Baden-Württemberg argumentiert:

»Die RWE und E.ON mussten ja ihr Übertragungsnetz, zum Teil freiwillig, zum Teil unfreiwillig, verkaufen. [...] Das war, also man hat sich einfach von den Netzen getrennt, weil es reguliertes Geschäft war und es hat eigentlich keinen Spaß gemacht. Man hat mit der Erzeugung einfach mehr Geld verdienen können. Und da haben wir gesagt, nein, wir kommen von den Netzen, das ist unser Ursprung [...]. Wir behalten die Netze. Wir wollen auch die gesamte Wertschöpfungskette haben und vor allem, das ist ein Stück weit auch unsere Daseinsberechtigung, dass wir dafür garantieren können, dass die Stromverteilung und die Gasverteilung in Baden-Württemberg eben auch gewährleistet ist« (OEW Interview 1).

Letztlich lässt sich die Sonderrolle der EnBW in diesem Fall jedoch am besten mit Blick auf die Situation der anderen Konzerne verstehen. Es fällt nämlich auf, dass all die Gründe, weshalb die anderen drei Unternehmen ihre Netze verkauften, im Falle der EnBW schlicht nicht vorlagen – es bestand also weder Motiv noch Erfordernis für die Veräußerung des Transportnetzes:

1. Der perspektivische Investitionsbedarf in den Ausbau der Netze aufgrund eines erhöhten Anteils von auf den oberen Netzebenen einspeisenden erneuerbaren Energien, welcher für E.ON und insbesondere für Vattenfall ein Verkaufsargument darstellte, war im Gebiet der EnBW am geringsten, wie ein befragter Vattenfall-Manager angab: »Die [EnBW; Anm. d. Verf.] haben ja bis heute den geringsten Anteil an Erneuerbaren in ihrem Übertragungsnetz« (Vattenfall 3).
2. Die EnBW stand nicht unter solch strenger Beobachtung durch die EU-Kommission (sowie durch nationale Kartellbehörden) wie E.ON und RWE und es wurden (soweit bekannt) keine Forderungen an die EnBW gerichtet, durch Desinvestitionen den Wettbewerb auf dem deutschen Markt zu bestärken.
3. Der finanzielle Druck, der im Falle der RWE (welche anfangs einen ähnlichen Weg wie die EnBW eingeschlagen hatten) letztlich den Netzverkauf begünstigt hatte, war im Falle der EnBW – zumindest der öffentlichen Kommunikation zufolge – weniger brisant.

Ein E.ON-Manager fasste anhand der beiden Extremfälle E.ON und EnBW die sich im Zeitverlauf wandelnde Bewertung des Übertragungsnetzgeschäfts anschaulich zusammen:

»Manchmal ist das so, wenn man erster ist, landet man auch als erster im Graben. Aus heutiger Sicht hat sich natürlich die Sicht auf das Geschäft gedreht. Wir sind damals von Unternehmensrenditen von 15 Prozent und mehr ausgegangen. Das erwirtschaftet natürlich kein Netzgeschäft. [...] Heute sind die Renditen, die der Regulierer im Netzgeschäft zulässt, hochgradig attraktiv. [...] So, das heißt, weil die EnBW etwas später war, ist sie in der glücklichen Lage gewesen [...] als die Wirtschaftskrise kam noch nicht verkauft zu haben. Und heute wäre jeder froh, wenn er das Geschäft hätte, und die EnBW ist das auch« (E.ON Interview 3).

9.2.4 Diskussion: Der Zusammenhang zwischen Legitimitätsverlust und Herausforderungen im Netzgeschäft

Wie sich in allen drei vorgestellten Themenkomplexen – Anreizregulierung, Rekommunalisierung sowie Entflechtung der Übertragungsnetze – gezeigt hat, standen die Veränderungen im Netzbereich in Zusammenhang mit einem vorausgegangenen Verlust der Unternehmen an symbolischem und sozialem Kapital, wenn auch in durchaus unterschiedlicher Weise: (1) Die *Anreizregulierung* als perspektivisches Prinzip zur Bestimmung der Netzentgelte wurde erst im Sommer 2004 in die Entwürfe zum neuen EnWG eingeführt. Hintergrund war das politische Unverständnis gegenüber erneuten Erhöhungen der Durchleitungstarife seitens der Stromkonzerne, welche den Ruf nach verstärkter Regulierung lauter werden ließen. (2) Ein wesentliches Motiv hinter zahlreichen *Rekommunalisierungsvorhaben* war der Wunsch nach Unabhängigkeit gegenüber den Stromkonzernen. Dies hing im Allgemeinen mit einem gesunkenen öffentlichen Ansehen der großen Energieversorger zusammen, aber auch im Speziellen mit ihrer Vernachlässigung der Pflege von Verbindungen in die Region. (3) In zahlreichen von behördlicher Seite initiierten Untersuchungen seit der Marktöffnung war mangelnder Wettbewerb sowie eine starke Marktkonzentration auf dem deutschen Strommarkt festgestellt worden. Bereits die Beschleunigungsrichtlinie von 2003 hatte eine verschärfte Entflechtung der Übertragungsnetze gefordert. Nachdem die EU-Kommission die Wettbewerbssituation in Deutschland auch nach der 2005er EnWG-Novelle noch als unbefriedigend bewertete, mehrten sich Forderungen nach einer *eigentumsrechtlichen Entflechtung* der Übertragungsnetze. Auch wenn die letztlich mit dem EnWG von 2011 durchgesetzten

Entflechtungsvorgaben die Möglichkeit eines Verbleibs der Übertragungsnetze in den Konzernen einräumte, der Einfluss der großen Vier auf die Transportnetze war durch die Neuregelung stark reduziert worden.

Zusammenfassend bedeutet dies: Die Konzerne hatten in Vergangenheit die Möglichkeiten, die ihnen unter Aufgebot ihrer Marktmacht im liberalisierten Markt gegeben waren, allzu schonungslos genutzt, was einen beträchtlichen Legitimitätsverlust zur Folge hatte. Dies führte schließlich zu Widerstand von Seiten der (1) Bundespolitik, (2) zahlreicher Kommunen sowie (3) des EU-Parlaments, in dessen Folge Veränderungen angestoßen wurden, welche letztlich den Handlungsspielraum der Stromkonzerne und damit deren Potential zur Marktmachtausübung entscheidend einschränkten.

9.3 Der Kampf um das traditionelle technologische Profil des Feldes

Das 2000er EEG und insbesondere auch die 2004er Novelle des Gesetzes hatten der Erneuerbare-Energien-Branche einen immensen Antrieb verliehen, in dessen Folge der Ausbau regenerativer Energieträger stetig vorangeschritten war. Wie in Abschnitt 7.2.1 ausführlicher dargestellt, standen die technologischen Charakteristika vieler erneuerbarer Energien (Dargebotsabhängigkeit, geringere Größe der Einzelanlagen, häufig dezentrale Umsetzung) in scharfem Kontrast zu dem traditionellen technologischen Profil des Feldes – der Stromproduktion im zentralistischen Verbund aus konventionellen Großkraftwerken unter Verwendung fossiler und nuklearer Energieträger. Diese Widersprüchlichkeiten zeigten in Phase 3 erstmals Auswirkungen auf die Profitabilität konventioneller Erzeugungsanlagen und zwar in Form der senkenden Wirkung volatiler erneuerbarer Energien auf die Strompreise sowie die Einsatzzeiten von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Gleichzeitig hatte die von der Erneuerbare-Energien-Bewegung formulierte Zielsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung weiterhin mediale Verbreitung und gesellschaftliche Beachtung gefunden. Als Antwort auf diese Entwicklungen versuchten die Stromkonzerne ab Mitte der 2000er Jahre vermehrt den aufkommenden institutionellen Druck abzufangen, indem sie ihre Technologien gemäß nachhaltigen Kriterien neuauszurichten vorgaben. Um die CO₂-Bilanz von fossilen Kraftwerken (und deren Legitimität) zu

verbessern, setzten sich die Stromkonzerne für die Nutzbarmachung von Technologien zur *CO₂-Abtrennung und Speicherung* ein. Dazu versuchten sie die Kernenergie öffentlichkeitswirksam als klimafreundliche Brückentechnologie umzudeuten und wirkten auf die *Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke* hin. Beide Strategien zielten letztlich darauf ab, die traditionellen (technologischen und institutionellen) Ordnungsprinzipien des Sektors aufrechtzuerhalten, ohne tiefgreifende Korrekturen der eigenen Geschäftspraktiken vornehmen zu müssen. Beide Tätigkeitsbereiche werden im Folgenden nacheinander behandelt.

9.3.1 Carbon Capture and Storage (CCS): Klimaschutzmaßnahme oder Strategie zum Bestandsschutz?

Mitte der 2000er Jahre begannen die Stromkonzerne die Schwerpunkte ihrer Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Richtung Carbon Capture and Storage (CCS) zu verlagern. CCS bezeichnet die Abtrennung von CO₂ im Kraftwerksbetrieb und dessen anschließende unterirdische Speicherung, wobei es sich prinzipiell um einen Sammelbegriff handelt. Zunächst werden unterschiedliche Techniken zur Abscheidung von CO₂ unterschieden. Während etwa in Post-Combustion Verfahren das CO₂ im Anschluss an den Verbrennungsprozess abgeschieden wird und die vorgeschalteten Produktionsschritte unangetastet bleiben, greifen Oxyfuel sowie Pre-Combustion Verfahren früher in die Prozesskette ein und erfordern eine tiefere Anpassung des Produktionsvorganges. Analog umschließt der Begriff verschiedene Optionen für Transport sowie Speicherung des abgeschiedenen CO₂s (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH et al. 2008, S. 29). Dabei wurden grundsätzlich – in Alternative zur unterirdischen Speicherung – auch Möglichkeiten der Zweitverwertung des CO₂s diskutiert, etwa in der chemischen Industrie. Diese Optionen sollen an dieser Stelle ebenfalls unter einen (erweiterten) CCS Begriff fallen.

Im Folgenden werden zunächst die Aktivitäten der großen Vier im Bereich CCS vorgestellt. Anschließend werden die Probleme öffentlicher Akzeptanz behandelt und die daraus folgenden Schwierigkeiten bei der Ausarbeitung einer nationalen Gesetzgebung zur CO₂-Speicherung. Schließlich werden die Kompensationsstrategien der Konzerne nach dem »Scheitern« des CCS-Gesetzes beschrieben sowie die Auswirkungen dessen beleuchtet.

CCS-Forschungs- und Pilotprojekte der großen Vier

Der Umfang an Aktivitäten der einzelnen Konzerne im Bereich CCS hing eng mit deren jeweiligem Erzeugungsmix zusammen. Die Braunkohle-lastigen Konzerne RWE und (insbesondere) Vattenfall zeigten sich am engagiertesten, gefolgt von E.ON. Die EnBW stieg – aufgrund verhältnismäßig CO₂-armer Erzeugungsstruktur – etwas später in Forschung und Entwicklung in diesem Bereich ein und verzeichnete zudem nur wenige Einzelprojekte.

Die CCS-Aktivitäten von *Vattenfall* lassen sich am weitesten zurückdatieren – zumindest im Vergleich zu den anderen drei Unternehmen. Dies lässt sich mit der Braunkohle-lastigen Erzeugungsstruktur des Unternehmens in Deutschland erklären, aufgrund dessen das Unternehmen steigendem Druck von Seiten der schwedischen Bevölkerung und der schwedischen Politik ausgesetzt war. »Die Frage war schon immer latent vorhanden, inwieweit die saubere schwedische Atom- und Wasserenergie denn zusammengebracht werden kann mit der dreckigen Braunkohleenergie aus Mitteldeutschland« (*Vattenfall Interview 3*). In einem Rückblick über die konzerneigenen CCS-Aktivitäten im Geschäftsbericht 2008 gab Vattenfall an, seit 2001 in diesem Bereich zu forschen (*Vattenfall AB 2008*, S. 16).¹⁴⁹ Die Anführungen zum Thema CCS bleiben in diesen frühen Jahren jedoch sehr unspezifisch (siehe etwa *Vattenfall Europe AG 2003*, S. 21, 2004, S. 23). Wirklich präsent wird das Thema in den Publikationen des Konzerns ab 2005 – in diesem Jahr beschloss Vattenfall die Errichtung einer CCS Pilot-Anlage am Standort Schwarze Pumpe. Das Vorhaben wurde 2005 bekanntgegeben, 2008 nahm die Anlage den Betrieb auf (*Vattenfall AB 2005*, S. 5, 2008, S. 16). Dazu startete das Unternehmen Untersuchungen zur unterirdischen Speicherung von CO₂ in einem ausgeschöpften Erdgasfeld in Altmark (*Vattenfall AB 2007*, S. 66). Ebenso plante das Unternehmen den Bau einer 500 Megawatt CCS Demonstrationsanlage in Jämschwalde (*Vattenfall AB 2008*, S. 16). Ein weiteres Speicherprojekt verfolgte Vattenfall in Dänemark. Hinzu kam ein Projekt zur Pre-Combustion-Abscheidung am Standort Willem-Alexander in den Niederlanden (*Vattenfall AB 2009*, S. 21).

RWE benannten CCS 2005 als mittel- bis langfristigen Schwerpunkt ihrer Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (*RWE AG 2005*, S. 65). Ein

¹⁴⁹ Tatsächlich erwähnte das Unternehmen bereits 1998 – wenn auch vage – die Beteiligung an einem EU-Projekt zur CO₂-Abscheidung und Speicherung. »Vattenfall is currently participating in an EU project which is following up experiments involving the separation and disposal of carbon dioxide below the seabed« (*Vattenfall AB 1998*, S. 28).

Jahr später rief das Unternehmen aus, bis 2014 das weltweit erste »nahezu« CO₂-freie Kohlekraftwerk in Betrieb nehmen zu wollen (RWE AG 2006a, S. 75). RWE baute eine Pilotanlage am Braunkohlekraftwerk Niederaußem (RWE AG 2009d, S. 92) und errichtete Versuchsanlagen an weiteren Standorten in Großbritannien sowie den USA (RWE AG 2006b, S. 38, 2007c, S. 97, 2009d, S. 93).

Gegenüber dem Handelsblatt rief *E.ON*-Chef Wulf Bernotat 2008 aus: »Wir arbeiten mit Hochdruck daran, CCS bis 2020 kommerziell verfügbar zu machen« (Handelsblatt 2008c, S. 8). Im selben Jahr gab der Konzern die Beteiligung an insgesamt sieben Pilotprojekten an (*E.ON* AG 2008g, S. 15). Neben der vom Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen der Forschungsinitiative COORETEC geförderten Pilotanlage am Kraftwerk Staudinger (*E.ON* AG 2009g) unterhielt *E.ON* etwa Pilotanlagen in Großbritannien und Schweden (*E.ON* AG 2008g, S. 54) und brachte sich in den USA in die Public-Private-Partnership FutureGen sowie die Western Kentucky Carbon Storage Foundation ein (*E.ON* AG 2008g, S. 62, 2009k, S. 76).

Aufgrund ihres spezifischen, im Vergleich zu den anderen drei Unternehmen CO₂-armen Erzeugungsmixes war das Engagement der *EnBW* in der CCS-Forschung relativ gering. So nahm das Unternehmen zwar 2010 zwei Testanlagen zur CO₂-Abscheidung in Betrieb – in Stuttgart (Chilled-Ammoniak-Verfahren) und Heilbronn (Rauchgasreinigung mittels Aminlösung) – und beteiligte sich an einer Versuchsanlage zur Abscheidung auf Basis des Chilled-Ammoniak-Verfahrens in den Vereinigten Staaten (*EnBW* AG 2007, S. 10, 2009c, S. 76, 2010a). In der Berichterstattung des Unternehmens nimmt CCS jedoch keine größere Rolle ein.

Darüber hinaus betrieben die Unternehmen auch einige gemeinsame Projekte wie etwa die EU-Verbundprojekte ENCAP (Vattenfall, RWE und andere) und CASTOR (Vattenfall, RWE, *E.ON* und andere), welche sich mit der Abscheidung von CO₂ befassten, sowie das Projekt CO2SINK (Vattenfall, RWE, *E.ON* und andere) zur Untersuchung unterirdischer Speichermöglichkeiten.

Akzeptanzprobleme und Schwierigkeiten im Politikbildungsprozess

Die praktische Erforschung der gesamten CCS-Prozesskette sowie die perspektivische kommerzielle Nutzung der Technologie erforderte jedoch die Schaffung klarer rechtlicher Rahmenbedingungen. Die Ausformulierung entsprechender Gesetze gestaltete sich jedoch schwierig, da insbesondere

die unterirdische Speicherung von CO₂ auf wachsenden öffentlichen Widerstand stieß. Der Prozess verlief folgendermaßen:

CCS kam in Deutschland maßgeblich aufgrund stärkerer Forcierung von Seiten der EU ab 2005 auf die politische Agenda (Inderberg und Wettstad 2015, S. 1019). In ihrem Eckpunktepapier für ein »integriertes Energie- und Klimaprogramm« formulierte die Bundesregierung dem folgend 2007 das Ziel, zügig einen Rechtsrahmen für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ ausformulieren zu wollen, um eine rechtliche Basis für geplante Pilotanlagen und eine spätere kommerzielle Nutzung im Kraftwerksbetrieb zu schaffen (Deutsche Bundesregierung 2007, S. 13 f.). Das Thema CCS war in den ersten Jahren in der öffentlichen Wahrnehmung wenig präsent und wurde anfangs auch nicht besonders kontrovers aufgenommen. Eine vom Wirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Studie zur Akzeptanz von CCS kam 2008 zu dem Ergebnis, dass in Deutschland »bisher noch keine breite Meinungsbildung über CCS stattgefunden hat« und dass »in den letzten Jahren über CCS tendenziell in allen analysierten Medien eher positiv berichtet wurde« (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH et al. 2008, S. 20). Die öffentliche Stimmung drehte sich zu Ungunsten von CCS, als RWE Mitte 2008 Pläne bekannt gab, eine CO₂-Pipeline von einem geplanten CCS-Kraftwerk in Hürth in Nordrhein-Westfalen nach Schleswig-Holstein zu legen, wo mögliche Speicherorte erkundet werden sollten (Fischer 2012, S. 263; RWE AG 2008e). Gegen dieses Vorhaben formierte sich in den Bundesländern entlang der Route (Schleswig-Holstein und Niedersachsen) Widerstand von Seiten der Bevölkerung. In Niedersachsen weckte die unterirdische Speicherung von CO₂ offenbar Assoziationen mit der Lagerung von nuklearen Abfallstoffen – die Lager Asse, Konrad sowie Gorleben, um die es seinerzeit hitzige Konflikte gegeben hatte, lagen allesamt in Niedersachsen (Fischer 2012, S. 263f.). Nachdem ein erster Gesetzesentwurf im Juni 2009 vom Bundesrat abgelehnt wurde, verschwand das Gesetz aufgrund der anstehenden Bundestagswahlen und der steigenden öffentlichen Proteste erst einmal wieder von der politischen Agenda (Dütschke 2011, S. 6235).

Die Stromkonzerne versuchten derweil die Vorzüge der Technologie herauszustellen. Gegenüber der medialen Öffentlichkeit betonten sie die Erforderlichkeit von CCS zur Bekämpfung des Klimawandels. E.ON-Chef Wulf Bernotat etwa stellte in einem Zeitungsinterview fest: »Kohle ist noch für mehrere Hundert Jahre da. Sie wird verbrannt werden, wenn nicht in

Deutschland, dann in China oder Indien. Wir müssen also dringend Technologien entwickeln, die Kohlekraftwerke CO₂-frei machen. Deutschland sollte auch hier Technologieführer sein« (Zeit Online 2008). Zwar verwies er damit auch auf die volkswirtschaftlichen Potentiale der Technologie, gleichzeitig brachte er jedoch einen Fatalismus bezüglich der Möglichkeit zum Ausdruck, die Klimaziele durch eine *Reduzierung des Verbrauchs* fossiler Brennstoffe zu erreichen – eine Haltung, welche auch Vattenfalls CEO Øystein Løseth vertrat: »If you look at all of the coal used in the world and all the investment going into new coal plants, CCS must be part of the solution [for climate change] or there will be no solution« (Financial Times 2010; Einschub im Original). RWE-Chef Jürgen Großmann führte auf der CCS-Konferenz des »Informationszentrums klimafreundliches Kohlekraftwerk e.V.« im Januar 2009 drei Argumente auf, welche für den Einsatz von CCS sprächen: Neben dem auch von E.ON und Vattenfall vorgebrachten Argument der Unverzichtbarkeit von CCS für die Erreichung der Klimaziele verspräche CCS sinkende Strompreise – Großmann ging von steigenden Preisen für Emissionszertifikate aus – und stärke darüber hinaus die Versorgungssicherheit Deutschlands, da es heimischer Braunkohle den Vorzug gegenüber russischem Import-Gas gewähren würde (Großmann 2009, S. 5).¹⁵⁰ Zu dem Ergebnis, CCS hätte einen dämpfenden Effekt auf die Strompreise und würde außerdem die Versorgungssicherheit stärken, kam nur einen Monat später auch eine im Auftrag von RWE durchgeführte Studie der Prognos AG (Prognos AG 2009).¹⁵¹

Diese Versuche zeigten jedoch wenig Erfolg, da sich zwischenzeitlich das Dilemma offenbart hatte, an dem CCS letztlich in Deutschland politisch scheitern sollte: Die Bundesländer, welche über geeignete Speicherorte verfügten (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern), wiesen gleichzeitig eine vergleichsweise CO₂-arme Erzeugungsstruktur auf, während die Bundesländer mit überdurchschnittlich CO₂-intensiver Stromerzeugung (Sachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen, Saarland, Hamburg, Bremen, Berlin) über wenig oder kein Speicherpotential verfügten. Die Risiken einer unterirdischen Speicherung wären also von

150 Mit dem Wortlaut »CCS bedeutet eine klare Alternative zu importiertem Gas« wendet sich Großmann implizit auch gegen den Konkurrenten E.ON, welcher seit Mitte der 2000er Jahre verstärkt auf den Ausbau der Stromerzeugung auf Gas-Basis gesetzt hatte und zudem Verbindungen zum russischen Gaskonzern Gazprom unterhielt.

151 Die Studie prognostizierte darüber hinaus positive Effekte einer CCS-Einführung auf Bruttoinlandprodukt sowie Beschäftigung (Prognos AG 2009, S. 24).

Bundesländern zu tragen gewesen, welche selbst keinen größeren Bedarf für die Einrichtung unterirdischer Speicher gehabt hätten. Außerdem handelte es sich bei den drei Bundesländern mit den besten Speicherpotentialen um Länder, welche eine vergleichsweise hohe Eigenproduktion an Strom aus Windkraftanlagen¹⁵² aufwiesen und eine Ausweitung dieser vorsahen (Fischer 2012, S. 262).

Nach der Bundestagswahl 2009 wurden die Verhandlungen um einen rechtlichen Rahmen für CCS neu aufgenommen, eine Einigung konnte jedoch erst Mitte 2012 gefunden werden. Das »Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid« (Deutscher Bundestag 2012c) begrenzte nicht nur die zu speichernde Höchstmenge auf vier Millionen Tonnen Kohlendioxid pro Jahr, sondern räumte außerdem den Bundesländern ein Veto-Recht gegen Speichervorhaben in ihrem Gebiet ein. Damit ermöglichte das Gesetz zwar Demonstrationsprojekte, schaffte jedoch keine Grundlage für die kommerzielle Nutzung der Technologie (vgl. Inderberg und Wettstad 2015, S. 1021).¹⁵³

Damit war CCS in Deutschland im Prinzip gescheitert. Vattenfall gab Ende 2011 die Aufgabe der Projekte in Altmark und Jämschwalde bekannt. In einer Pressemitteilung hieß es: »Wir müssen leider feststellen, dass es in der deutschen Bundespolitik derzeit keinen hinreichenden Willen gibt, die europäische Richtlinie so umzusetzen, dass ein CCS-Demonstrationsprojekt in Deutschland möglich würde« (Vattenfall Europe AG 2011). Die CCS-Pilotanlage Schwarze Pumpe nahm Vattenfall 2014 außer Betrieb. Die zu diesem Zeitpunkt noch verbleibenden CCS-Forschungsaktivitäten wurden aus

152 Die installierte Leistung aus Windkraftanlagen für diese Bundesländer betrug im Jahr 2008 1.431 MW (Mecklenburg-Vorpommern), 2.694 MW (Schleswig-Holstein) sowie 6.028 MW (Niedersachsen). Zusammen kamen die drei Länder damit auf rund 42 Prozent der bundesweit installierten Windkraftleistung (Eigene Berechnungen auf Basis von BWE e.V. 2016).

153 Abseits von diesen gesetzlichen Hindernissen identifizierte die Europäische Kommission in einem Sachstandsbericht aus dem Jahr 2013 die niedrigen Preise für Emissionszertifikate als Grund für die fehlenden Potentiale zur kommerziellen Nutzbarmachung der Technologie. »Today, with carbon prices closer to €5, and revenues from the NER300 [Ein EU-Förderprogramm für erneuerbare Energien und CCS; Anm. d. Verf.] significantly below initial expectations, it is clear that no rationale exists for economic operators to invest in demonstration CCS, as the additional investment and operational costs are not covered by the revenue accrued from the reduced emissions, through having to buy considerably fewer ETS allowances« (Europäische Kommission 2013a, S. 16).

der konzernweiten Forschungsabteilung abgezogen und auf die – zur Disposition stehende – Braunkohle-Abteilung verschoben (Spiegel Online 2014a). Der Zusammenhang zwischen dem Verkauf von Vattenfalls Braunkohle-Aktivitäten und dem Scheitern von CCS wird in Abschnitt 10.3.2 ausführlicher behandelt. Die deutschen CCS-Testanlagen von RWE, E.ON und EnBW waren zum Ende des Untersuchungszeitraumes noch in Betrieb. Ein RWE-Manager brachte im Interview seine pessimistische Sicht auf die Zukunft von CCS in Europa zum Ausdruck und wies gleichzeitig auf die Diskrepanz zwischen der Wahrnehmung von CCS im globalen Klimaschutz-Diskurs und auf regionaler Ebene hin:

»Ich finde es immer sehr spannend zu sehen, wie über CCS auf verschiedenen Ebenen gesprochen wird und wie das bewertet wird. In den weltweiten, auch im IPCC-Bericht, [...] wird CCS noch immer als eine wesentliche, nicht nur Option, sondern quasi sogar eine Notwendigkeit für die Zukunft angesehen, um eben das 2-Grad-Ziel irgendwie noch einzuhalten, weil man mit dem reinen Ausbau von Erneuerbaren dann nicht hinterherkommt. Also auf weltweiter Ebene wird das als ein Muss angesehen. In Europa wird es ja gefördert, gibt es große Förderprojekte der EU, worauf jetzt aber so gut wie keiner eingestiegen ist. Es gibt keine echten Projekte. [...] Woran liegt das? Das liegt daran, dass auf nationaler Ebene schon sehr kritisch über das Thema nachgedacht wird. Wenn das CO₂ dann irgendwo gelagert, gespeichert werden muss, dann gibt es eigentlich parteiübergreifend, zumindest in Deutschland, aber auch in anderen Ländern, einen Konsens, dass das auf keinen Fall an dieser Stelle passieren darf und eigentlich auch nicht passieren darf. Die Gesetzgebung in Deutschland ist jetzt auch so, dass sich jedes Land dagegen entscheiden kann und das tun natürlich auch alle. Insofern sehe ich persönlich, in Europa, in Deutschland sowieso nicht, und in Europa eigentlich auch sehr wenige Chancen, dass CCS dort in größerem Maßstab verwirklicht wird« (RWE Interview 3).

Nachdem absehbar wurde, dass die unterirdische Speicherung von Kohlendioxid in Deutschland politisch nicht durchsetzbar sein würde, begannen die Konzerne vermehrt alternative Möglichkeiten der Nutzbarmachung des abzuschheidenden CO₂s zu untersuchen – etwa zur Herstellung von Kunststoffen oder Keramik (RWE AG 2012b, S. 85). Da insbesondere auch die Mengenpotentiale solcher Lösungen im Vergleich zu einer unterirdischen Speicherung als relativ gering gelten, wurde dies in den Konzernen nicht als ernstzunehmende Alternative betrachtet, wie ein befragter RWE-Manager verdeutlichte: »Das ist schon aufwändig und eben nicht so konkurrenzfähig [...] und die Mengen, die man da verwenden kann, sind eben auch eher gering« (RWE Interview 3).

9.3.2 Eine »Brücke ins Zeitalter der erneuerbaren Energien«: Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke

Kernenergiekritiker hatten 2002 Bedenken geäußert, der im novellierten Atomgesetz formulierte Atomausstiegsbeschluss könne von einer zukünftigen Regierung rückgängig gemacht werden. Es finden sich Hinweise, dass sich auch die Konzerne dieser Option von Anfang an bewusst waren. Heyen (2011, S. 156) verweist etwa auf eine Pressemitteilung der EnBW, aus welcher hervorgeht, dass CEO Gerhard Goll bereits im März 2002 – also noch vor der Verabschiedung des novellierten Atomgesetzes – ankündigte, man werde »natürlich« mit einer neuen Bundesregierung auch über den Atomausstieg sprechen, da es »keine vernünftige Alternative zur Kernenergie« gebe (EnBW AG 2002a). Forderungen nach einer Laufzeitverlängerung häuften sich schließlich im Kontext der vorgezogenen Bundestagswahlen 2005, welche einen Regierungswechsel hin zu einer großen Koalition unter Angela Merkel einläuteten (und ein Ausscheiden der Grünen aus der Regierung). Noch vor den Wahlen betonte Vattenfall-Europe-Chef Klaus Rauscher, es gäbe »starke klimapolitische wie wirtschaftspolitische Argumente« für eine Laufzeitverlängerung (Handelsblatt 2005a).¹⁵⁴ Als Mitte der 2000er Jahre aufgrund von Hurrikan Katrina (2005), dem Al Gore Dokumentarfilm zum Klimawandel *An Inconvenient Truth* (2006) sowie dem alarmierenden vierten Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007) die Problematik des menschenverursachten Klimawandels erhöhte öffentliche Aufmerksamkeit erfuhr (Penna und Geels 2015, S. 1042), präsentierten die Unternehmen die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke als Beitrag zum Klimaschutz – immerhin waren die Anlagen nach ihrem Verständnis CO₂-neutral (Bohn und Walgenbach 2016, S. 17). So betonte beispielsweise E.ON-Chef Wulf Bernotat: »Wir können nicht gleichzeitig aus der Kernenergie aussteigen und die ehrgeizigen Klimaschutzziele erreichen« (Handelsblatt 2006a). In diese Kerbe

154 Es herrschte im Unternehmen jedoch durchaus Bewusstsein für die emotionale Aufladung des Themas in der deutschen Öffentlichkeit und die Notwendigkeit sich in der Sache geduldig zu zeigen. So stellte der schwedische Vattenfall-Chef Lars Göran Josefsson – seinerzeit in der Rolle des Klimaschutzbeauftragten der Bundesregierung – fest: »Ich bin ein Freund der Kernkraft: Sie ist zuverlässig, umweltfreundlich und relativ billig. Ich weiß aber, dass dieses Thema in Deutschland sehr emotional diskutiert wird. Die Politik sollte nicht müde werden, den Wählern die Alternativen zur Atomkraft zu erklären. Vielleicht braucht das Thema noch ein oder zwei Jahre Zeit« (Handelsblatt 2006c).

schlug auch eine Image-Kampagne des deutschen Atomforums¹⁵⁵ mit dem Titel *Deutschlands ungeliebte Klimaschützer* (Deutsches Atomforum e.V. 2007). Eine weitere, breiter angelegte Kampagne deckte Die Tageszeitung (2011) auf. Demnach hatte das deutsche Atomforum die Kommunikationsberatungsagentur Deekling Arndt Advisors beauftragt, mit Blick auf die Bundestagswahlen 2009 auf eine »Veränderung der Grundstimmung pro Laufzeitverlängerung« hinzuwirken (Deekling Arndt Advisors 2008, S. 3).¹⁵⁶

Ein befragter E.ON-Manager bestätigte, dass die Unternehmen einen Regierungswechsel in Berlin als Chance für eine Rückabwicklung des 2002er Atomausstieges wahrgenommen hatten:

»Wir waren uns schon alle darüber im Klaren, dass ein Regierungswechsel in Berlin eine Möglichkeit bieten würde, den beschlossenen und vor allem terminierten Kernkraftausstieg nochmal neu zu verhandeln. [...] dieses für uns schon empfundene zu schnelle und damit wirtschaftlich sinnlose Aussteigen aus der Kernenergie, was die rot-grüne Regierung beschlossen hat, da waren wir schon optimistisch, dass eine schwarz-gelbe Bundesregierung da sozusagen mit mehr Augenmaß drangehen könnte« (E.ON Interview 3).

Ein Vertreter der EnBW betonte ebenfalls das nachdrückliche Engagement des süddeutschen Konzerns in der Sache: »Wir haben das damals forciert betrieben. Wir waren einer derjenigen, die dafür gearbeitet haben, dass diese Kernenergieverlängerung kommt« (EnBW Interview 2).

Dieser organisierte Vorstoß der Branche in Richtung Laufzeitverlängerung wurde jedoch durch Störfälle in den von Vattenfall betriebenen Kernkraftwerken Brunsbüttel und Krümmel überschattet. Am 28. Juni 2007 führte ein Kurzschluss zu einer Schnellabschaltung des Kraftwerkes Brunsbüttel. Nur wenige Stunden später musste das Kernkraftwerk Krümmel aufgrund eines Brandes an einem Transformator abgeschaltet werden (Leuschner 2007c; Vattenfall Europe AG 2007, S. 22). Diese Pannen und die

155 Beim deutschen Atomforum handelt es sich um eine Lobbyorganisation der Kernenergie-Branche. Das Amt des Präsidenten der Organisation war im gesamten Untersuchungszeitraum durch (teilweise ehemalige) Manager der großen Vier besetzt.

156 Die Echtheit der von der Tageszeitung offengelegten Dokumente ist nicht überprüfbar, wird jedoch als glaubhaft eingeschätzt. Der Süddeutschen Zeitung zufolge erwiderte der damalige Geschäftsführer des Atomforums Dieter H. Marx auf die Veröffentlichung angesprochen, es sei ein »ganz üblicher Vorgang, dass man über Öffentlichkeitsarbeit versucht, die Öffentlichkeit zu beeinflussen« und man habe »nichts gemacht, das nicht legal wäre« – was einem Quasi-Bekennnis zur Sache entspricht (Süddeutsche Zeitung 2011e). Die Originaldokumente sind im Internet einsehbar, siehe Referenzen: Die Tageszeitung (2011).

heftigen öffentlichen Debatten, die sie nach sich zogen, kamen für die Stromkonzerne zur Unzeit, aufgrund dessen Vattenfall in der Branche massiv in die Kritik geriet (Wirtschaftswoche 2007a). Das Unternehmen selbst stellte die Vorkommnisse lediglich als Kommunikationsproblemen dar: »Wir haben bei Vattenfall Europe in der Kommunikation total versagt, nicht aber in der Technik«, erklärte Vattenfall-Chef Lars Göran Josefsson (Wirtschaftswoche 2007b). Dieses Argument eigneten sich auch die anderen Stromkonzerne an, um Forderungen nach politischen Konsequenzen der Störfälle zu begegnen. Walter Hohlefelder etwa – seinerzeit Vorstandsmitglied der E.ON Energie sowie Präsident des deutschen Atomforums – stellte fest: »Der Eindruck, der durch die Informationspolitik von Vattenfall in der Öffentlichkeit hervorgerufen wurde, ist verheerend«. Er fügte jedoch an: »Wegen verfehlter Öffentlichkeitsarbeit legt man keine Anlage still, sie ist auch kein Grund für ein Festhalten am Ausstieg aus der Kernenergie« (Süddeutsche Zeitung 2007b). Die schwedische Konzernleitung zog aus den Ereignissen personelle Konsequenzen. Neben den Verantwortlichen aus der Kernenergie-Sparte sowie der Unternehmenskommunikation wurde auch Klaus Rauscher, der seit der Gründung Vorstandsvorsitzender der Vattenfall Europe gewesen war, abgesetzt (Vattenfall Europe AG 2007, S. 4; Leuschner 2007f). Wenige Monate vor der Bundestagswahl 2009 ereignete sich eine weitere Panne im Kernkraftwerk Krümmel, welche zu vergleichbaren Debatten führte (Handelsblatt 2009e).

Diese Vorfälle hielten die neugewählte schwarz-gelbe Regierung jedoch nicht davon ab, die geplante Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke in ihre Koalitionsvereinbarungen aufzunehmen. Dort hieß es:

»Die Kernenergie ist eine Brückentechnologie, bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann. Andernfalls werden wir unsere Klimaziele erträgliche Energiepreise und weniger Abhängigkeit vom Ausland, nicht erreichen. Dazu sind wir bereit, die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern« (CDU et al. 2009, S. 29).

Die Verhandlungen um eine entsprechende gesetzliche Fixierung der Laufzeitverlängerung wollten jedoch nicht richtig in Gang kommen, was RWE und EnBW zunehmend in Bedrängnis brachte, da die im 2002er Atomgesetz festgeschriebenen Reststrommengen für die beiden Reaktoren Biblis A und Neckarwestheim 1 ausliefen. Deren endgültige Abschaltung versuchten die Konzerne abzuwenden, indem sie die Leistung der Anlagen drosselten oder durch »Revisionen« monatelange Betriebspausen herbeiführten. Auf diese

Weise hatte RWE bereits die Zeit bis zur Bundestagswahl 2009 überbrückt, nun wurden diese Praktiken bis in den Spätherbst 2010 weitergeführt (Handelsblatt 2009a; Leuschner 2010b). EnBW-Chef Hans-Peter Villis bestätigte ein solches Vorgehen im Zeitungsinterview. Auf die nur noch geringen Reststrommengen von Block 1 des Kraftwerks Neckarwestheim angesprochen, sagte er: »Ja, wir haben uns aber bereits unternehmerisch auf diese Situation eingestellt und fahren das Kernkraftwerk Neckarwestheim 1 nun mit deutlich gedrosselter Leistung im Minimalbetrieb. Damit können wir einige Monate überbrücken. Endgültig abschalten werden wir den Reaktor jedenfalls nicht, solange wir noch Hoffnung auf eine positive Lösung haben« (Handelsblatt 2010a).

Mitte 2010 brachte die Regierungskoalition die Einführung einer Steuer für Kernbrennstoff ins Spiel, die dem Zweck dienen sollte, einen Teil der im Zuge längerer Laufzeiten anfallenden Zusatzgewinne abzuschöpfen. Obwohl die Stromkonzerne zu Beginn der Verhandlungen Bereitschaft signalisiert hatten, die Gesellschaft an den »windfall profits« einer möglichen Laufzeitverlängerung zu beteiligen (Handelsblatt 2009b, 2009f), zeigten sie sich empört über diesen Vorstoß der Bundesregierung (Handelsblatt 2010b). Sie drohten mit Investitionskürzungen, Arbeitsplatzverlust sowie der vorzeitigen Abschaltung von Kernkraftwerken (Handelsblatt 2010c, 2010e, 2010f) und kündigten darüber hinaus im Falle einer Umsetzung des Vorhabens rechtliche Schritte an (Süddeutsche Zeitung 2010a). Für die Konzerne war eine solche Steuer mit nicht geringen Risiken verbunden: Da zunächst ein großer Teil der Gewinne abgeschöpft werden sollte, würden sich positive Effekte aus den längeren Laufzeiten erst längerfristig einstellen – im Falle einer Rückabwicklung der Entscheidung durch eine zukünftige Regierung wären also lediglich Zusatzkosten entstanden (Handelsblatt 2010d).

Im September 2010 schließlich legte die Bundesregierung in Form des »Energiekonzeptes« einen Plan vor. Neben einer Ausweitung der Laufzeiten der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre wies das Papier vergleichsweise ambitionierte Ziele für Klimaschutz und Erneuerbare-Energien-Ausbau aus. Der angestrebte Anteil regenerativer Energieträger an der Stromerzeugung wurde auf 50 Prozent bis 2030, 65 Prozent bis 2040 und 80 Prozent bis 2050 festgesetzt. Gleichzeitig sollten die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent reduziert werden – jeweils gegenüber dem Basisjahr 1990 (Deutsche Bundesregierung 2010a, S. 4). Die Opposition sah hierin jedoch lediglich eine Strategie der Bundesregierung zur Besänftigung der Atomkraftgegner (Geels et al. 2016, S. 904). Auf dieser

Basis beschloss der Bundestag am 28. Oktober 2010 zwei Novellen des Atomgesetzes (Deutscher Bundestag 2010a, 2010d). Hiermit wurden – durch eine Erhöhung der zugewiesenen Reststrommengen – die Laufzeiten der sieben vor 1980 gebauten Altanlagen um durchschnittlich acht Jahre verlängert und die der zehn neueren Anlagen um durchschnittlich 14 Jahre (Lobo 2011, S. 223). Gleichzeitig wurde das Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) beschlossen (Deutscher Bundestag 2010c). Das Gesetz besteuerte die Kernbrennstoffe Plutonium 239 und 241 sowie Uran 233 und 235 mit 145 Euro pro Gramm¹⁵⁷ und sollte bis 2016 gelten, also für sechs Jahre. Die hierdurch entstehenden Steuereinnahmen wurden auf 2,3 Milliarden Euro pro Jahr geschätzt (Fraktionen der CDU/CSU und FDP 2010). Darüber hinaus wurde die Einrichtung eines »Energie- und Klimafonds« verabschiedet. Dieses Sondervermögen sollte unter anderem aus Einnahmen der Kernbrennstoffsteuer sowie der Versteigerung von Emissionszertifikaten gespeist werden und dem Zweck der Förderung von verschiedenen Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen dienen (Deutscher Bundestag 2010b).

Das Gesetzespaket wurde seinerzeit ohne Zustimmung des Bundesrates durchgesetzt, ein Manöver, das von Zeitgenossen als undemokratisch kritisiert wurde (Schreurs 2012, S. 35) und Verfassungsbeschwerden (von Seiten Greenpeaces und einiger Bundesländer) nach sich zog (Vattenfall Europe AG 2010a, S. 19). Auch Becker kommt unter Bezug auf verschiedene juristische Gutachten zu dem Schluss, dass die Laufzeitverlängerung bundesratspflichtig gewesen wäre und damit im Ergebnis verfassungsrechtlich angreifbar war (Becker 2011, S. 284 ff.). Darüber hinaus war die Laufzeitverlängerung unter der deutschen Bevölkerung unpopulär. Einer Umfrage zufolge, welche das Meinungsforschungsinstitut TNS Emnid im Auftrag der Wochenzeitung die Zeit durchgeführt hatte, sprachen sich 48 Prozent der Deutschen generell gegen eine Laufzeitverlängerung aus, 29 Prozent hätten eine Verlängerung um höchstens zehn Jahre gutgeheißen. Insgesamt waren also 77 Prozent der Deutschen gegen die Laufzeitverlängerung in der umgesetzten Form (Zeit Online 2010; vgl. Schreurs 2012, S. 35).

Dazu bestätigte eine Untersuchung der Landesbank Baden-Württemberg die Vermutung, die Stromkonzerne würden aufgrund der Kernbrennstoffsteuer erst längerfristig von der Laufzeitverlängerung profitieren. Hier

157 Gegenüber einem ursprünglichen Referentenentwurf, welcher noch 220 Euro pro Gramm vorsah, entspricht das einer Senkung um relativ genau ein Drittel, was vermutlich auf Verhandlungserfolge der Branche zurückzuführen ist (Deutsche Bundesregierung 2010b; vgl. LBBW 2010, S. 3).

hieß es: »Nach unserer Berechnung wird keiner der Betreiber in den ersten 6 Jahren per Saldo bezogen auf die G+V von der LZ-Verlängerung profitieren. Während die Kernbrennstoffsteuer auch auf die nicht in Verlängerung befindlichen Kernkraftwerke erhoben wird, profitieren die Betreiber erst, wenn die Kraftwerke in Verlängerung gehen« (LBBW 2010, S. 5).¹⁵⁸ Diese Einschätzung teilte auch die EnBW. In ihrem 2010er Geschäftsbericht gab das Unternehmen an: »Die aus der Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke zu erwartenden positiven Effekte werden diese zusätzlichen Belastungen in den nächsten Jahren nicht ausgleichen. Erst nach Auslaufen der Kernbrennstoffsteuer im Jahr 2017 wirken sich die Neuregelungen für die Kernkraftwerke unter sonst gleichen Bedingungen im Ergebnis eventuell verbessernd aus« (EnBW AG 2010b, S. 6).

9.3.3 Diskussion: Konservative Strategien als strategische Fehler der Stromkonzerne

Sowohl das Engagement der Stromkonzerne in CCS wie auch deren Einsatz für eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke stellten im Kern Strategien zum Bestandsschutz dar. Dies erscheint zunächst unternehmerisch sinnvoll, hatte jedoch rückblickend negative Auswirkungen. Aufgrund des in den Unternehmen vorherrschenden Optimismus bezüglich dem Gelingen dieser Vorhaben wurde die Suche nach Alternativstrategien zur Anpassung an die sich verschlechternden Rahmenbedingungen – sinkende Strompreise, sinkende Nachfrage, technische Implikationen eines veränderten Energiemixes – verhindert oder zumindest nicht mit der angezeigten Hingabe verfolgt. Dies soll kurz an den beiden Beispielen erläutert werden.

Aufgrund der Überzeugung, CCS sei für das Erreichen der Klimaziele zwingend erforderlich, hatten die Konzernlenker ein mögliches politisches Scheitern der Technologie scheinbar nicht auf dem Radar. Dabei konnte der öffentliche Widerstand allein aufgrund der Analogien zur Atom-Endlagerung – Transport und unterirdische Speicherung gefährlicher Stoffe – eigentlich nicht sonderlich überraschen. Das Engagement der Konzerne in CCS steht für den Versuch, das traditionelle Geschäftsfeld der Stromproduktion in konventionellen Großkraftwerken mit kleineren Anpassungen in die Zukunft weiterzutragen. Dabei sahen die Konzerne ihre Rolle in einem

¹⁵⁸ Das Handelsblatt (2010g) berichtete seinerzeit über diese Studie. Das Dokument ist nicht öffentlich verfügbar, liegt jedoch dem Verfasser vor.

zukünftigen klimafreundlicheren Energiesystem (zumindest in Deutschland) in der Bereitstellung von »sauberem« fossil/nuklearem Strom zur Ausgleichung unregelmäßiger Einspeisung erneuerbarer Energien. Die einseitige Fokussierung auf diese Option und der Verzicht auf die gleichzeitige Exploration alternativer Möglichkeiten¹⁵⁹ können rückblickend als strategische Fehler gelten.

Während CCS den größten Teil der Kräfte der Forschungs- und Entwicklungs-Abteilungen bündelte, fokussierte sich die Politik- und Öffentlichkeitsarbeit der Konzerne auf den Versuch eines Hinwirkens auf die Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke. Die einseitige Fokussierung auf diese Option verengte auch hier den Blick auf Alternativen – vor allem auch die Möglichkeit eines Scheiterns. In der Aussicht auf eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und damit einhergehenden potentiellen Milliardengewinnen mussten die Widrigkeiten in anderen Bereichen – Netzbetrieb, Stromproduktion – gering erschienen sein. Einem interviewten EnBW-Manager zufolge wurden die zur damaligen Zeit für die Entwicklung neuer Geschäftsfelder zuständigen Teams innerhalb des Unternehmens nicht mit großer Aufmerksamkeit bedacht: »Wir haben damals 2010 noch auf...also alleine gekämpft auf weiter Flur. Da hat uns kaum jemand zugehört, weil da...da waren auch die Kollegen so: »hör doch auf mit deinem Thema! Wir kämpfen gerade um die Kernenergieverlängerung. Ja, also, es sind gerade ganz andere Themen im Fokus« (EnBW Interview 2).

Wie sich in den Jahren 2011 und 2012 zeigte, sollten jedoch beide Optionen – Geschäftsmodell klimaneutrale Kohlekraftwerke sowie Milliardengewinne aus der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke – scheitern. Die Konservierung der traditionellen Ordnungsmuster des Feldes misslang und ließ die Konzerne in einem strategischen Vakuum zurück (siehe Kapitel 10).

159 Streng genommen erforschten die Unternehmen auch alternative Möglichkeiten, wie ein Blick in die Abschnitte zu Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in den jeweiligen Geschäftsberichten zeigt. Im Vergleich waren solche Projekte jedoch stark unterrepräsentiert.

9.4 Strategien im Schatten der Wirtschaftskrise

Trotz der sich andeutenden Verwerfungen im deutschen Stromsektor folgten die Geschäftstätigkeiten der Stromkonzerne zunächst weiterhin der in Phase 2 eingeschlagenen Richtung. Während sie sich im Inland für die Aufrechterhaltung der traditionellen Ausgestaltung des Feldes einsetzten, fokussierten sie ihr unternehmerisches Wachstum weitestgehend auf das Ausland. Hier führten die Unternehmen die in der vorherigen Phase eingeläutete Wachstumsstrategie im Bereich der *erneuerbaren Energien* fort. Dazu tätigten sie, in Ermangelung von Alternativstrategien und weil sie die sich verschlechternden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterschätzten, *milliardenschwere Übernahmen*. Als sich schließlich mit fortschreitender Zeit in den Konzernzentralen ein Problembewusstsein ausbildete, starteten die Unternehmen *Maßnahmen zur Kostensenkung*. Eine tiefgehende Neuausrichtung erfolgte jedoch erst nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima in Phase 4 (Kapitel 10).

9.4.1 Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien III: Forcierter Ausbau

Nachdem die Stromkonzerne in Phase 2 vergleichsweise ambitionierte Investitionen in erneuerbare Energien ausgerufen hatten, erfolgten in Phase 3 eine größere Anzahl an Unternehmensakquisitionen sowie Neubauprojekten in diesem Bereich.

Tabelle 30 zeigt die in den jeweiligen Geschäftsberichten angegebenen Investitionen der großen Vier in erneuerbare Energien in den Jahren nach der Gründung der EE-Abteilungen – in den Jahren zuvor wurden diese Zahlen nicht differenziert ausgewiesen. Im Zeitraum 2008–2010 (Phase 3) lenkten die Unternehmen etwa 10 Prozent ihrer Gesamtinvestitionen in diesen Bereich. Von 2011 bis 2015 (Phase 4) waren es im Schnitt mehr als 20 Prozent – es zeigt sich also eine inkrementelle Verlagerung der Investitionsschwerpunkte der Unternehmen in Richtung erneuerbare Energien. E.ON und RWE unterschritten zwar die Investitionssummen, welche sie bei der Gründung ihrer Erneuerbare-Energien-Sparten ausgerufen hatten, alle vier Unternehmen setzten jedoch Mittel in einem Umfang ein, welcher dem immer wieder geäußerten Vorwurf, es handle sich lediglich um Greenwashing-Strategien (siehe etwa N24 2007), entgegensteht.

Tabelle 30: Investitionen der großen Vier in erneuerbare Energien 2008–2015

	2008	2009	2010	Gesamt Phase 3	2011	2012	2013	2014	2015	Gesamt Phase 4
RWE										
Investitionen EE (in Mio. Euro)	1.102	733	709	2.544	891	1.093	1.086	723	418	4.211
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	5.693	15.637	6.643	27.973	7.072	5.544	3.978	3.440	3.303	23.337
Anteil EE an konzernweiten Investitionen (in %)	19,4	4,7	10,7	9,1	12,6	19,7	27,4	21	12,7	18
E.ON										
Investitionen EE (in Mio. Euro)	1.484	1.031	1.260	3.775	1.114	1.791	861	1.222	1.106	6.094
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	18.406	8.655	8.286	35.347	6.524	6.997	7.992	4.637	4.174	30.324
Anteil EE an konzernweiten Investitionen (in %)	8,1	11,9	15,2	10,7	17,1	25,6	10,8	26,4	26,5	20,1
EnBW										
Investitionen EE (in Mio. Euro)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	305	611	445	1.361
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	1.404	4.374	2.327	8.105	(1.314)	(877)	1.101	1.957	1.462	4.520
Anteil EE an konzernweiten Investitionen (in %)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	27,7	31,2	30,4	30,1
Vattenfall										
Investitionen EE (in Mio. Euro)	395	928	891	2.215	381	k.A.	k.A.	745	964	2.090
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	3.866	9.948	4.643	18.457	3.999	(3.447)	(3.134)	3.091	3.126	10.216
Anteil EE an konzernweiten Investitionen (in %)	10,2	9,3	19,2	12	9,5	k.A.	k.A.	24,1	30,8	20,5

Quelle: Geschäftsberichte.¹⁶⁰ Eigene Berechnungen

¹⁶⁰ Wenn möglich wurden Vorjahreszahlen gewählt. Aufgrund häufig wechselnder Berichtsstruktur war dies nicht immer möglich. Grundsätzlich dienen die Zahlen nur in eingeschränkter Weise einem Vergleich zwischen den Unternehmen. Insbesondere die Berechnungsgrundlage von »Investitionen« unterscheidet sich zwischen den Unternehmen

Der größte Teil dieser Investitionen betraf den Ausbau der Windenergie und erfolgte außerhalb Deutschlands. Im Folgenden werden zunächst die Aktivitäten der Unternehmen im Erneuerbare-Energien-Bereich dargestellt. Anschließend wird der Frage nachgegangen, warum die Investitionen überwiegend im Ausland erfolgten.

Vattenfall baute das Windkraftgeschäft vor allem in Großbritannien aus. Im Herbst 2008 erwarb *Vattenfall* die britischen Windkraftbetreiber AMEC Wind Energy sowie Eclipse Energy UK und damit eine Projektpipeline von gut 700 Megawatt an Windkraftanlagen – darunter den 150 Megawatt Offshore-Windpark Ormonde. Dazu übernahm der Konzern den zur damaligen Zeit größten Offshore-Windpark Thanet mit einer installierten Leistung von 300 Megawatt (*Vattenfall AB* 2008, S. 3). In Deutschland beschränkten sich *Vattenfalls* Erneuerbare-Energien-Aktivitäten auf das Pilot-Projekt Alpha Ventus (siehe unten), das 2007 erworbene Projekt Dan Tysk verzögerte sich. 2010 wurden die Stadtwerke München mit 49 Prozent der Anteile eingebunden, die Bauarbeiten starteten 2011.

Die *EnBW* legte ihren Investitionsschwerpunkt auf Deutschland und die Türkei. Mit dem Kauf der Eos Offshore sowie der Offshore Ostsee Wind erwarb die *EnBW* 2008 die Rechte an vier deutschen Offshore-Projekten in einem perspektivischen Umfang von rund 1.200 Megawatt installierter Leistung – es handelte sich um die Projekte Hochseewindpark Nordsee (später Hohe See), He Dreith, Baltic 1 sowie Kriegers Flak 1 (später *EnBW Baltic 2*) (*EnBW AG* 2008b). Das Projekt Baltic 1 wurde direkt in die Wege geleitet. Einem befragten Vertreter der *EnBW*-Aktionäre zufolge war Baltic 1 als Testballon angelegt:

sowie im Zeitverlauf – es ist nicht immer eindeutig ersichtlich, welche Arten von Investitionen (Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte, Finanzanlagen etc.) von den Unternehmen einberechnet wurden. Genauso ist die Kategorie *erneuerbare Energien* nicht einheitlich definiert. Im Falle von RWE und E.ON beziehen sich Investitionen in erneuerbare Energien auf Investitionen der entsprechenden Abteilung. Hierunter können also zu geringerem Teil auch Investitionen abseits erneuerbarer Energien fallen. Genauso können möglicherweise Investitionen in erneuerbare Energien von anderen Abteilungen getätigt werden und somit nicht in die angegebenen Zahlen eingehen. Im Fall von *Vattenfall* wurden im Zeitverlauf unterschiedliche Zahlen zur Erneuerbare-Energien-Sparte ausgewiesen: Die Zahlen für 2005 und 2006 umfassen die Kategorie *Hydro Power* und *Renewable Energies*, in den Jahren 2007, 2008, 2009, 2014 und 2015 *Hydro Power*, *Wind Power* sowie *Biomass/Waste*, die Zahlen für 2010 und 2011 beziehen sich auf die Division *Renewables*.

»zum damaligen Zeitpunkt gab es eben die Möglichkeit, vier Offshore-Windparklizenzen zu kaufen. Nämlich zwei in der Ostsee und zwei in der Nordsee. Und da hat man diskutiert, ob man das macht. Und dann war da auch eine Strategie dahinter, warum man zuerst die Ostsee-Projekte, also das Baltic 1, weil es eben relativ nah an der Küste ist. Weil das von der Logistik einfacher ist. Weil man da eben auch Erfahrungen sammeln wollte, die Wassertiefen anders sind. Dann hat man gesagt, dann macht man Baltic 2, das ist ein bisschen weiter weg. [...] Und dann die zwei Nordsee-Projekte sind ja eben weiter auf dem Meer. Und das war einfach so angelegt, dass man gesagt hat, wir fangen im Kleinen an, wir wollen Lernen, wir wollen das Know-how auch selber aufbauen und rollen das dann weiter aus« (OEW Interview 1).

Der Windpark ging 2011 in Betrieb und stellte damit den ersten kommerziellen Offshore-Windpark Deutschlands dar. Baltic 2 wurde ebenfalls noch in Phase 3 in die Wege geleitet. Die anderen beiden Projekte lagen zwischenzeitlich aufgrund ungeklärten Netzanschlusses – sowie generell unklarer wirtschaftlicher wie politischer Bedingungen – auf Eis (Reutlinger General-Anzeiger 2012). Dazu gründete die EnBW 2009 ein Joint Venture mit dem türkischen Mischkonzern Borusan Holding mit der Zielsetzung, Erneuerbare-Energien-Projekte in der Türkei zu entwickeln und umzusetzen (EnBW AG 2009c, S. 13). Erste Projekte nahmen 2011 Form an.

Die Projekte von *E.ON* waren geographisch breit gestreut – der größte Teil der Investitionen erfolgte in Großbritannien und den USA. In den vereinigten Staaten nahm *E.ON* vier Onshore-Windparks – Roscoe, Panther Creek, Stony Creek sowie Papalotte Creek 1 und 2 – in Betrieb, welche auf eine installierte Gesamtleistung von gut 1.600 Megawatt kamen. Dazu wurden die Arbeiten an dem britischen Offshore-Windpark London Array aufgenommen, welcher in Zusammenarbeit mit dem dänischen Energieunternehmen Dong Energy und Masdar – einer Initiative der Vereinigten Arabischen Emirate zur Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien – entwickelt wurde (*E.ON AG* 2008d). Außerdem erfolgte 2010 die Inbetriebnahme von Alpha Ventus, dem ersten deutschen Offshore-Windpark. Dabei handelte es sich um ein von Umweltministerium und EU gefördertes Pilotprojekt, welches von einem Joint Venture aus *E.ON*, Vattenfall und dem oldenburger Versorger *EWE* vorangetrieben worden war.

RWE setzte das Engagement in Großbritannien fort und investierte daneben maßgeblich in Deutschland, Spanien und Belgien. 2008 erwarb das Unternehmen über die Projektgesellschaft *ENOVA* die deutschen Offshore-Projekte Nordsee 1-3 (*Nordsee One GmbH* 2016) sowie ein Jahr später – im Zuge der *Essent*-Übernahme (siehe Abschnitt 9.4.2) – Nordsee Ost.

Die Umsetzung von Nordsee 1 verzögerte sich, da das Projekt zwischenzeitlich – wie im Falle der EnBW aufgrund unklarer Regelungen zum Netzanschluss – auf Eis gelegt worden war (Handelsblatt 2012c). Die Bauarbeiten an Nordsee Ost starteten 2012. Außerhalb von Deutschland erwarb RWE 2008 50 Prozent der Anteile an dem britischen Offshore-Projekt Greater Gabbard (RWE AG 2008a, S. 55) sowie 27 Prozent an C-Power, der Betreibergesellschaft des belgischen Windparks Thornton Bank (RWE AG 2009d, S. 20). Dazu verfolgte RWE in Großbritannien die Projekte Dogger Bank und Atlantic Array – die Umsetzung dieser, 2010 von der britischen Regierung genehmigten Projekte erwies sich jedoch als schwierig. Die Planungen von Dogger Bank, welches im Konsortium mit Scottish & Southern Energy (SSE) sowie den norwegischen Energie-Unternehmen Statoil und Statkraft entwickelt wurde, zogen sich in die Länge – 2015 lagen Genehmigungen für die ersten beiden Ausbaustufen vor, die konkrete Umsetzung war aber noch nicht eingeleitet worden (Forewind Ltd. 2016). Das Projekt Atlantic Array wurde 2013 aufgrund von »technischen Herausforderungen« und daraus resultierenden Wirtschaftlichkeitsproblemen aufgegeben (RWE AG 2013d). Parallel baute RWE die Stellung in Spanien aus. 2008 übernahm das Unternehmen den Windkraftbetreiber Urvasco Energía, welcher über sechs Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 150 Megawatt verfügte (RWE AG 2008c) und baute die über AERSA gehaltene Minderheitsposition an Danta de Energías auf 93,7 Prozent aus, was rechnerisch laut Unternehmensangaben einer Ausweitung des Windkraftportfolios um 70 Megawatt entsprach (RWE AG 2009e). Außerdem gründete RWE 2008 mit dem italienischen Unternehmen Fri-El Green Power ein Joint Venture zur Entwicklung von Wind- und Biomassekraftwerken in Italien (RWE AG 2008b, 2011e).

Neben den angeführten Einzelprojekten beteiligten sich E.ON und RWE an dem Gemeinschaftsprojekt Desertec. Im Juli 2009 beschlossen zwölf Unternehmen aus dem Energie- und dem Finanzsektor die Gründung der Desertec Industrial Initiative (DII). In den Pressemitteilungen von E.ON und RWE zur Gründung der Initiative hieß es beinahe wortgleich:

»Zu den wesentlichen Zielen der DII gehören [...] die Erarbeitung konkreter Geschäftspläne und darauf aufbauender Finanzierungskonzepte sowie der Anstoß zu industriellen Vorbereitungen zum Bau einer Vielzahl vernetzter und über die MENA-Region verteilter solarthermischer Kraftwerke. Es wird angestrebt, einen Anteil von rund 15% des Strombedarfs von Europa und einen erheblichen Anteil

des Strombedarfs für die Erzeugerländer zu produzieren« (E.ON AG 2009n; RWE AG 2009a).¹⁶¹

Die Initiative zeigte jedoch im Untersuchungszeitraum keine für die Fragestellung der Arbeit relevanten Aktivitäten. Bis 2014 waren abgesehen von drei Unternehmen – darunter RWE – alle Gründungsmitglieder aus der DII ausgestiegen (Die Welt 2014). Die zukünftige Bedeutung des Vorhabens lässt sich nicht abschätzen.

Tabelle 31 zeigt eine Liste der Unternehmensübernahmen der großen Vier im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Tabellen 32 und 33 zeigen die Erneuerbare-Energien-Projekte – ab 40 Megawatt Größe – der Stromkonzerne – unterteilt zwischen Projekten in Deutschland und Projekten im Ausland. Ein Blick auf die angeführten Tabellen zeigt: Der größte Teil der Unternehmensübernahmen im Bereich erneuerbare Energien erfolgte im europäischen Ausland, selbiges gilt für den überwiegenden Teil der Neubauprojekte. Bezüglich deutscher Offshore-Projekte im Speziellen fällt zudem auf, dass diese nicht nur tendenziell später in Betrieb gingen als Projekte im Ausland – nicht vor 2010 –, sondern auch, dass ein gutes Drittel der Projekte zum Ende des Untersuchungszeitraums noch nicht angelaufen war, obgleich die Genehmigungen seit längerer Zeit vorlagen.

Der vergleichsweise schwerfällige Ausbau der deutschen Offshore-Windkraft betrifft dabei jedoch grundsätzlich nicht nur die Projekte der großen Vier, sondern ist symptomatisch für die gesamte Branche. Der erste deutsche Offshore-Windpark – Alpha Ventus – nahm im Jahr 2010 vergleichsweise spät den Betrieb auf. Dazu handelte es sich um ein hochsubventioniertes Projekt. Der erste deutsche Seewindpark, welcher ohne staatliche Fördermittel verwirklicht wurde – EnBW Baltic 1 – ging ein Jahr später in Betrieb. Zum Vergleich: In Dänemark war bereits im Jahr 2002 mit Horns Rev 1 ein Offshore-Windpark ans Netz gegangen, welcher beinahe die dreifache Größe von Alpha Ventus hatte. Dies war nach Unternehmensangaben auf die schwierigen Rahmenbedingungen in Deutschland zurückzuführen. Aufgrund gesetzlicher Vorgaben hatten Offshore-Windparks in Deutschland weiter vor der Küste und damit in tieferen Gewässern gebaut zu werden. Dies führte nicht nur zu höheren Kosten bei Installation und Wartung, sondern stellte auch eine technische Herausforderung dar. Im (insbesondere britischen) Ausland war den Unternehmen zufolge die Bodenbe-

161 MENA ist die Abkürzung für *Middle East & North Africa*.

schaffenheit günstiger, die Windgeschwindigkeiten höher sowie die Genehmigungsverfahren unkomplizierter (Handelsblatt 2008b, 2010i, 2010i, 2010i).

Tabelle 31: Unternehmensakquisitionen der großen Vier im EE-Bereich

Zeit	Unternehmen	Anteil	Land
E.ON			
2007	Airtricity Holdings	100%	Kanada
2007	ENERGI E2 Renovables Ibéricas (E2-I)	100%	Spanien
2009	Société Conilhac Energies	100%	Frankreich
2013	Bioenergiedorf Jühnde Centrum Neue Energien	28%	Deutschland
2014	Thermondo	k.A.	Deutschland
2014	Autogrid	k.A.	USA
2014	Sungevity	k.A.	USA
2014	Qbotix	k.A.	USA
2014	Leeo	k.A.	USA
RWE			
2002	AERSA	100%	Spanien
2008	Quiet Revolution	k.A.	Großbritannien
2008	Urvasco Energia	100%	Spanien
2008	Topell	25%	Niederlande
2009	C-Power	27%	Belgien
2009	Danta de Energias	98,7%	Spanien
Vattenfall			
2003	Solara	14%	Deutschland
2003	Sulfurcell Solartechnik	11,7%	Deutschland
2005	Metrima	50%	Schweden
2008	AMEC Wind Energy	100%	Großbritannien
2008	Eclipse Energy UK	100%	Großbritannien
2008	Thanet Offshore Wind	100%	Großbritannien
2009	Pandion Ocean Power	51%	Großbritannien
2010	Buchanan Renewables Fuel	30%	Liberia
2011	Sandbank Power Extensions	100%	Deutschland
2013	Linderödsåsens Kraft	k.A.	Schweden
EnBW			
2008	Eos Offshore	100%	Deutschland
2008	Offshore Ostsee Wind	100%	Deutschland

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

Tabelle 32: Erneuerbare-Energien-Projekte der großen Vier in Deutschland

Erstmals aufgeführt	Status	Standort/ Kraftwerksname	Typ	Leistung
E.ON				
1999	In Betrieb genommen 2010	Alpha Ventus	Offshore- Windpark	60 MW
2006	Noch nicht begonnen	Delta Nordsee	Offshore- Windpark	320 MW
2011	In Betrieb genommen 2015	Amrumbank West	Offshore- Windpark	288 MW
2012	Noch nicht begonnen	Arkona Becken	Offshore- Windpark	400 MW
EnBW				
2003	In Betrieb genommen 2011	Rheinfelden	Laufwasser	100 MW
2008	In Betrieb genommen 2011	Baltic 1	Offshore- Windpark	48,3 MW
2008	Noch nicht begonnen	He Dreiht	Offshore- Windpark	700 MW
2008	Noch nicht begonnen	Hohe See	Offshore- Windpark	500 MW
2010	In Betrieb genommen 2015	Baltic 2	Offshore- Windpark	288 MW
2014	Noch nicht begonnen	Albatros	Offshore- Windpark	400 MW
RWE				
2008	Baubeginn 2015	Nordsee 1	Offshore- Windpark	332 MW
2008	Noch nicht begonnen	Nordsee 2 & 3	Offshore- Windpark	670 MW
2009	In Betrieb genommen 2014	Nordsee Ost	Offshore- Windpark	295 MW
2013	In Betrieb genommen 2015	Königshovener Höhe	Onshore- Windpark	67 MW
Vattenfall				
1999	In Betrieb genommen 2010	Alpha Ventus	Offshore- Windpark	60 MW
2007	In Betrieb genommen 2015	Dan Tysk	Offshore- Windpark	288 MW
2011	in Bau	Sandbank	Offshore- Windpark	288 MW
2014	in Bau	Duben-Süd	Onshore- Windpark	50 MW

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

Tabelle 33: Erneuerbare-Energien-Projekte der großen Vier außerhalb von Deutschland

Erstmals aufgeführt	Status	Standort/ Kraftwerksname	Land	Typ	Leistung
E.ON					
2006	In Betrieb genommen 2010	Robin Rigg	Groß- britannien	Offshore- Windpark	180 MW
2006	In Betrieb genommen 2010	Rödsand II	Dänemark	Offshore- Windpark	207 MW
2008	In Betrieb genommen 2007	Forest Creek	USA	Onshore- Windpark	124,2 MW
2008	In Betrieb genommen 2009	Roscoe	USA	Onshore- Windpark	782 MW
2008	In Betrieb genommen 2009	Panther Creek	USA	Onshore- Windpark	457,5 MW
2008	In Betrieb genommen 2009	Sierra de Tineo	Spanien	Onshore- Windpark	44 MW
2008	In Betrieb genommen 2013	London Array	Groß- britannien	Offshore- Windpark	630 MW
2008	In Betrieb genommen 2015	Humber Gateway	Groß- britannien	Offshore- Windpark	219 MW
2009	In Betrieb genommen 2009	Stony Creek	USA	Onshore- Windpark	52,5 MW
2010	In Betrieb genommen 2009/2010	Papalotte Creek 1 & 2	USA	Onshore- Windpark	180 MW + 200 MW
2010	In Betrieb genommen 2010	Wielkopolska	Polen	Onshore- Windpark	52,5 MW
2010	In Betrieb genommen 2010	Barão São João	Portugal	Onshore- Windpark	50 MW
2010	In Betrieb genommen 2011	Pioneer Trail	USA	Onshore- Windpark	150,4 MW
2010	In Betrieb genommen 2012	Magic Valley I	USA	Onshore- Windpark	203,3 MW
2010	In Betrieb genommen 2012	Wildcat I	USA	Onshore- Windpark	202 MW
2010	Bau begonnen 2015	Rampion	Groß- britannien	Offshore- Windpark	400 MW
2011	In Betrieb genommen 2012	Anacacho	USA	Onshore- Windpark	99,8 MW
2012	In Betrieb genommen 2013	Wysoka	Polen	Onshore- Windpark	55 MW
2013	In Betrieb genommen 2013	Karehamn	Schweden	Offshore- Windpark	48 MW
2013	In Betrieb genommen 2014	Grandview I	USA	Onshore- Windpark	211 MW

EnBW					
2010	Bau begonnen 2014	Obervermunt II	Österreich	Pump-speicher-kraftwerk	360 MW
2011	In Betrieb genommen 2012	Aksu	Türkei	Laufwasser	51 MW
2012	In Betrieb genommen 2014	Balabanli	Türkei	Onshore-Windpark	50,6 MW
2015	In Betrieb genommen 2015	Koru	Türkei	Onshore-Windpark	50 MW
2015	In Betrieb genommen 2015	Harmanlik	Türkei	Onshore-Windpark	50 MW
2015	In Betrieb genommen 2015	MUT	Türkei	Onshore-Windpark	50 MW
RWE					
2003	In Betrieb genommen 2003	North Hoyle	Groß-britannien	Offshore-Windpark	60 MW
2005	In Betrieb genommen 2009	Little Cheyne Court	Groß-britannien	Onshore-Windpark	60 MW
2007	In Betrieb genommen 2009	Rhyl Flats	Groß-britannien	Offshore-Windpark	90 MW
2007	In Betrieb genommen 2015	Gwynt y Môr	Groß-britannien	Offshore-Windpark	576 MW
2008	In Betrieb genommen 2013	Greater Gabbard	Groß-britannien	Offshore-Windpark	500 MW
2009	In Betrieb genommen 2008–2013	Thornton Bank 1–3	Belgien	Offshore-Windpark	325 MW
2009	Abgebrochen 2013	Atlantic Array	Groß-britannien	Offshore-Windpark	1200 MW
2010	Noch nicht begonnen	Dogger Bank	Groß-britannien	Offshore-Windpark	k.A.
2011	Noch nicht begonnen	Galloper	Groß-britannien	Offshore-Windpark	336 MW
2012	In Betrieb genommen 2013	Nowy Staw	Polen	Onshore-Windpark	45 MW
2013	Bau begonnen 2014	Zuidwester	Niederlande	Onshore-Windpark	90 MW
Vattenfall					
2004	In Betrieb genommen 2008	Lillgrund	Schweden	Offshore-Windpark	110 MW
2006	In Betrieb genommen 2005	Kentish Flats	Groß-britannien	Offshore-Windpark	90 MW
2007	In Betrieb genommen 2012	Ormonde	Groß-britannien	Offshore-Windpark	150 MW
2008	In Betrieb genommen 2010	Thanet	Groß-britannien	Offshore-Windpark	300 MW

2009	In Betrieb genommen 2011	Stor-Rotliden	Schweden	Onshore- Windpark	78 MW
2009	In Betrieb genommen 2010	Edinbane	Groß- britannien	Onshore- Windpark	41,4 MW
2009	In Betrieb genommen 2013	Zuidlob	Niederlande	Onshore- Windpark	122 MW
2013	Bau begonnen 2016	Pen y Cymoedd	Groß- britannien	Onshore- Windpark	228 MW
2013	In Betrieb genommen 2016	Kentish Flats Extension	Groß- britannien	Offshore- Windpark	49,5 MW

Quelle: Geschäfts- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung¹⁶²

Diese sachlich durchaus plausiblen Gründe für einen Investitionsschwerpunkt im Ausland dürfen jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass ein zügiger Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland aufgrund der Konkurrenzsituation, in welcher erneuerbare Energien zu konventionellen Kraftwerken standen (siehe Abschnitt 7.2.4), prinzipiell nicht im Interesse der Konzerne sein konnte.

¹⁶² Bezüglich der Darstellungen in Tabelle 32 und 33 sind aufgrund der herausfordernden Datenqualität eine Reihe an Einschränkungen anzuführen: (1) Zunächst kann kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden. Da sich die Berichterstattung der Unternehmen insbesondere im Falle kleinerer Projekte als äußerst inkonsistent erweist, wurden Projekte erst ab einer installierten Leistung von 40 MW aufgenommen. (2) Dazu widersprechen sich unterschiedliche (auch offizielle) Datenquellen bei der Angabe von Jahreszahlen sowie installierter Leistung – es wurden jeweils die Daten gewählt, die in verschiedenen Quellen übereinstimmend genannt wurden oder auf detaillierterer Basis begründet erschienen. (3) Problematisch ist aber vor allem die häufig geringe Verfügbarkeit von Informationen zu den frühen Planungsstadien der Projekte. Dies ist insbesondere bedauerlich, da für die vorliegende Arbeit vor allem der Zeitraum des Planungsbeginns von Interesse ist, da in diesem Moment eine strategische Entscheidung gefällt wurde. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme – der in der Regel transparent ist – war ein Projekt womöglich bereits nicht mehr im Sinne der Konzernstrategen. Als Annäherung an den Zeitpunkt des Planungsbeginns eines Projektes wurde die Hilfskategorie »erstmal erwähnt« entwickelt. Diese markiert den Zeitpunkt, zu welchem ein Projekt erstmals in den Veröffentlichungen der Unternehmen Erwähnung findet. In einigen Fällen entspricht dies dem Planungsbeginn. In anderen Fällen wiederum übernahmen die Unternehmen unterschiedlich weit fortgeschrittene laufende Projekte – entweder als gezielte Einzelakquisition oder weil sie sich im Portfolio eines übernommenen Unternehmens befanden. Diese tauchen dann in der Regel im Jahr nach der Übernahme erstmals in der Berichterstattung auf. In wiederum anderen Fällen erwähnten die Unternehmen einzelne Projekte erst mit der Inbetriebnahme, was bedeutet, dass genauere Hintergründe zur Entstehungsgeschichte in solchen Fällen nicht bekannt sind. Dies trifft insbesondere auf kleinere und weniger prestigeträchtige Projekte zu.

9.4.2 Überteuerte Übernahmen II: Essent, Nuon und EWE

So wie E.ON in Phase 2 Investitionen getätigt hatte, welche rückblickend als strategische Missgriffe bewertet wurden – siehe Abschnitt 8.3.1 –, war Phase 3 im Falle von RWE, Vattenfall und EnBW von Großübernahmen geprägt, deren Kaufpreise rückblickend in der Presse wie auch in Unternehmenskreisen kritisiert wurde. Es handelte sich im Detail um die Übernahme des niederländischen Versorgers Essent durch RWE, den Erwerb des ebenfalls niederländischen Versorgers Nuon durch Vattenfall sowie den Kauf eines Aktienpaketes der oldenburger EWE durch die EnBW – allesamt Übernahmen, auf welche in den darauffolgenden Jahren umfangreiche außerplanmäßige Abschreibungen getätigt wurden. Die drei Fälle sollen im Folgenden kurz dargestellt werden.¹⁶³

Am 12. Januar 2009 gab RWE an, für einen Kaufpreis in Höhe von 9,3 Milliarden Euro den niederländischen Energieversorger *Essent* übernehmen zu wollen (RWE AG 2009d, S. 58). Mit einem EBITDA von 1,5 Milliarden Euro bei einem Umsatz von neun Milliarden Euro handelte es sich bei Essent um den größten niederländischen Versorger, welcher – gemessen an der Anzahl an Kunden im Bereich Strom sowie Gas – einen Marktanteil von 26 Prozent besaß (RWE AG 2009b). Das Unternehmen beschäftigte 11.221 Mitarbeiter (Essent NV 2009, S. 8) und verfügte über 5 Gigawatt an Kraftwerksleistung in den Niederlanden, Deutschland und Belgien – wovon der größte Teil (4,2 Gigawatt) in den Niederlanden installiert war. Hierbei handelte es sich zum größten Teil um Gaskraftwerke (68 Prozent) gefolgt von Kohle (29 Prozent) und Wind (2 Prozent) (RWE AG 2009b). Die Transaktion wurde am 30. September 2009 abgeschlossen, der Kaufpreis betrug 7,3 Milliarden Euro – die Reduzierung um 2 Milliarden Euro kam zustande, da RWE aufgrund kartellrechtlicher Verpflichtung den Essent-Anteil an den Stadtwerken Bremen (swb) abzugeben hatte und zudem das niederländische Kernkraftwerk Borssele zunächst aus dem Paket ausgeschlossen worden war (RWE AG 2009c; Leuschner 2009b).

¹⁶³ Die Unternehmen tätigten im gleichen Zeitraum weitere kleinere Übernahmen, die an dieser Stelle aufgrund untergeordneter Relevanz nicht ausführlich behandelt werden. Dabei handelt es sich etwa um RWEs Erwerb einer 19,8-prozentigen Beteiligung an dem luxemburger Versorger Enovos International oder Vattenfalls Übernahme von 19,7 Prozent an dem polnischen Versorger Enea.

Ein interviewter RWE-Manager beschrieb die Hintergründe des Deals kritisch:

»Das war aber auch dem geschuldet, dass alle Welt dem Großmann zugerufen hat, du musst einen großen Deal machen. Du als Vorstandsvorsitzender der RWE, du musst jetzt irgendwo was Großes einkaufen. Und dann kam da irgendetwas mit Essent um die Ecke. Und auch da haben wir gesagt, da war [Name gekürzt, Anonymisierung; Anm. d. Verf.] noch mit im Aufsichtsrat, einer der Finanzgurus in Deutschland [...], und der saß neben mir und hat gesagt, ja müssen wir machen, aber das ist eigentlich viel zu teuer. Dann haben wir für das Ding über neun Milliarden abgedrückt mit dem Kernkraftwerk dabei. Und das war, ich sage mal mehr als doppelt so viel, wie das wert war. Die Holländer haben sich kaputt gelacht auf gut Deutsch gesagt« (RWE Interview 5).

Wenige Jahre später wurden auch umfangreiche Wertminderungen erforderlich. Im Jahr 2012 nahm RWE außerplanmäßige Abschreibungen auf den niederländischen Kraftwerkspark in Höhe von 1,7 Milliarden Euro vor, 2013 folgte eine weitere Wertberichtigung um 2,3 Milliarden Euro, »im Wesentlichen aufgrund aktueller Einschätzungen der mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geringeren Auslastung von Teilen des fossil befeuerten Kraftwerksparks« (RWE AG 2012b, S. 150; RWE AG 2013a, S. 155 f.). Dies entsprach einer Wertminderung um 4 Milliarden Euro – also um mehr als die Hälfte des Kaufpreises – in vier Jahren.

Im selben Jahr übernahm *Vattenfall* den zweitgrößten niederländischen Versorger *Nuon Energy*. Der Deal wurde am 23. Februar öffentlich, am 1. Juli erfolgte die Eingliederung Nuons in den Vattenfall-Konzern (Vattenfall AB 2009, S. 1). Der Kaufpreis belief sich auf 8,5 Milliarden Euro (ebd., S. 33; weitere Details zur Abwicklung finden sich S. 51). Im Geschäftsjahr 2009 beschäftigte Nuon 7.162 Mitarbeiter, welche einen Umsatz von 5,1 Milliarden und einen EBITDA von 484 Millionen Euro erwirtschafteten. Der Energie-Mix des Unternehmens ähnelte dem von Essent. Im Jahr 2011 – frühere Daten liegen nicht vor – stammten knapp 11 Prozent der Stromproduktion des Unternehmens aus erneuerbaren Energien (vor allem Wind), der Rest setzte sich aus Kohle (31 Prozent) und Gas (58 Prozent) zusammen (Nuon Energy NV 2012, S. 9). Die insgesamt installierte Kraftwerkskapazität belief sich auf 3,7 Gigawatt.

Vattenfall berichtete über den Deal: »The acquisition of Nuon is an important milestone in Vattenfall's strategy. Benelux becomes a new, main geographic market for Vattenfall, and through Nuon, Vattenfall gains key

competence in natural gas. In renewable energy, Nuon adds additional knowledge to Vattenfall's investments primarily in wind power« (Vattenfall AB 2009, S. 2). Die interviewten Vattenfall-Manager bewerteten den Nuon-Kauf rückblickend jedoch kritisch. »Nuon da war viel, viel Fantasie drin beim Kauf. Da war sehr viel Fantasie drin«, meinte ein Manager (Vattenfall Interview 2). Ein zweiter zeigte sich etwas versöhnlicher: »Also ich würde das auch immer hinterher als eine sinnvolle und konservative Strategie betrachten. Über Einzelelemente kann man sich durchaus streiten, wie zum Beispiel den Kaufpreis, den Vattenfall für Nuon bezahlt hat« (Vattenfall Interview 4).

Den Unternehmenswert hatte Vattenfall im Folgenden auch mehrmals nach unten zu korrigieren. 2010 schrieb das Unternehmen außerplanmäßig umgerechnet 478 Millionen Euro auf den Firmenwert (Goodwill) der Business Group Benelux (welche die Nuon-Aktivitäten umfasste) ab. Als Grund nannte das Unternehmen »deteriorated market conditions as a result of the financial and economic crisis« (Vattenfall AB 2010a, S. 100). In den Jahren 2012, 2013 und 2014 folgten jeweils Wertberichtigungen bei niederländischen Kohle- und Gaskraftwerken in Höhe von 998 Millionen Euro, 1.656 Millionen Euro beziehungsweise 281 Millionen Euro. Hinzu kamen Abschreibungen auf das niederländische Handelsgeschäft in Höhe von umgerechnet 738 Millionen Euro im Jahr 2013 (Vattenfall AB 2012, S. 73, 2013, S. 78, 2014a, S. 96). Diese Beträge summieren sich auf 4.151 Millionen Euro, was knapp der Hälfte des Transaktionsvolumens beim Kauf von Nuon entsprach.

Am 10. Juli 2008 gab die *EnBW* bekannt 26 Prozent der Anteile an dem oldenburger Versorger *EWE* übernehmen zu wollen (EnBW AG 2008a). Bei der *EWE* handelte es sich gemessen am Umsatz um die Nummer fünf auf dem deutschen Markt. Das Unternehmen beschäftigte 2009 6.446 Mitarbeiter und erwirtschaftete einen Gewinn (EBITDA) von 826 Millionen Euro. Der Umsatz belief sich auf 5.798 Millionen Euro, wovon der größte Teil den Bereichen Energieerzeugung und Netzbetrieb zugewiesen wurde (zusammen 87 Prozent) – ein weiterer Geschäftsbereich waren Informations- und Telekommunikationstechnologien (8 Prozent des Umsatzes im Jahr 2009) (*EWE AG* 2009). Die Übernahme wurde ein Jahr später vom Kartellamt unter der Auflage einer Veräußerung der EnBW-Anteile an der *GESO Beteiligungs- und Beratungs-AG* genehmigt (EnBW AG 2009c, S. 35). Das Geschäft wurde im Juli 2009 abgewickelt, das Transaktionsvolumen mit zwei Milliarden Euro beziffert (EnBW AG 2009b).

Die zentrale Motivation der EnBW zur Übernahme der EWE-Anteile lag in dem erhofften Zugriff auf die Verbundnetz Gas (VNG), an welcher EWE 47,89 Prozent hielt (EnBW AG 2009a). Der EnBW ging es also in erster Linie darum, die eigene Position im Gasgeschäft zu stärken. Dies gelang jedoch zunächst nicht – vor allem aufgrund des Widerstandes des VNG-Mitaktionärs GDF-Suez (ausführlicher: Leuschner 2009a). Ein hierzu befragter EnBW-Manager gab an:

»Die Investition hat bisher nicht die Früchte getragen, die wir uns davon versprochen haben. Weil auch eine Wertminderung des Anteils stattgefunden hat über eine Abschreibung. [...] Dazu kommt, dass sich der Zugriff auf das Gasgeschäft, den man sich mal versprochen hat, auch nicht materialisiert hat. Also momentan ist das eine nicht erfüllte strategische Wette« (EnBW Interview 6).

Die mit der Übernahme verbundene Hoffnung auf den Zugriff zur VNG erfüllte sich schließlich mit einiger Verspätung doch noch. Im Oktober 2015 gab die EnBW ihre EWE-Beteiligung an das Unternehmen zurück und erhielt dafür 74,2 Prozent an der VNG (EnBW AG 2015g).

Aber auch die EnBW hatte Wertkorrekturen vorzunehmen, wenngleich nicht im selben Umfang wie RWE und Vattenfall auf ihre Essent- und Nuon-Akquisitionen. Mitte 2011 korrigierte der Konzern den Wert ihres 26-prozentigen Anteils an dem oldenburger Versorger um 370 Millionen Euro nach unten (EnBW AG 2011c).

Die außerplanmäßigen Abschreibungen der Unternehmen auf diese Investitionen, wie auch E.ONs Abschreibungen aus der Südeuropa-Expansion (Abschnitt 8.3.1), schlugen vor allem in Phase 4 durch und schwächten damit die finanzielle Stabilität der Konzerne zu einem denkbar schlechten Zeitpunkt (siehe auch Abschnitt 10.2.5).

9.4.3 Eine Vorahnung der Krise

Im Verlauf der relativ kurzen Zeitspanne von 2008 bis Anfang 2011 wandelte sich die Wahrnehmung der Konzerne bezüglich ihres Marktumfeldes grundlegend. Während sie anfangs im Fahrtwasser der Windfall-Profits der vergangenen Jahre trotz Wirtschaftskrise Optimismus versprühten, entwickelten sie schließlich ein Bewusstsein für die sich mehrenden Widrigkeiten und kündigten Maßnahmen zur Kompensation dieser an.

RWE-Strategiechef Leonhard Birnbaum hatte im Dezember 2008 noch verlautbart: »Wir sind wild entschlossen, die momentane Krise als Chance

zu nutzen« (Handelsblatt 2008e). Gute zwei Jahre später – im Februar 2011 – verkündete CEO Jürgen Grossmann auf der Bilanzpressekonferenz nach der Vorstellung des fünften Rekordgewinns in Folge: »Aber jetzt stehen wir auf dem Gipfel, und von dem geht es nach allen Seiten hin bergab« (Handelsblatt 2011b). Als Grund für den negativen Ausblick benannte er den niedrigen Börsenstrompreis, den negativen Gas-to-Oil-Spread, die Belastung durch die Kernbrennstoffsteuer – beziffert auf 600–700 Millionen Euro pro Jahr von 2011 bis 2016 – sowie jährliche Belastungen in Milliardenhöhe durch die Vollauktionierung der CO₂-Zertifikate ab 2013 (RWE AG 2011b, S. 6). Um diesen Problemen zu begegnen, wurde der Investitionsplan bis 2013 um drei Milliarden Euro auf 18 Milliarden Euro gekürzt sowie Desinvestitionen im Volumen von acht Milliarden Euro angekündigt. Dazu verschärfte das Management das seit 2007 laufende Effizienzsteigerungsprogramm und platzierte eine Hybridanleihe im Umfang von 1,75 Milliarden Euro (ebd., S. 11 f.).

Während E.ON-Chef Wulf Bernotat in ähnlicher Manier Ende 2008 noch verkündet hatte, die Wirtschaftskrise würde den Konzern kaum treffen, legte er bereits im Februar 2009 unter dem Namen *Perform-to-Win* ein umfangreiches Sparprogramm vor. Bis 2011 sollten jährlich 1,5 Milliarden eingespart werden. Als Grund hierfür nannte der Konzern Abschreibungen im Umfang von 3,3 Milliarden Euro auf Geschäftsaktivitäten in den USA sowie die erst vor zwei Jahren übernommenen Geschäftsaktivitäten von Enel und Acciona in Südeuropa (E.ON AG 2009a, 1 f.).

Die EnBW kündigte Anfang 2009 als Antwort auf die Belastungen durch die Wirtschaftskrise Sparmaßnahmen im Umfang von 200 Millionen Euro an (Handelsblatt 2009c). Im Zuge der Einführung der Kernbrennstoffsteuer – deren Belastungen die EnBW auf 440 Millionen Euro pro Jahr bezifferte – beschloss die Unternehmensführung Ende 2010 tiefgreifendere Maßnahmen: Die geplanten Investitionen wurden um ein Drittel gekürzt sowie die Veräußerung von Minderheitsbeteiligungen im Umfang von 1,8 Milliarden Euro angekündigt. Dazu kam das im Oktober 2010 gestartete Effizienzprogramm *Fokus* mit einem Einsparziel von 300 Millionen Euro jährlich (EnBW AG 2010b, S. 6; Handelsblatt 2011a).

Zurückgehend auf eine Direktive der schwedischen Regierung rief Vattenfall im September 2010 eine neue Strategie aus (Handelsblatt 2010j) in deren Zentrum die folgenden Ziele standen: »to increase profit and value creation, reduce debt and CO₂-exposure and be among the leaders in developing environmentally sustainable energy production« (Vattenfall AB

2010b). Hierzu wurde ein Kostensenkungsprogramm im Umfang von 648 Millionen Euro angesetzt und die geplanten Investitionen gekürzt – gegenüber 21,7 Milliarden Euro an Investitionen in der Fünfjahresperiode 2010 bis 2014 wurden die Investitionen für 2011 bis 2015 auf 17,8 Milliarden Euro gesetzt (Vattenfall AB 2010b). Im Zeitungsinterview berichtete Vattenfall-Europe-Chef Tuomo Hatakka: »Wir sind in einer Konsolidierungsphase. Das gilt übrigens für die ganze Energiebranche. In der Wirtschaftskrise sind die Börsenpreise für Strom rapide gefallen. Das hat uns hart getroffen. Wir müssen jetzt für die nächsten zwei oder drei Jahre tatsächlich vor allem eins tun: sparen« (Süddeutsche Zeitung 2010b). Während zukünftige Investitionen vor allem in nach Unternehmensverständnis CO₂-arme Technologien fließen sollten, wurden mögliche zukünftige Desinvestitionen von CO₂-intensiven Assets angedeutet:

»Potential divestments of geographic positions and assets that do not support the new strategic direction will be investigated. By this, Vattenfall aims to reduce its CO₂-exposure and strengthen the company's balance sheet, enabling Vattenfall to realize further growth in the future. Expansion and growth is foreseen in low CO₂-emitting power production, such as wind, nuclear, biomass, hydro and in gas power« (Vattenfall AB 2010b).

In diesem Kontext wurde in der Presse erstmals die Option gehandelt, das Vattenfall-Management könnte perspektivisch einen Rückzug aus dem deutschen Markt planen (siehe etwa Handelsblatt 2010h).

Die Branchenkrise sollte jedoch erst mit der Nuklearkatastrophe von Fukushima und deren politischem Nachspiel vollends im Bewusstsein der Entscheidungsträger in den Unternehmen ankommen.

9.5 Phase 3: Zusammenfassende Betrachtungen

Der Zeitabschnitt zwischen 2008 und 2011 stellt den Wendepunkt im Untersuchungszeitraum dar, da sich von nun an das Umfeld der Stromkonzerne auf breiter Front zu deren Ungunsten wendete. Zunächst kam es in Folge der Wirtschaftskrise im Jahr 2008 zu Einbrüchen von Strompreisen und -nachfrage. Obgleich sich diese kurzzeitig wieder erholten, stellte sich gegen Ende der Phase ein Abwärtstrend der Großhandelspreise für Strom ein. Dies hing zum einen mit Entwicklungen der Preise für Erdgas, Stein-

kohle und Emissionszertifikate zusammen – also Entwicklungen auf anderen, teilweise übergeordneten Feldern – sowie mit der erhöhten Einspeisung von erneuerbaren Energien. Der Ausbau regenerativer Energien war seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 stetig gestiegen. Gegen Ende von Phase 3 erfolgte aufgrund mehrerer zusammenfallender Entwicklungen ein explosionsartiger Ausbau von Photovoltaikanlagen, während gleichzeitig regulatorische Veränderungen (Ausgleichsmechanismusverordnung) zu einem verstärkten preissenkenden Effekt erneuerbarer Energien am Großhandelsmarkt führten. Im Zusammenspiel hatte dies negative Auswirkungen auf die Rentabilität der Steinkohle- und Gaskraftwerke der Stromkonzerne, da nicht nur deren Betriebszeiten, sondern auch deren Margen zurückgingen. Es verschärfte sich also der Konflikt zwischen den technologischen Charakteristika der alten und neuen Technologien des Sektors und die Widersprüchlichkeiten im institutionellen Ordnungsrahmen wurden zunehmend evidenter.

Gleichzeitig erhöhte sich der Druck auf den Netzbetrieb und es entspannten sich Konflikte um die Kontrolle über diesen Bereich – und zwar auf drei Ebenen. Erstens erhöhte sich mit der Einführung der Anreizregulierung der Effizienzdruck in diesem Geschäftsfeld. Zweitens hatten die Konzerne sich mit Bestrebungen von Seiten zahlreicher Kommunen auseinanderzusetzen, welche die Kontrolle über die Verteilnetze zurückzugewinnen versuchten. Es formierte sich also eine zweite (teilweise personell mit der Erneuerbare-Energien-Branche verknüpfte) Herausforderer-Bewegung im Feld. In diesem Zusammenhang hatten die Konzerne etliche Konzessionen zum Netzbetrieb abzugeben oder waren zu Kompromissen mit den jeweiligen Kommunen gezwungen. Drittens verschärfte die EU erneut die Entflechtungsvorgaben für die Übertragungsnetze. Unter anderem aufgrund der sinkenden Margen des Netzgeschäftes in Verbindung mit dem Verlust an operativer Kontrolle entschlossen sich alle Stromkonzerne außer der EnBW für den Verkauf der Übertragungsnetzsparte. Die Entwicklungen auf allen drei Ebenen hingen maßgeblich mit dem verschlechterten öffentlichen Ansehen sowie gesunkenem politischen Wohlwollen gegenüber den Konzernen zusammen – also mit reduziertem symbolischem und sozialen Kapital. Die Anreizregulierung war aufgrund steigender Strompreise in Deutschland eingeführt worden, die Rekommunalisierungswelle ging unter anderem auf den Verlust regionaler Akzeptanz der Konzerne zurück und die verschärften Entflechtungsvorgaben waren umgesetzt worden, nachdem die

EU-Kommission zum wiederholten Male eine geringe Wettbewerbsintensität auf dem deutschen Strommarkt festgestellt hatte. Die gesunkene Legitimität hatte also auch in Phase 3 weiterhin spürbare Auswirkungen auf die Stromkonzerne – maßgeblich indem der Netzbetrieb zu (im Einzelfall unterschiedlich) weiten Teilen ihrer Kontrolle entzogen wurde.

Dieser Widrigkeiten zum Trotz setzten sich die Stromkonzerne gleichzeitig auf zwei Ebenen für die Konservierung der tradierten (technologischen sowie institutionellen) Ordnungsmuster des Feldes ein. Erstens arbeiteten sie an der Nutzbarmachung der Technologie zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) und starteten zahlreiche Pilotprojekte. Dies zielte darauf ab, den Betrieb fossiler Kraftwerke mit den europäischen Klimazielen zu vereinbaren – also letztlich darauf, Legitimität für fossile Kraftwerke zu schaffen. Zweitens setzten sich die Stromkonzerne mit Nachdruck für die Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke ein, um sich somit Milliardengewinne für die Zukunft zu sichern. Die Aktivitäten in diesen beiden Bereichen sowie der Optimismus mit dem sie verfolgt wurden, hielt die Stromkonzerne letztlich davon ab, sich zeitnah auf die sich verschlechternden Rahmenbedingungen einzustellen und alternative zukunftsgerichtete Strategien zu entwickeln. Dies sollte sich insbesondere als Problem herausstellen, da sowohl die kommerzielle Nutzung von CCS als auch der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke schließlich scheiterten – Aufgrund öffentlichen Widerstands gelang es nicht, einen tragfähigen rechtlichen Rahmen für CCS zu entwickeln, während die 2010 durchgesetzte Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima wieder zurückgenommen wurde (beides fällt in Phase 4).

Die Geschäftsaktivitäten der Stromkonzerne waren derweil von zwei Stoßrichtungen geprägt: Erstens führten die Unternehmen ihr Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien fort. Dabei fokussierten sie sich wie schon in Phase 2 auf den Bau von großen Windparks außerhalb von Deutschland. Zweitens tätigten die Stromkonzerne in Ermangelung von alternativen Investitionsmöglichkeiten teure Übernahmen. Während E.ON bereits in Phase 2 auf Druck von Seiten der Anleger Milliarden für Beteiligungen unter anderem in Russland, Spanien, Italien und Frankreich ausgegeben hatte, kauften RWE, Vattenfall und EnBW in Phase 3 ebenfalls unter Aufwendung von Milliardenbeträgen andere Unternehmen. All diese Investitionen stellten sich rückblickend als bei weitem zu teuer und damit unrentabel heraus. Die Konzerne waren zunehmend unter Druck geraten, das aufgrund positiver Entwicklungen in den vorherigen Jahren angesammelte

finanzielle Kapital zu investieren – und das in einem Umfeld eingeschränkter profitabler Wachstumsmöglichkeiten. Gegen Ende der Phase entwickelten die Stromkonzerne schließlich ein Bewusstsein für die wachsenden Schwierigkeiten und begannen erste Kompensationsmaßnahmen umzusetzen.

Die Phase endet mit der Nuklearkatastrophe von Fukushima. Diese stellte eine disruptive Erschütterung des Feldes dar, welche die Stromkonzerne in eine unternehmenskulturelle Krise stürzte und eine fundamentale Neuausrichtung der Branche stimulierte.

10. Phase 4 (2011–2015): Disruption, Krise und Re-Orientierung

Bereits in den vorangegangenen Zeitabschnitten war ein inkrementeller (institutioneller wie technologischer) Wandel im deutschen Stromsektor vorstattgegangen, welcher zunehmend auch die Stromkonzerne und deren etablierte Geschäftsmodelle unter Druck gesetzt hatte. Dennoch waren die Unternehmen bis zuletzt optimistisch, die traditionellen Organisationsmuster des Feldes unter Inkaufnahme von Detailanpassungen aufrechterhalten zu können und setzten sich für die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke sowie die Etablierung eines gesetzlichen Rahmens für die kommerzielle Nutzung unterirdischer CO₂-Speicherung ein. Auch in der Bundespolitik standen die Zeichen der Zeit eher auf Stabilisierung der tradierten Feldordnung: Die Befürworter der erneuerbaren Energien waren aus der 2009er Bundestagswahl geschwächt hervorgegangen und die Weichen waren auf eine Einschränkung der Ausbaugeschwindigkeit gestellt, während gleichzeitig die zukünftige Bedeutung der Kernenergie (nunmehr als Brückentechnologie) für die deutsche Elektrizitätsversorgung herausgestellt worden war. Vor diesem Hintergrund stellte die Nuklearkatastrophe von Fukushima einen exogenen Schock dar, der disruptive Auswirkungen auf die Stabilität des Feldes hatte. Nicht nur nahm Bundeskanzlerin Angela Merkel eine Kehrtwende ihrer Atompolitik vor und beschloss einen beschleunigten Ausstieg, für die Stromkonzerne bedeutete Fukushima vor allem einen kulturellen Schock, welcher das Selbstverständnis und die tradierten Überzeugungen der Unternehmen erschütterte. Mit einem Mal waren die vorausgegangenen konservativen Strategien obsolet geworden und die inkrementellen negativen Veränderungen der vergangenen Jahre ins Bewusstsein der Entscheidungsträger gerückt. Die Ereignisse in Folge der *Nuklearkatastrophe von Fukushima* sowie der Umgang der Stromkonzerne mit der atompolitischen Kehrtwende stellen den ersten Block des Kapitels dar (Abschnitt 10.1). Darüber hinaus verschärfen sich in Phase 4 mehrere, bereits in den vorangegangenen Phasen angelegte Konflikte und führten zu einer fundamentalen

Feldkrise. Dabei handelte es sich nicht nur um eine Krise der Stromkonzerne (welche zwischenzeitlich teilweise existentiellen Bedrohungen ausgesetzt waren), sondern auch um eine Krise des Feldes an sich, in deren Verlauf zentrale Ordnungsmuster einer Neuaushandlung unterzogen wurden.¹⁶⁴ Diese Krise wird im zweiten Block (Abschnitt 10.2) behandelt und zwar entlang der drei zentralen Konfliktlinien: Dabei handelt es sich um die *Erosion des Geschäftsmodells der Großstromerzeugung* und die Debatten um die staatliche Unterstützung unrentabler konventioneller Kraftwerke, die im Spannungsfeld zwischen (konstruierter) Kostendebatte und EU-Kritik verlaufenden Aushandlungen um die zukünftige *Ausgestaltung der Erneuerbare-Energien-Förderung*, welche letztlich zu einer fundamentalen Überarbeitung des Förderregimes führten, sowie um den weitergehenden Konflikt in Bezug auf die Hoheit über die Verteilnetze, welcher sich in der *Rekommunalisierungsbewegung* ausdrückte. Zum Abschluss dieses zweiten Blocks soll zudem der Frage nach der Verantwortlichkeit für die Krise der Stromkonzerne nachgegangen werden.

Nach dieser Darstellung der Feldkrise wird in einem dritten Block die *Re-Orientierung* der Stromkonzerne beschrieben (Abschnitt 10.3). Dabei werden zunächst Maßnahmen der Konzerne zur Kompensation der negativen Entwicklungen und zur Wiedererlangung finanzieller Flexibilität vorgestellt. Daraufhin geht es um die Neujustierung der übergeordneten Unternehmensstrategien und die damit verbundenen Re-Organisationsmaßnahmen, bevor abschließend die neu gesetzten Geschäftsschwerpunkte detaillierter behandelt werden.

10.1 Disruption: Die Reaktorkatastrophe von Fukushima und der zweite Kernenergieausstieg

Im März 2011 kam es in Folge des Tōhoku-Erdbebens zu einer Reihe von schwerwiegenden Unfällen im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi. Neben

¹⁶⁴Nach Fligstein und McAdam sind die Krise eines Feldes und die Krise seiner zentralen Akteure als zwei prinzipiell miteinander verwobene Phänomene zu betrachten: »One empirical indicator of the crisis in a field is the inability of incumbents to reproduce themselves. [...] One would expect challenger organizations to fail all the time. But the failure of incumbents means that something is undermining the basic principles of the field« (Fligstein und McAdam 2012, S. 176).

dem Unfall in Tschernobyl handelte es sich dabei um das einzige Ereignis in der Geschichte der Kernkraft, welches auf der internationalen Bewertungsskala für nukleare Ereignisse (INES) mit der Höchststufe 7 (Katastrophaler Unfall) bewertet wurde. Das Tōhoku-Erdbeben ereignete sich am 11. März 2011 um 14:46 Ortszeit vor der Nordostküste Japans. Es führte nicht nur zu massiven Zerstörungen auf dem japanischen Festland, sondern löste darüber hinaus eine Tsunamiwelle aus, welche wenige Stunden nach dem Hauptbeben auf die Küsten Japans traf. Aufgrund der seismischen Erschütterungen wurden in den drei im Betrieb befindlichen Reaktoren (Block 1–3) des Kernkraftwerkes Fukushima Dai-ichi¹⁶⁵ Reaktor-Schnellabschaltungen ausgelöst. Da in Folge des Erdbebens die externe Stromversorgung ausgefallen war, starteten die für die Notstromversorgung vorgesehenen Diesel-Aggregate. Als eine knappe Stunde später in kurzem Abstand zwei Tsunamiwellen das Kraftwerksgelände überschwemmten, wurde diese Notstromversorgung jedoch weitestgehend zerstört und die Kühlung der Brennelemente konnte daher nicht mehr im nötigen Umfang gewährleistet werden. Obgleich die Teams vor Ort verschiedene Notfallmaßnahmen zur Kühlung der Reaktoren eingeleitet hatten, kam es schließlich in allen drei Blocks zu Kernschmelzen – in Block 1 bereits nach wenigen Stunden, in Block 2 und 3 in den folgenden Tagen. Da aufgrund von Wasserstoffexplosionen erhebliche Teile der Anlagen zerstört worden waren, gelangten große Mengen Radioaktivität in die Umwelt (Bundesamt für Strahlenschutz 2012, S. 15).

Dieses Ereignis löste eine tiefgreifende Erschütterung des Feldes aus. Im Folgenden werden zunächst die politischen Reaktionen auf die Katastrophe in Deutschland behandelt sowie deren Auswirkungen auf die Stromkonzerne – und zwar sowohl im Sinne direkter wirtschaftlicher Auswirkungen als auch im Sinne ihrer Bedeutung für das kulturelle Selbstverständnis der Unternehmen. Anschließend wird der Umgang der großen Vier mit den politischen Entscheidungen beschrieben. In diesem Zusammenhang werden auch die parallel stattfindenden und in Verbindung mit den Fragen um die rechtliche Tragbarkeit des Atomausstiegs geführten Verhandlungen um die Finanzierung der Folgekosten der Kernenergienutzung thematisiert.

165 Die Blocks 4–6 befanden sich zum Zeitpunkt des Erdbebens außer Betrieb. Die vier Blocks des etwa zehn Kilometer entfernt gelegenen Kernkraftwerkes Fukushima Dai-ni konnten in einen sicheren Zustand gebracht werden (Bundesamt für Strahlenschutz 2012, S. 16).

10.1.1 Das politische Nachspiel in Deutschland und dessen Bedeutung für die Stromkonzerne

Die Katastrophe zog in Deutschland direkte politische Folgen nach sich. Am Tag nach dem Erdbeben verkündete Bundeskanzlerin Merkel:

»Wenn schon in einem Land wie Japan mit sehr hohen Sicherheitsanforderungen und hohen Sicherheitsstandards nukleare Folgen eines Erdbebens und einer Flutwelle augenscheinlich nicht verhindert werden können, dann kann die ganze Welt, dann kann auch Europa und dann kann auch ein Land wie Deutschland mit ebenfalls hohen Sicherheitsanforderungen und Sicherheitsstandards nicht einfach zur Tagesordnung übergehen« (Deutsche Bundesregierung 2011c).

In den folgenden Tagen kündigte die Bundesregierung umfassende Maßnahmen an: Die erst wenige Monate zuvor beschlossene Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke wurde für die Dauer eines dreimonatigen Moratoriums ausgesetzt. In diesem Zeitraum sollten alle deutschen Kernkraftwerke einer umfassenden Sicherheitsprüfung unterzogen werden (Deutsche Bundesregierung 2011d). Hierzu verfügte die Regierung die temporäre Stilllegung der sieben ältesten Kernreaktoren (Deutsche Bundesregierung 2011e) und rief basierend auf dem 2010er Energiekonzept eine beschleunigte Energiewende aus (Frankfurter Allgemeine Zeitung 2011a). Außerdem wurde Anfang April eine Ethikkommission ins Leben gerufen, welche beurteilen sollte, »wie mit den Risiken, die aus der Nutzung der Kernenergie entstehen, auch verantwortlich umgegangen werden« könne und wie dies »mit den Ergebnissen einer wirklich in sich schlüssigen Energiewende« in Einklang gebracht werden könne (Deutsche Bundesregierung 2011b).

Das schnelle Einlenken der Bundesregierung nach den Ereignissen in Fukushima brachten zahlreiche Beobachter mit wahlkampfaktischen Überlegungen in Verbindung. Demnach sollten durch das Moratorium allzu große Verluste bei den anstehenden Landtagswahlen in Baden-Württemberg, Sachsen-Anhalt sowie Rheinland-Pfalz verhindert werden (vgl. Wittneben 2012, S. 1; Hermwille 2016, S. 242).¹⁶⁶ Diesen Vorwurf, den insbesondere auch die Oppositionsparteien vorbrachten, konnte die

¹⁶⁶ Leuschner (2011a) verwies auf ein der Süddeutschen Zeitung zugespieltes Protokoll einer Sitzung des Bundesverbandes der deutschen Industrie (BDI) am 14. März, in welcher Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle (auch gegenüber den Anwesenden Chefs von RWE und E.ON) zugab, dass es sich bei dem Kernenergie-Moratorium um ein wahlkampfaktisches Manöver handelte (siehe auch Süddeutsche Zeitung 2011a). BDI-Geschäftsführer Werner Schnappauf übernahm die Verantwortung für die Indiskretion und erklärte am folgenden Tag seinen Rücktritt (Leuschner 2011a).

Bundesregierung letztlich nur entkräften, indem sie den mit dem Moratorium eingeschlagenen Kurs weiterverfolgte.

Tabelle 34: Kernkraftwerke in Deutschland. Eigentümer und Laufzeiten nach Atomgesetz 2011

Kernkraftwerk	Kapazität (in MW)	Ende spätestens (nach Atomgesetz 2011)	Eigentümer
Biblis A	1.225	6. August 2011	RWE (100%)
Neckarwestheim 1	840	6. August 2011	EnBW (100%)
Biblis B	1.300	6. August 2011	RWE (100%)
Brunsbüttel	806	6. August 2011	Vattenfall (66,67%); E.ON (33,33%)
Isar 1	907	6. August 2011	E.ON (100%)
Unterweser	1.350	6. August 2011	E.ON (100%)
Philippsburg 1	926	6. August 2011	EnBW (100%)
Grafenrheinfeld	1.345	31. Dezember 2015	E.ON (100%)
Krümmel	1.316	6. August 2011	Vattenfall (50%); E.ON (50%)
Gundremmingen B	1.344	31. Dezember 2017	RWE (75%); E.ON (25%)
Philippsburg 2	1.424	31. Dezember 2019	EnBW (100%)
Grohnde	1.430	31. Dezember 2021	E.ON (83,3%); Stadtwerke Bielefeld (16,7%)
Gundremmingen C	1.344	31. Dezember 2021	RWE (75%); E.ON (25%)
Brokdorf	1.440	31. Dezember 2021	E.ON (80%); Vattenfall (20%)
Isar 2	1.455	31. Dezember 2022	E.ON (75%); Stadtwerke München (25%)
Emsland	1.363	31. Dezember 2022	RWE (87,5%); E.ON (12,5%)
Neckarwestheim 2	1.365	31. Dezember 2022	EnBW (100%)

Quelle: Deutscher Bundestag (2011a); Forschungsstelle für Umweltpolitik (Zitiert nach Mez 2001, S. 419, S. 426 f.). Eigene Zusammenstellung

So entschied die Bundesregierung auf Basis der Ergebnisse von Sicherheitsprüfung (Reaktorsicherheitskommission 2011) sowie Ethikkommission (Deutsche Bundesregierung 2011a), welche Ende Mai vorlagen, im Juli 2011 eine radikale Umkehr ihrer Atompolitik (Schreurs 2012, S. 36). Das zum 1. August 2011 in Kraft tretende dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (Deutscher Bundestag 2011a) nahm die knapp ein Jahr zuvor

beschlossene Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke zurück, die damals eingeführte Kernbrennstoffsteuer wurde jedoch aufrechterhalten. Für die sieben im Rahmen des Moratoriums stillgelegten Reaktoren sowie das Kernkraftwerk Krümmel – das sich zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb befand – verfügte das Gesetz über die sofortige Stilllegung. Die übrigen neun Reaktoren sollten schrittweise bis spätestens 2022 abgeschaltet werden.

Tabelle 34 zeigt eine Liste der deutschen Kernkraftwerke, deren Eigentümer und die neu festgelegte Restlaufzeit. Die hier angegebenen Kernkraftkapazitäten werden der Übersicht halber in Tabelle 35 aufsummiert und anteilig den einzelnen Unternehmen zugeordnet dargestellt. Anhand des prozentualen Anteils an stillgelegten Kernkraftwerken an der Gesamtkernkraftkapazität der einzelnen Unternehmen lässt sich ablesen, wie stark die Konzerne im Einzelnen von der Abschaltung der acht Reaktoren betroffen waren. Insgesamt wurden 40,9 Prozent der deutschlandweiten Kernenergiekapazität mit dem 6. August 2011 stillgelegt. In ganzen Zahlen war E.ON hiervon am stärksten betroffen – die Beteiligungen an den Kraftwerken Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser und Krümmel summierten sich auf 3.184 Megawatt. Prozentual gesehen war Vattenfall mit Abstand am stärksten betroffen. 80,6 Prozent der deutschen Kernkraftkapazitäten des Konzerns wurden abgeschaltet.

Tabelle 35: Installierte Leistung deutscher Kernkraftwerke nach Eigentümer

	RWE	E.ON	EnBW	Vattenfall	Andere	Summe
Kernkraftkapazität Konzern (in MW)	5.734	8.805	4.555	1.483	603	21.180
Kernkraftkapazität stillgelegt August 2011 (in MW)	2.525	3.184	1.766	1.195	0	8.670
Stillgelegte Leistung (in Prozent an Kernenergie-Gesamtleistung)	44	36,2	38,8	80,6	0	40,9

Daten: Forschungsstelle für Umweltpolitik (Zitiert nach Mez 2001, S. 419, S. 426 f.). Eigene Berechnungen¹⁶⁷

167 Im Falle von Kraftwerken mit mehreren Eigentümern wurde die installierte Leistung anteilig den jeweiligen Unternehmen zugewiesen.

Hieraus lässt sich jedoch noch nicht ableiten, wie tiefgreifend diese Eingriffe mit Blick auf die gesamten Deutschlandaktivitäten der jeweiligen Unternehmen waren. Tabelle 36 zeigt den deutschen Kraftwerkspark der einzelnen Unternehmen im Jahr 2010 und welchen Anteil die verschiedenen Energieträger an der Gesamtleistung des jeweiligen Unternehmens hatten. Der Anteil an Kernenergie an der deutschen Erzeugungsleistung war demnach im Falle von E.ON (36,6 Prozent) und EnBW (32,9 Prozent) am höchsten. Bei Vattenfall war der Anteil am geringsten.¹⁶⁸

Tabelle 36: Kraftwerkskapazitäten der großen vier in Deutschland nach Energieträger 2010

	E.ON		RWE		EnBW		Vattenfall	
	in MW	in %	in MW	in %	in MW	in %	in MW	in %
Kernenergie	8.555	36,6	6.295	18,5	4.856	32,9	771	5,1
Braunkohle	852	3,6	10.172	29,9	6.895	46,7	7.123	47,2
Steinkohle	6.016	25,8	9.673	28,4			1.826	12,1
Erdgas	3.786	16,2	5.086	14,9			1.712	11,4
Wasserkraft	2.490	10,7	k.A.	k.A.	2.753	18,6	2.880	19,1
Windkraft	207	0,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	13	0,1
Sonstige	1.439	6,2	2.802	8,2	270	1,8	754	5
Inland Gesamt	23.345	100	34.028	100	14.774	100	15.079	100

Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen¹⁶⁹

¹⁶⁸ Es muss jedoch erwähnt werden, dass die Zahlen bei Vattenfall in den verschiedenen Quellen beträchtlich voneinander abweichen. Die aufsummierte Gesamtkapazität an Vattenfall-Kernkraftwerken (Tabelle 35) war tatsächlich gut doppelt so hoch, wie in den Unternehmensberichten (Tabelle 36) angegeben. Dies ist wohl darauf zurückzuführen, dass das Unternehmen die Leistung von im jeweiligen Berichtsjahr nicht in Betrieb befindlichen Kraftwerken in ihren Geschäftsberichten nicht aufführte. Im Jahr 2010 betraf dies die Reaktoren Brunsbüttel wie auch Krümmel. Rechnerisch erklärt dies jedoch noch nicht das Zustandekommen der angegebenen 771 MW an Kernenergieleistung. Unabhängig davon, welche Zahlen man zurate zieht, ändert sich jedoch nichts an der Grundaussage, dass der Anteil der Kernenergie an der deutschlandweiten Erzeugungskapazität im Falle von Vattenfall am geringsten war.

¹⁶⁹ Im Falle der EnBW konzernweite Zahlen. Die Definitionen der Kategorien weichen bei den Unternehmen unter Umständen voneinander ab. Außerdem finden sich teils beträchtliche Abweichungen zu den Angaben in Tabelle 34 und 35. Dies ist auf zwei Sachverhalte

Kombiniert man die – aufgrund unterschiedlicher Quellen streng genommen unvereinbaren – Zahlen aus Tabelle 35 und 36 und berechnet den prozentualen Anteil der stillgelegten Kernkraftwerke an den deutschlandweit installierten Erzeugungskapazitäten der jeweiligen Konzerne, ergibt sich folgendes Bild: Im Falle von E.ON wurde mit dem 6. August 13,6 Prozent der deutschlandweit installierten Kraftwerkskapazität stillgelegt, Im Falle der EnBW waren es 12 Prozent, bei Vattenfall 7,9 Prozent und bei RWE 7,4 Prozent. Diese Zahlen können zwar nur als Annäherung gelten, zeigen jedoch das realistischste Bild von dem Gewicht der politischen Entscheidungen nach Fukushima für die einzelnen Konzerne.

Die vorgezogene Abschaltung der acht Reaktoren hatte weitreichende *wirtschaftliche Folgen* für die Konzerne, welche durch die eben erst eingeführte Kernbrennstoffsteuer zusätzlich verstärkt wurden. E.ON gab die »einmalige Belastung durch die vorzeitige Abschaltung von Kernkraftwerken in Deutschland« mit 1,5 Milliarden Euro an (E.ON AG 2011b, S. 2). Im Falle der RWE summierten sich die Belastungen aus dem »beschleunigten Kernenergieausstieg« im Jahr 2011 auf »über 1 Mrd. €« (RWE AG 2011a, S. 17). Die EnBW bezifferte die Verluste weniger spezifisch: »Die neu eingeführte Kernbrennstoffsteuer und die Konsequenzen der beschlossenen Energiewende belasteten das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Strom Erzeugung und Handel. Das Adjusted EBIT sank hier um 20,9 % auf 1.283,1 Mio. € – also um 339 Millionen Euro (EnBW AG 2011b, S. 37). Vattenfall gab keine Zahlen hierzu an. Da der größte Teil ihrer Kernenergiekapazitäten bereits zuvor stillgestanden waren,¹⁷⁰ dürfte die Belastung durch Moratorium und Kernbrennstoffsteuer relativ gering gewesen sein. Auf die endgültige Stilllegung von Krümmel und Brunsbüttel reagierte das Unternehmen jedoch mit einer Minderung des Buchwertes dieser Anlagen in Höhe von 1.145 Millionen Euro (Vattenfall AB 2011, S. 85).

zurückzuführen: Zum einen unterscheiden sich die Angaben zur Kraftwerksleistung einzelner Anlagen zwischen beiden Quellen (in geringfügigem Ausmaß). Zum anderen unterscheiden sich je nach Quelle die den jeweiligen Unternehmen zugeschriebenen Anlagen. In Unternehmensberichten wurden etwa manchmal Anlagen, welche temporär außer Betrieb waren, nicht zugerechnet, während auf der anderen Seite Kapazitäten von Kraftwerken einbezogen wurden, die sich nicht im Besitz der Unternehmen befanden, über deren Einsatz sie jedoch aufgrund langfristiger Vereinbarungen verfügen konnten (siehe beispielsweise RWE AG 2010a, S. 78). Das genaue Zustandekommen der Werte lässt sich häufig im Einzelfall nicht nachvollziehen.

¹⁷⁰ Theoretisch hätte das Moratorium einer Wiederaufnahme des Leistungsbetriebes des Kernkraftwerkes Brunsbüttel im Wege gestanden. Das Kernkraftwerk Krümmel war formell nicht Teil des Moratoriums.

Im Interview bestätigten Konzern-Manager die finanzielle Tragweite des Atomausstiegs. Aus dem Hause EnBW hieß es:

»Also, Fukushima ist insofern wichtig, weil wir dadurch ja eine sehr günstige Versorgung, also, zumindest aus unserer Sicht günstige Versorgung, nicht mehr nutzen können und dadurch ist das Geld halt knapp geworden. Und das macht ja schon einen Unterschied, ob Sie [...] damit über 2.000 Megawatt wirtschaftlich Strom erzeugen können und das plötzlich nicht mehr haben. Also insofern ist es für uns nach Fukushima, war schon wichtig, dass die Suche nach neuen Geschäftsfeldern, nach Alternativen noch deutlich dringender ist als vorher und – im Gegensatz zur Zeit vor Fukushima – war plötzlich auch Geld knapp« (EnBW Interview 5).

Ein RWE-Manager berichtete:

»Durch die einfach...Außerkraftsetzung der Kernkraftwerke haben wir 200 Millionen allein durch Biblis verloren...weil Sie müssen sich vorstellen: Die Energie, die wir in Biblis erzeugen, erzeugen wir zu anderen Preisen als woanders. Dass wir da nicht mehr produzieren konnten...unser Geschäftsmodell ist ja ein, zwei Jahre im Voraus zu verkaufen, haben wir lange Zeit negative Effekte gehabt. Die Brennstoffsteuer kam hinzu, die jetzt draufkommt. Im Grunde genommen ist es eine Entzweiung gewesen...oder zumindest eine vorzeitige...Stilllegung. [...] Unabhängig davon, wie man zu der Technologie steht: Rein wirtschaftlich hat das enorme Auswirkungen« (RWE Interview 2).

Bedeutend gewichtiger war jedoch die *symbolische Bedeutung* von Fukushima und dem Kernenergieausstieg. Die Entscheidungen der Bundesregierung repräsentierten eine fundamentale Abkehr von dem zuvor eingeschlagenen Weg. Mit dem intensiven Lobbying für die Laufzeitverlängerung (siehe Abschnitt 9.3.2) hatte sich die Branche zuvor für eine Konservierung des Status quo und die zukünftige Tragfähigkeit ihrer bestehenden Geschäftsmodelle eingesetzt. Mit dieser Haltung waren sie durch die politischen Entscheidungsträger unterstützt worden, womit sie sich in ihren Vorstellungen über die Zukunft der Energieversorgung bestätigt sahen. Die Rücknahme der eben erst verhandelten Laufzeitverlängerung verbunden mit der Ankündigung einer beschleunigten Energiewende kam für die Stromkonzerne völlig überraschend (siehe unten) und symbolisierte eine endgültige Abkehr von der »alten« Energiewelt. Vor diesem Hintergrund setzte nach Fukushima ein Umdenken in der Branche ein, welches sich in veränderten Kommunikationsstrategien, einer grundlegenden Neubewertung zukünftiger Geschäfts-

schwerpunkte sowie organisationalen Restrukturierungsmaßnahmen äußerte.¹⁷¹ Diese Themenbereiche werden ausführlicher an späterer Stelle behandelt (Abschnitt 10.2.2, 10.3.2 und 10.3.3).

10.1.2 Reaktionen auf den Atomausstieg: Öffentlichkeitsarbeit und gerichtliche Schritte

Die Geschwindigkeit und die Heftigkeit der politischen Reaktionen auf Fukushima trafen die Stromkonzerne überraschend. Die Unternehmen waren gewohnt, bei tiefgreifenden politischen Fragestellungen vorab konsultiert zu werden – dies geschah im Falle des Moratoriums offenbar nicht (Zeit Online 2011a; Leuschner 2011a, 2011b). Im Bewusstsein der Sensibilität des Themas – die Mehrheit der Bevölkerung unterstützte Umfragen zufolge einen vorgezogenen Atomausstieg (Spiegel Online 2011) – zeigten sich die Unternehmen nach außen hin zunächst verständnisvoll und kompromissbereit. E.ON wollte die Abschaltung von Isar 1 für die Dauer des Moratoriums als »Beitrag zur Versachlichung der aktuellen Diskussion um die Kernenergie« (E.ON AG 2011a) verstanden sehen und bot als Entgegenkommen die Verschärfung der Sicherheitsauflagen für Kernkraftwerke an (Zeit Online 2011b). Aus der Unternehmenskommunikation der EnBW hieß es, das Abschalten von Neckarwestheim 1 erfolge »Vor dem Hintergrund der dramatischen und menschlich zutiefst bewegenden Ereignisse in Japan« und »aus Respekt vor den offenkundigen Besorgnissen in der Bevölkerung, die sich auch im Willen der Politik widerspiegelt«. Dazu habe das Unternehmen »in den vergangenen Tagen bereits wiederholt betont, dass es für sie selbstverständlich ist, die Ereignisse in Japan ergebnisoffen und gründlich auch für die eigenen Kernkraftwerke aufzuarbeiten« (EnBW AG 2011a). Gleichzeitig wollten die Konzerne jedoch die erst kürzlich beschlossene Laufzeitverlängerung nicht zur Diskussion gestellt sehen. Sie verwiesen auf die Notwendigkeit der Kernenergie zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit

171 Außerdem führte der Unfall in Japan einem befragten Manager zufolge zu einer Korrektur der Einschätzungen zur Beherrschbarkeit dieser Technologie: »Bis Fukushima haben wirklich ganz viele Kollegen geglaubt, diese Technik beherrschen wir. Und in dem Moment, wo wir alle zugeguckt haben, wie desaströs die japanischen Kollegen dort versagt haben, peinlichst versagt haben mit dümmsten Fehlhandlungen...das wurde nicht so...das wurde nur im internen Kollegenkreis offen diskutiert, wir haben ja gesehen, was die gemacht haben. Das war also grottig! Das war absolut grottig! Und da wurde klar, Mensch, könnte das uns nicht auch passieren?« (Vattenfall Interview 1).

und betonten deren volkswirtschaftlichen Nutzen. Dazu argumentierten sie, die Gewinne aus der Kernenergie wären für den ökologischen Umbau des Energiesystems vonnöten (Handelsblatt 2011e). Zwischenzeitlich hatte jedoch der Branchenverband BDEW den Konzernen in dieser Sache den Rücken gekehrt und sich öffentlich für einen beschleunigten Atomausstieg ausgesprochen (BDEW e.V. 2011).¹⁷² Unabhängig davon und unbeeindruckt von der öffentlichen Stimmung trat dagegen RWE-Chef Jürgen Grossmann weiterhin als hartnäckiger Verfechter der Kernenergie auf. Als der Ausstiegsbeschluss Form angenommen hatte, warnte er vor Stromausfällen und einer drohenden Deindustrialisierung Deutschlands: »Wenn die Politik weiter so konsequent die Zerstückelung der industriellen Energieerzeugung betreibt, werden wir bald auf ganze Industriezweige verzichten müssen. Konzerne wie BASF oder ThyssenKrupp wird es dann hier nicht mehr geben« (Handelsblatt 2011g).

In Folge leiteten die Konzerne gerichtliche Verfahren gegen die politischen Beschlüsse nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima ein. Gegenstand der Klagen waren (1) die dreimonatige Stilllegung von sieben Kernreaktoren für die Dauer des Moratoriums, (2) die Verkürzung der Laufzeiten aller deutschen Kernkraftwerke durch das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom August 2011 sowie (3) der Fortbestand der Kernbrennstoffsteuer trotz verkürzter Laufzeiten.

Gegen das im März 2011 ausgerufene Kernenergie-*Moratorium* ging zunächst nur RWE gerichtlich vor. Im April 2011 reichte das Unternehmen wegen der dreimonatigen Abschaltung der Blöcke Biblis A und B Klage

172 Da die großen Vier die kapitalstärksten Mitgliedsunternehmen des Verbandes darstellten und damit einhergehend über großen Einfluss auf die Verbandspolitik verfügten, mag diese Kehrtwende zunächst verwundern. Es finden sich jedoch zwei mögliche Erklärungen: Zum einen war die 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke seinerzeit im Verband nicht unumstritten. Insbesondere kleinere Versorger und Stadtwerke, welche vor dem Planungshorizont des 2002er Atomgesetzes in eigene Kraftwerke investiert hatten, waren negativ betroffen (Süddeutsche Zeitung 2011b). Zum anderen gilt das Verhältnis zwischen der damaligen BDEW-Chefin Hildegard Müller und Bundeskanzlerin Angela Merkel als »vertraut«, weswegen eine Unterstützung des Kurses der Bundesregierung durch den Verband nahe liegt (Süddeutsche Zeitung 2008). Im Interview mit der Frankfurter Allgemeinen Zeitung entgegnete Hildegard Müller auf die Frage, was die vier Energiekonzerne von dem Kurswechsel des Verbandes halten würden: »Wir haben das nach intensiver Debatte gemeinsam beschlossen. Natürlich werden einzelne Unternehmen diesen Beschluss für sich gesondert bewerten. Das ist legitim, stellt aber den Branchenkompromiss insgesamt nicht in Frage« (Frankfurter Allgemeine Zeitung 2011b).

beim Hessischen Gerichtshof in Kassel ein (RWE AG 2011a, S. 43). Nachdem die Moratoriumsverfügungen gegen Biblis 2013 als rechtswidrig bewertet worden waren, reichte die RWE Ende August beim Landgericht Essen Schadensersatzklage gegen das Land Hessen und die Bundesrepublik Deutschland ein (RWE AG 2014a, S. 81). Die Höhe der Forderungen belief sich nach Angaben der Wirtschaftspresse auf 235 Millionen Euro (Handelsblatt 2014b). E.ON reichte 2014 vor dem Landgericht Hannover eine Schadensersatzklage gegen die Länder Niedersachsen und Bayern sowie den Bund ein. Mit der Klage sollte ein Schaden in Höhe von rund 380 Millionen Euro geltend gemacht werden (E.ON SE 2014d, S. 69).¹⁷³ Die EnBW nahm trotz Zweifel an der Rechtmäßigkeit des Moratoriums und entsprechender finanzieller Verluste zunächst von einer Klage Abstand. Diese Entscheidung erfolgte mit Blick auf den »langfristigen Erhalt der Kundenbeziehungen und die Akzeptanz des Unternehmens in der Gesellschaft und bei politischen Entscheidungsträgern« (Handelsblatt 2011d).¹⁷⁴ Ende 2014 folgte jedoch eine Kehrtwende. Mit Blick auf eine am 31. Dezember 2014 ablaufende Verjährungsfrist reichte die EnBW beim Landgericht Bonn eine Schadensersatzklage gegen die Bundesrepublik Deutschland und das Land Baden-Württemberg ein. Das Unternehmen bezifferte den entstandenen Schaden auf einen niedrigen dreistelligen Millionenbetrag (EnBW AG 2014d). Vattenfall enthielt sich diesen Auseinandersetzungen weitestgehend. Nachdem die betroffenen Kernkraftwerke mit Vattenfall-Beteiligung – Brunsbüttel und Krümmel – zum Zeitpunkt des Moratoriums ohnehin nicht in Betrieb waren, lag für das Unternehmen kein Klagegrund vor. Die gerichtlichen Entscheidungen standen zum Ende des Untersuchungszeitraumes noch aus.

Gegen die *Novellierung des Atomgesetzes* vom August 2011 reichten E.ON und RWE Verfassungsbeschwerde ein – im November 2011 (E.ON AG 2011b, S. 56) beziehungsweise Februar 2012 (RWE AG 2011a, S. 43). Von Seiten der RWE hieß es in der Begründung: »Wir halten die AtG-Novelle für verfassungswidrig, weil die Betreiber der Anlagen keine Entschädigung

173 Gegenüber dem Handelsblatt erklärte E.ON-Chef Johannes Teyssen im Mai 2011 den anfänglichen Verzicht auf eine Klage folgendermaßen: »Naja, das Moratorium ist juristisch sehr fragwürdig. Trotzdem blieb abzuwägen, was schwerer wiegt: der finanzielle Schaden durch das Moratorium oder der Imageschaden bei einer Klage. Außerdem wollten wir ein Zeichen setzen. Wenn das Land nach Fukushima eine dreimonatige Ruhephase braucht, dann respektieren wir das« (Handelsblatt 2011f).

174 Das Handelsblatt bezieht sich auf eine Mitteilung des Unternehmens, welche nicht vorliegt. Im Presse-Archiv der EnBW findet sie sich nicht (Stand 21. November 2016).

gen erhalten und die Festlegung der Abschalttermine nicht stichhaltig begründet wurde« (RWE AG 2011a, S. 43). Die EnBW sah von einer Klage ab. Da sich das Unternehmen zu über 90 Prozent in öffentlicher Hand befand, wäre die EnBW formell nicht zu einer Verfassungsklage berechtigt gewesen. Ein EnBW-Manager gab hierzu im Interview an: »[...] da gibt es bestimmte Bedingungen, da können sie keine Klage erheben, weil sie nicht grundrechtsfähig sind. Und es gibt andere, so es nicht verfassungsrechtliche Flughöhen hat, da können sie es. Diese Unterscheidung ist ein Kriterium zu entscheiden, wo wir klagen, wo wir nicht klagen« (EnBW Interview 6). Darüber hinaus wäre eine Klage wohl auch schwer mit den Interessen der neu-gewählten rot-grünen Landesregierung in Baden-Württemberg vereinbar gewesen (Süddeutsche Zeitung 2012) – das Land hielt 45,01 Prozent der Anteile am Unternehmen. Vattenfall zog dagegen als ausländischer Konzern vor ein internationales Schiedsgericht. Im Mai 2011 stellte das Unternehmen vor dem International Center for Settlement of Investment Disputes (ICSID) in Washington D.C. einen Antrag auf Einrichtung eines Schiedsverfahrens (Vattenfall AB 2012, S. 7). Nach Angaben des internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) belief sich die Höhe der Forderungen Vattenfalls auf 3,5 Milliarden Euro (IWR 2014b). In einer Pressemitteilung zur Sache gab die Leiterin der Vattenfall-Rechtsabteilung Anne Gynnerstedt an: »Vattenfall is not questioning the decision to phase out nuclear power in Germany. But we do insist on receiving compensation for the financial loss suffered by the company. There was simply no other way than to indict Germany« (Vattenfall AB 2014b).¹⁷⁵ Auch in diesen Punkten waren zum Ende des Untersuchungszeitraumes noch keine gerichtlichen Entscheidungen gefallen.¹⁷⁶

175 Zusätzlich reichte Vattenfall wie RWE und E.ON auch Verfassungsbeschwerde ein. Die Angaben des Unternehmens hierzu bleiben jedoch eher diffus (siehe Vattenfall GmbH 2012a, S. 7).

176 Das Urteil des Bundesverfassungsgerichtes wurde am 6. Dezember 2016 verkündet. Demnach war die 13. Atomgesetznovelle zwar im Wesentlichen mit dem Grundgesetz vereinbar, das Gericht stellte jedoch eine Verletzung der Eigentumsgarantie in zwei Punkten fest: Erstens wurde »durch die Einführung fester Abschalttermine für die in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke« die Möglichkeit zum Verbrauch der im Jahr 2002 festgesetzten Reststrommengen »bis zu den festgesetzten Abschaltzeiten nicht sichergestellt«. Zweitens sah die Novelle keine Entschädigung für Investitionen vor, »die im berechtigten Vertrauen auf die im Jahr 2010 zusätzlich gewährten Stromerzeugungskontingente vorgenommen, durch deren Streichung mit der 13. AtG-Novelle aber entwertet wurden« (Bundesverfassungsgericht 2016). E.ON begrüßte diesen Ausgang des Verfahrens und

Mitte 2011 leiteten E.ON, RWE und EnBW außerdem rechtliche Schritte gegen die *Kernbrennstoffsteuer* ein.¹⁷⁷ Die Steuer war in Zusammenhang mit der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke zum Jahresbeginn 2011 eingeführt worden (siehe Abschnitt 9.3.2). Die Stromkonzerne kritisierten nun den Fortbestand der Steuer bei gleichzeitiger Rücknahme der Laufzeitverlängerung. E.ON gab hierzu in ihrem Geschäftsbericht an: »Bereits in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung hielt E.ON die Kernbrennstoffsteuer aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen für rechtswidrig. Die Beibehaltung der Steuer bei deutlich reduzierten Laufzeiten wirft zusätzliche Rechtsprobleme auf. Daher geht E.ON gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vor« (E.ON AG 2011b, S. 56). Erstmalige Klagen der Konzerne erfolgten vor den zuständigen Landesfinanzgerichten zum Zeitpunkt der Neuausstattung einer kerntechnischen Anlage mit Brennstäben – die Steuer wird jeweils beim Einsatz neuer Brennstäbe/-elemente fällig. Den Anfang machte im Juni 2011 die Betreibergesellschaft des Kernkraftwerks Gundremmingen B, welches zu 75 Prozent RWE und zu 25 Prozent E.ON gehörte (Leuschner 2011c). Die EnBW reichte einen Monat später Klage für das Kraftwerk Philippsburg 2 ein. Die jeweiligen Landesfinanzgerichte kamen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Während etwa das Finanzgericht Baden-Württemberg keine Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Steuer sah, bewerteten die Finanzgerichte München und Hamburg die Steuer für verfassungswidrig. Das Finanzgericht Hamburg leitete den Fall schließlich zur weiteren Überprüfung an das Bundesverfassungsgericht weiter (RWE AG 2011a, S. 44, 2012b, S. 44), im Dezember 2013 beschloss das Gericht außerdem die Vorlage beim Europäischen Gerichtshof in Luxemburg (RWE AG 2013a, S. 94). Dieser sprach sich im Juni 2015 zugunsten der Europarechtskonformität der Kernbrennstoffsteuer aus. Die endgültige Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts stand zum Ende

kündigte die Bereitschaft zu »konstruktiven Gesprächen über die konkrete Umsetzung des [...] Urteils mit der Bundesregierung« an (E.ON SE 2016a).

¹⁷⁷ Vattenfall ging nicht gegen die Kernbrennstoffsteuer vor. Für den schwedischen Konzern war das Gesetz nur noch von nachrangiger Bedeutung. Die Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel waren zum Zeitpunkt des Moratoriums außer Betrieb und wurden danach nicht mehr angefahren. Beide verloren mit Inkrafttreten der Atomgesetznovelle zum 6. August 2011 die Berechtigung zum Leistungsbetrieb. Damit beschränkten sich die deutschen Kernkraft-Aktivitäten Vattenfalls auf eine Minderheitsbeteiligung an dem von E.ON betriebenen Kernkraftwerk Brokdorf.

des Untersuchungszeitraumes noch aus (E.ON SE 2015f, S. 69; RWE AG 2015c, S. 41).¹⁷⁸

Die Stromkonzerne nutzten im Folgenden die mit den Klagen verbundenen Forderungen als Drohkulisse in den politischen Verhandlungen um die Abwicklung der *Kernenergie-Folgekosten*. Bereits im Oktober 2011 waren vertrauliche Gespräche zwischen politischen Entscheidungsträgern und Vertretern der Stromkonzerne bekannt geworden, in welchen die mögliche Gründung einer staatlichen Stiftung zur Finanzierung von Rückbau der Kernkraftwerke und Endlagerung der Abfallstoffe behandelt worden war (Handelsblatt 2011j; vgl. auch Bontrup und Marquardt 2015, S. 219). Nach einem solchen Modell würden die Stromkonzerne festgelegte Summen für den Restbetrieb und nach der Stilllegung anfallende Kosten an eine öffentlich-rechtliche Stiftung übertragen und sich damit der finanziellen Verantwortung für die Reaktoren entledigen. Im Verlauf dieser Gespräche brachten die Stromkonzerne offenbar die Klagen gegen Moratorium und Atomausstieg als Verhandlungsmasse ein und signalisierten Bereitschaft, die Forderungen im Falle der Umsetzung eines solchen Modells zurückzuziehen (Spiegel Online 2014b). Ein EnBW-Manager berichtete hierzu im Interview:

»Was wäre, wenn der Atomausstieg tatsächlich verfassungswidrig war? [...] Was passiert am Tag, nachdem Karlsruhe entschieden hat, der ganze Atomausstieg ist verfassungswidrig? Da sind wir rechtlich auf dem Rechtsstand der Laufzeitverlängerung von Oktober 2010. Und sorry...ich glaube, es ist sinnvoll, sich dann einmal zu überlegen, was für Organisationsformen gibt es dann, um eine solche Situation dann auch...keiner weiß, wie Karlsruhe entscheiden wird...möglicherweise dann mal zu lösen. Was passiert, wenn endgültig entschieden wird, dass die ganzen Milliarden, die gezahlt wurden für die Kernbrennstoffsteuer, rechtswidrig waren? Da gibt es immerhin schon Gerichtsentscheidungen, die das sagen. [...]. Und dann ist die Frage, gibt es nicht möglicherweise Situationen, wo tatsächlich so viel Scherben auf dem Boden liegen, dass man sich überlegen müsste, was man da zusammensetzt« (EnBW Interview 3).

Um der Frage nach einer optimalen Lösung zur Sicherstellung der Finanzierung von Kernenergie Rückbau und Endlagerung nachzugehen, setzte die Bundesregierung im Oktober 2015 eine »Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs« (KFK) ein, welche bis Januar 2016

178 Am 7. Juni 2017 erklärte das Bundesverfassungsgericht die Kernbrennstoffsteuer als mit dem Grundgesetz nicht vereinbar und damit nichtig. Die Unternehmen gingen von einer Steuerrückzahlung in Höhe von insgesamt gut sechs Milliarden Euro aus (E.ON SE 2017c; RWE AG 2017b; EnBW AG 2017a).

Handlungsempfehlungen aussprechen sollte (BMWi 2016b). Erklärtes Ziel war »die Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung, Rückbau und Entsorgung« so auszugestalten, »dass die Unternehmen auch langfristig wirtschaftlich in der Lage sind, ihre Verpflichtungen aus dem Atombereich zu erfüllen« (KFK 2016, S. 4). Die Vorlage des Berichtes wie auch die darauf aufbauenden politischen Entscheidungen erfolgten nach dem Ende des Untersuchungszeitraumes.¹⁷⁹

Die Reaktorkatastrophe von Fukushima hatte also für die Stromkonzerne negative politische Entscheidungen in Deutschland zur Folge, welche nicht nur wirtschaftliche Auswirkungen hatten, sondern auch das kulturelle Selbstverständnis der Unternehmen erschütterten. Die Konzerne versuchten zwar auf verschiedenen Wegen, die negativen Auswirkungen abzuschwächen und forderten Kompensationen für entstandene Verluste, bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes gelangen ihnen dabei jedoch nur Teilerfolge.

10.2 Feldkrise und Aushandlungsprozesse

Bereits in der vorangegangenen Phase waren die technischen Inkompatibilitäten zwischen (volatilen) erneuerbaren Energien und den traditionellen Technologien des Feldes sowie die Widersprüchlichkeiten in der institutionellen Rahmung des Feldes immer offenkundiger geworden. Diese Schwierigkeiten verschärfen sich in Phase 4 weiter und resultierten in einer Erosion der traditionellen Geschäftsmodelle der großen Stromversorger. Obgleich diese Entwicklungen inkrementell über etliche Jahre gewachsen waren – für die Stromkonzerne kamen sie mit dem Kulturschock von Fukushima mit einem Mal auf die Agenda.

¹⁷⁹ Das im Dezember 2016 beschlossene Gesetz (welches noch der beihilferechtlichen Genehmigung der EU-Kommission bedarf) wies die Verantwortung für Stilllegung, Rückbau und fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle den Betreibern zu. Gleichzeitig sollte der Staat für die Durchführung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung aufkommen. Hierfür hatten die Versorger einen Betrag von insgesamt 17,389 Milliarden Euro in einen entsprechend einzurichtenden Fonds einzuzahlen (Deutscher Bundesrat 2016; siehe auch BMWi 2016a). Dieses Ergebnis kann als Erfolg für die Unternehmen gewertet werden.

So schrieb EnBW-Chef Frank Mastiaux in dem 2012er Geschäftsbericht:

»Ich sehe einen Paradigmenwechsel in der Energielandschaft, der das traditionelle Geschäftsmodell vieler Energieversorgungsunternehmen infrage stellt. Bis vor Kurzem definierte die Branche ihre Wertschöpfungskette von der Erzeugung in Richtung Verteilung und Vertrieb. Marktmacht gründete sich auf den Besitz von Erzeugungskapazitäten und Netzen« (EnBW AG 2012a, S. 5).

Nun stehe die Branche – in den Worten von Vattenfalls CEO Øystein Løseth – »vor enormen Herausforderungen«. Die zusammenfassende Analyse lautete:

»Aufgrund der schwachen Konjunktur ist die Nachfrage niedrig geblieben. Gleichzeitig wurde die Erzeugungskapazität ausgebaut – besonders bei den erneuerbaren Energien –, was niedrige Strompreise zur Folge hatte. Die geringen Gewinnspannen bei der Stromerzeugung aus Erdgas haben zu einem starken Rentabilitätsdruck bei unseren Gaskraftwerken geführt, die noch vor wenigen Jahren als sehr gute langfristige Investitionen betrachtet wurden. Damit wurden die aufgestellten Marktprognosen über den Haufen geworfen – was früher als »normal« galt, gibt es jetzt nicht mehr. Das ist der neue Normalzustand« (Vattenfall GmbH 2012a, S. 5).

RWE-Chef Peter Terium sprach auf der Bilanzpressekonferenz im Frühjahr 2013 von der Erosion des traditionellen Geschäftsmodelles und berichtete weiter: »Wir erleben zurzeit den vielleicht tiefgreifendsten Umbruch dieser Branche – und das europaweit« (Terium und Günther 2013, S. 2 f.).

Die Feldkrise war von drei Konfliktlinien geprägt, welche im Folgenden der Reihe nach behandelt werden sollen. Dabei geht es um die *Krise der konventionellen Stromerzeugung* und die Debatten um die Förderung unrentabler Kraftwerke, die Auseinandersetzungen um den *zukünftigen Förderrahmen der erneuerbaren Energien* sowie um den weitergehenden Kampf um den *Einfluss auf die Verteilnetze*.

10.2.1 Die Krise der konventionellen Erzeugung: Erosion des Geschäftsmodells der Großstromproduktion

Bereits in Phase 3 hatten die Großhandelspreise für Strom und die Stromnachfrage in Folge der Wirtschaftskrise temporäre Einbrüche verzeichnet. Gleichzeitig war der Ausbau der erneuerbaren Energien konstant vorangeschritten. Obwohl diese Entwicklungen (vor allem im Wechselspiel) Druck auf das konventionelle Erzeugungsgeschäft ausübten, hatten die Konzern-

vorstände aufgrund ihrer Zuversicht bezüglich der Stabilität der traditionellen Ordnung des Feldes (siehe Abschnitt 9.3) sowie zeitweiser Fehleinschätzungen der Ursachen dieser Marktentwicklungen (siehe Abschnitt 9.1) von tiefgreifenden strategischen Neujustierungen abgesehen.

Dies änderte sich ab 2011 grundlegend. Die für die Betreiber konventioneller Kraftwerke negativen Entwicklungen der vorausgegangenen Jahre verschärfen sich weiter und stellen das Geschäftsmodell der Großstromerzeugung vor existentielle Herausforderungen:

1. Die *Großhandelspreise für Strom* sanken in bemerkenswertem Ausmaß. Der Day-Ahead-Spotmarktpreis lag im Jahr 2011 bei durchschnittlich 51 Euro pro Megawattstunde, im Jahr 2015 wurde die Megawattstunde nur noch mit durchschnittlich 32 Euro bewertet. Zum Vergleich: Zu den Hochzeiten im Jahr 2008 waren es noch durchschnittlich 66 Euro gewesen (siehe auch Abbildung 22 in Abschnitt 9.1).
2. Die *Stromnachfrage* war zwischen 2010 und 2014 bei den beiden wichtigsten Abnehmergruppen Industrie und Haushalte gesunken (siehe auch Abbildung 25 in Abschnitt 9.1). Wenngleich der Nachfragerückgang nicht allzu eindrucksvoll scheint, so zeigt sich dennoch auch hier eine grundlegend negative Entwicklung für die Stromversorger.
3. Der *Anteil der erneuerbaren Energien* an der deutschen Stromerzeugung stieg in beachtlicher Weise – von 16,5 Prozent im Jahr 2010 auf 29 Prozent im Jahr 2015. Von Gewicht war hier insbesondere das Wachstum der volatilen erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik, deren gemeinsamer Anteil an der Stromproduktion von 7,9 Prozent im Jahr 2010 auf 18,3 Prozent im Jahr 2015 gestiegen war. Die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen war um 50,2 Terawattstunden gestiegen, die aus Photovoltaikanlagen um 26,7 Terawattstunden.

Diese Entwicklungen übten großen Druck auf das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft aus, welcher im Laufe der Phase konstant anstieg. Und zwar auf zweierlei Weise: Zum einen sanken die Margen praktisch aller konventioneller Kraftwerke – verursacht vor allem durch sinkende Rohstoff- und Emissionszertifikatpreise sowie den Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien (ausführlich Abschnitt 9.1). Zum anderen gingen die Einsatzzeiten von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zurück, da diese immer häufiger von mit Vorrang einspeisenden, fluktuierenden erneuerbaren Energien aus dem Netz gedrängt wurden. Dies betraf in erster Linie Gaskraft- und Pumpspeicherkraftwerke, jedoch temporär auch Steinkohlekraftwerke. Ein RWE-Manager

berichtete hierzu: »Das Entscheidende ist, dass Solaranlagen [...] zur Stromerzeugung tagsüber massiv beitragen können und damit ganz, ganz häufig eben die Gaskraftwerke, die das eben typischerweise tagsüber getan haben, aus dem Markt werfen« (RWE Interview 4).

Im Folgenden werden zunächst die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Stromkonzerne abgeschätzt. Daraufhin werden die politischen Debatten um die zukünftige Rolle der konventionellen Erzeugung beschrieben, wobei ein Schwerpunkt auf die politischen Strategien der Stromkonzerne gelegt wird.

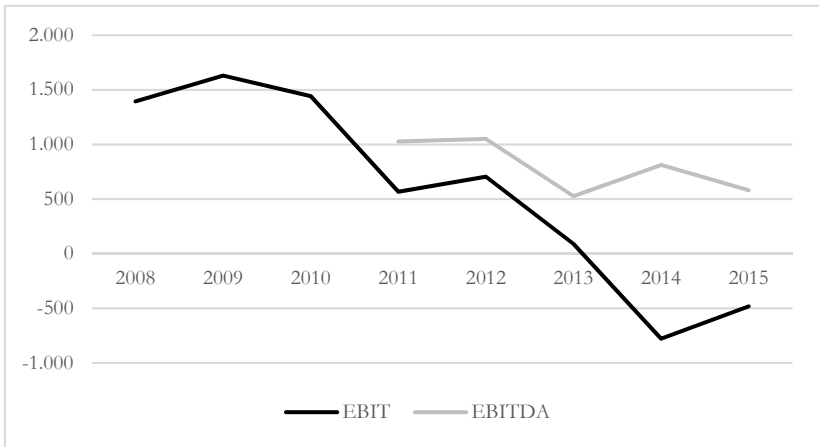
Die finanziellen Auswirkungen dieser Veränderungen auf die vier Unternehmen lassen sich auf Basis der verfügbaren Daten nicht eindeutig quantifizieren. Vor allem unterscheidet sich die Datenbasis in den vier Fällen grundlegend, weshalb ein direkter Vergleich zwischen den Unternehmen erschwert wird. Dennoch kann die Tragweite der Entwicklungen zumindest abgeschätzt werden. Hierzu sollen zwei Indikatoren herangezogen werden: Die Entwicklung der Gewinnzahlen des konventionellen Erzeugungsgeschäftes sowie die Durchführung von außerplanmäßigen Wertminderungen an Erzeugungskapazitäten.

Zur Entwicklung der *Gewinne der Erzeugungssparte* lieferte die EnBW die detailliertesten Angaben. Demnach sank der EBIT des Geschäftsbereiches »(Strom) Erzeugung und Handel« im EnBW-Konzern zwischen 2008 und 2015 von 1.394 Millionen Euro auf -482 Millionen Euro. Der EBITDA sank von 1.028 Millionen Euro im Jahr 2011 (frühere Zahlen liegen nicht vor) auf 580 Millionen Euro im Jahr 2015 (siehe Abbildung 26).

Das betriebliche Ergebnis wie auch der EBITDA des Segmentes »Stromerzeugung Deutschland« bewegte sich im RWE-Konzern zwischen 2008 und 2012 in Wellenbewegungen ohne einen klaren Trend aufzuzeigen. Ab 2013 wies der Konzern abweichend Zahlen für das Segment »Konventionelle Stromerzeugung« aus. Dessen betriebliches Ergebnis sank von 1.384 Millionen Euro im Jahr 2013 auf 543 Millionen Euro im Jahr 2015 (RWE AG 2013a, S. 64, 2015c, S. 50).¹⁸⁰

180 Während die bis 2012 ausgewiesene Kategorie »Stromerzeugung Deutschland« im Wesentlichen die deutsche Stromerzeugung und Braunkohlegewinnung umfasst, ist die ab 2013 angegebene Kategorie »Konventionelle Stromerzeugung« breiter. »Im Segment »Konventionelle Stromerzeugung« sind im Wesentlichen das deutsche, britische, niederländische und türkische Stromerzeugungsgeschäft, der rheinische Braunkohletagebau und die auf Projektmanagement- und Engineering spezialisierte RWE Technology gebündelt« (RWE AG 2010a, S. 219, 2014a, S. 176).

Abbildung 26: Entwicklung der Gewinne des Segments Erzeugung und Handel im EnBW-Konzern 2008–2015



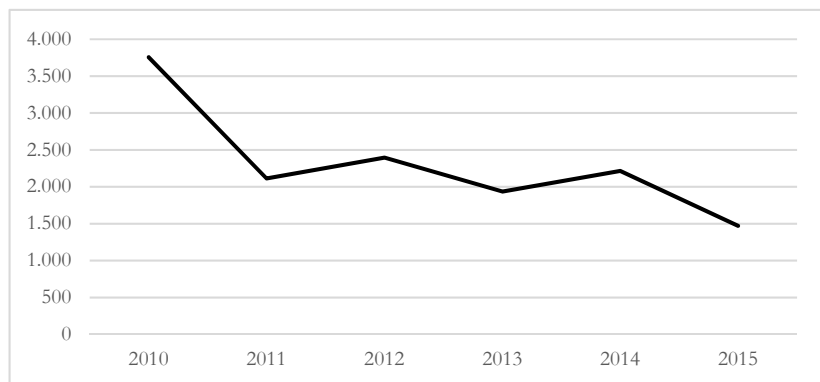
Quelle: Unternehmensberichte¹⁸¹

Im Falle von E.ON sank der EBITDA der globalen Einheit Erzeugung, welche alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb von Europa bündelte, von 3.757 Millionen Euro im Jahr 2010 auf 1.472 Millionen Euro im Jahr 2015 (siehe Abbildung 27). Eine eindeutige Aussage über die Entwicklung der Profitabilität des Erzeugungsgeschäftes lässt sich auf dieser Basis nicht fällen, da die Einbrüche nach 2010 und 2014 auch auf umfangreiche Desinvestitionen in diesen Jahren zurückzuführen sein könnten (siehe Abschnitt 10.3.1).

Für Vattenfall ist aufgrund zahlreicher organisationaler Umbaumaßnahmen, welche entsprechenden Einfluss auf die Berichtsstruktur hatten, keinerlei Quantifizierung der Gewinne dieses Geschäftsbereiches im Längsschnitt möglich.

181 Bis 2012 »Strom Erzeugung und Handel«. Die Abgrenzung dieses Geschäftsbereiches war möglicherweise im Zeitverlauf Veränderungen unterworfen. Selbiges gilt für die Rechnungslegungsstandards im EnBW-Konzern. Die Darstellung kann somit nur als Annäherung der Entwicklung dieses Geschäftsfeldes gelten.

Abbildung 27: Entwicklung des EBITDA der globalen Einheit Erzeugung im E.ON-Konzern 2010–2015



Quelle: Unternehmensberichte¹⁸²

Dafür finden sich Informationen zu *außerplanmäßigen Abschreibungen*. Demnach nahm Vattenfall in den Jahren 2013, 2014 und 2015 Wertminderungen in Höhe von umgerechnet insgesamt 1,5 Milliarden Euro an deutschen Steinkohlekraftwerken vor – 467 Millionen Euro (2013); 605,6 Millionen Euro (2014); 437,1 Millionen Euro (2015) (Vattenfall AB 2013, S. 78, 2014a, S. 96, 2015, S. 101).¹⁸³

Die EnBW schrieb im selben Zeitraum außerplanmäßig gute zwei Milliarden Euro an immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagevermögen und als Finanzinvestitionen gehaltene Immobilien ab, wobei es sich nach Unternehmensangaben im Wesentlichen um Wertminderungen auf (nicht genauer spezifizierte) Erzeugungsanlagen handelte. Diese Abschreibungen beliefen sich im Jahr 2013 auf 83,2 Millionen Euro, im Jahr 2014 auf 1.260 Millionen Euro und 2015 auf 711 Millionen Euro (EnBW AG 2013c, S. 24, 2014g, S. 28, 2015i, S. 25). Der Grund dieser Wertberichtigungen lag in »insbesondere aus aktueller Sicht und aufgrund umfassender Marktanalysen deutlich verschlechterte[n] Erwartungen bezüglich der langfristigen Strompreisentwicklungen« (EnBW AG 2014g, S. 28).

182 Nach Unternehmensangaben wurde der EBITDA »bereinigt um außergewöhnliche Effekte« (vgl. E.ON AG 2012c, S. 188). Welche außergewöhnlichen Effekte dies sind und ob sich die Bewertung derer im Zeitverlauf verändert hat, ist nicht bekannt. Die Zahlen müssen deshalb auch hier als Annäherung gelten.

183 Die Abschreibungen der Jahre 2014 und 2015 betrafen das Steinkohlekraftwerk Moorbürg.

In den Jahren 2014 und 2015 nahm RWE außerplanmäßige Abschreibungen an dem deutschen konventionellen Kraftwerkspark in Höhe von insgesamt 2,5 Milliarden Euro vor und zwar »aufgrund der aktuellen Einschätzung der kurz-, mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geringeren Auslastung des Kraftwerksparks« sowie der Stilllegung eines Kraftwerksblocks (RWE AG 2014a, S. 139, 2015c, S. 112). 2013 waren bereits 1.404 Millionen Euro auf regional nicht weiter zugeordnete Geschäfts- oder Firmenwerte im Bereich konventionelle Erzeugung erfolgt (RWE AG 2013a, S. 155).

Im Falle von E.ON sind die öffentlich zugänglichen Daten stärker aggregiert. Aufführen lassen sich jedoch Wertberichtigungen in der globalen Einheit Erzeugung im Geschäftsjahr 2015. In diesem Jahr erfolgten Abschreibungen auf den Goodwill in Höhe von 4,5 Milliarden Euro, zurückzuführen »im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose« sowie 1,7 Milliarden Euro auf Sachanlagevermögen (E.ON SE 2015f, S. 146). Es lässt sich nicht eindeutig bestimmen, zu welchem Anteil diese Wertminderungen den deutschen Kraftwerkspark von E.ON betrafen, in jedem Fall sprechen die Zahlen jedoch für pessimistische Zukunftsprognosen im Bereich der Stromerzeugung.

Wie bereits an früherer Stelle angeführt, wurden die sinkenden Strompreise jedoch etwas zeitverzögert in den Bilanzen der Unternehmen wirksam. Dies liegt daran, dass die Unternehmen einen Großteil ihrer Produktion im Voraus verkaufen. Die perspektivischen Entwicklungen wurden jedoch als durchaus brisant gesehen, wie Aussagen aus zwei Interviews (welche im Jahr 2014 geführt wurden) nahelegen:

»Also, wir haben ja das Glück in Führungsstrichen, dass wir ja am Strommarkt unsere Kraftwerke schon für zwei Jahre im Voraus verkauft haben. Also den Knick, den wir jetzt merken, den merken wir eigentlich erst in zwei Jahren. [...] Gut, man hätte das auch schon vor zwei Jahren sehen können. Aber das braucht halt auch immer Zeit, um große Unternehmen wie EnBW halt darauf umzubauen oder hinzuführen. Wir wissen halt alle, dass in zwei Jahren die Gewinne wegfallen, ja, und wir...die Anstrengungen sind da, dass wir vielleicht nicht in zwei Jahren, aber vielleicht in drei Jahren, vier Jahren einen Teil [...] der Gewinne auch durch die neuen Geschäftsfelder...wie sagt man...ersetzen können...Wie genau das passieren kann oder wird, das kann Ihnen keiner sagen, aber, sagen wir so, das Motto ist, wenn wir es nicht versuchen, dann...« (EnBW Interview 2).

»das wohl schwerste Jahr wird das Jahr 2016 sein. Das hängt damit zusammen, dass wir unsere Strommengen Jahre im Voraus verkaufen. Und erst im Jahr 2016 werden

die jetzt aktuell katastrophal niedrigen Preise dann wirklich vollständig ankommen. Und das bringt das Unternehmen in eine extremst schwierige Lage« (EnBW Interview 3).

10.2.2 Politische Aushandlungsprozesse um die Zukunft der konventionellen Erzeugung

Als die Probleme offenkundig wurden, versuchten die Stromkonzerne Druck gegenüber politischen Entscheidungsträgern aufzubauen. Dies geschah zunächst in Form öffentlicher Stellungnahmen. So forderte etwa Tuomo Hatakka, der Chef der deutschen Vattenfall Division im Oktober 2012 im Zeitungsinterview: »Mit Gaskraftwerken [...] lässt sich im Moment kein Geld verdienen. Wir brauchen Anreize, dass diese Kapazitäten am Netz bleiben. Irgendetwas muss da passieren« (Westdeutsche Allgemeine 2012a). In ähnlicher Manier verkündete E.ON-Chef Johannes Teysen auf der Handelsblatt-Energetagung Anfang 2013: »Die Lage der umweltfreundlichen Gaskraftwerke ist dramatisch. Die Rendite ist bei null angelangt« und weiter: »Die Politik muss klar sehen, was sich hier an Versorgungsrisiken zusammenbraut« (Handelsblatt 2013a). Auf der E.ON-Bilanzpressekonferenz drohte er zwei Monate später mit Blick auf die sinkende Rentabilität der Gaskraftwerke: »Hier muss die Politik schnell handeln, sonst müssen wir Anlagen stilllegen« (Westdeutsche Allgemeine 2013b).

Darüber hinaus schürten die Konzerne Ängste über Stromausfälle und daraus folgende Gefahren für die deutsche Volkswirtschaft. Auf die Frage eines Reporters, inwieweit im vergangenen Winter Gefahr eines großflächigen Blackouts bestanden hätte, erwiderte E.ON-Chef Johannes Teysen in einem Zeitungsinterview: »Es war häufiger sehr eng« (Spiegel Online 2012). Deshalb müssten »Alle kommenden Entscheidungen zur Energiewende [...] dazu beitragen, dass die Sicherheit unserer Stromversorgung wieder zunimmt« (Spiegel Online 2012). RWE-Power-Chef Matthias Hartung stellte seine Sicht auf die Problematik ausführlich dar:

»Die inzwischen 32.000 Megawatt installierte Photovoltaik-Leistung gehen ins Netz und übernehmen keine Verantwortung für das System, für den Netzausbau, für Netzstabilität. Da sollte jeder Energieträger auch seinen Anteil übernehmen. Die konventionellen Energieversorger schultern das im Moment vollständig alleine, und das bei den niedrigen Preisen. Bei RWE wird das zum Problem, das wird aber auch in der Volkswirtschaft zum Problem. Beim Thema Industriestandort geht es immer häufiger um Bezahlbarkeit von Strom« (Aachener Zeitung 2013).

Neben solchen eher allgemeinen Feststellungen, welche vor allem Gefahren für die Versorgungssicherheit und die Leistungskraft der Volkswirtschaft suggerierten, setzten sich die politischen Strategien der Stromkonzerne zur Begegnung der zunehmend prekären Situation der konventionellen Erzeugung aus vier – miteinander verschachtelten und aufeinander aufbauenden – taktischen Bausteinen zusammen, welche im Folgenden detaillierter behandelt werden sollen: Dem Framing konventioneller Erzeugung im Sinne der Energiewende, der Drohung und dem Vollzug von Kraftwerkstilllegungen, der Forderung nach politischer Unterstützung unrentabler Kraftwerke sowie der Kritik an den bestehenden Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien.

Verändertes Framing konventioneller Kraftwerke

Um Akzeptanz für ihre konventionellen Anlagen zu schaffen, richtete sich die Außenkommunikation der Konzerne zunehmend an den Erfordernissen der Energiewende aus. Sie unterstellten sich damit argumentativ der von den Vertretern der Erneuerbare-Energien-Branche bereits von Anfang an vertretenen alternativen Deutung des Feldes, welche das Ziel der Nachhaltigkeit ins Zentrum stellte (ausführlicher Abschnitt 7.2.3). Die Motivation der Stromkonzerne bestand letztlich darin, die Erforderlichkeit ihrer Bestandsanlagen auch im Rahmen eines alternativ gedachten Energieversorgungssystems hervorzuheben. Konventionelle Kraftwerke waren dieser Argumentation gemäß nun »flink und zuverlässig« und »Basis für den Ausbau der erneuerbaren Energien« (RWE AG 2011a, S. 11) und wurden wechselweise als »Partner der erneuerbaren Energien« oder »Trumpf für die Energiewende« (RWE AG 2013c) bezeichnet. So bewarb Vattenfall in einer Pressemitteilung ihre Braunkohlekraftwerke mit den Worten:

»Unsere Braunkohlenkraftwerke liefern mittlerweile nicht nur fast jede zehnte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird. Sie haben sich 2012 auch einmal mehr als aktive Partner der erneuerbaren Energien erwiesen, die deren schwankende Stromeinspeisung ausregeln und die Spannung im Übertragungsnetz stabil halten können [...]. Darum können unsere Bergleute und Kraftwerker in Brandenburg und Sachsen zu Recht stolz auf ihre Arbeitsleistung im zurückliegenden Jahr sein. Sie haben maßgeblich dazu beigetragen, dem Wirtschaftsstandort Deutschland eine jederzeit verfügbare und preiswerte Versorgung mit Strom und Wärme zu sichern und dem wachsenden Anteil an Wind- und Sonnenstrom den Weg durch das Netz zu ebnen« (Vattenfall GmbH 2013b).

Dabei betonten die Unternehmen nicht nur, dass ihre konventionellen Kraftwerke Strom produzieren würden, wenn Windkraftanlagen und Photovoltaik witterungsbedingt ausfallen, sondern auch, dass konventionelle Kraftwerke, die traditionellerweise eher in Grund- und Mittellast betrieben wurden, ihre Leistung im Falle temporär hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien kurzfristig zu reduzieren in der Lage wären (RWE AG 2013c) – sie betonten also die technischen Eigenschaften der Flexibilität und der Steuerbarkeit.¹⁸⁴ Besonders illustrativ lässt sich dies am Beispiel der Einweihungszeremonie des RWE Braunkohle-Doppelblocks BoA 2&3 in Grevenbroich-Neurath im Jahr 2012 veranschaulichen. Hier hatten die anwesenden Politiker nicht wie vormals üblich feierlich einen roten Startknopf zu betätigen, sondern stattdessen einen grünen Knopf, welcher dem Abfahren der Anlage diene (Welt.de 2012). »Innerhalb von fünf Minuten wurde die Leistung eines Blocks um über 150 Megawatt reduziert – und anschließend genauso schnell wieder aufgebaut. So kann das Kraftwerk die schwankende Leistung von Wind und Sonne ausgleichen«, hieß es in der Pressemitteilung des Unternehmens (RWE AG 2012a). In ähnlicher Manier erklärte Vattenfall zwei Jahre später bei der Einweihung ihres Steinkohlekraftwerkes Hamburg-Moorburg: »Die Leistung eines Blockes kann innerhalb von 15 Minuten um 250 bis 300 MW hoch- bzw. runtergefahren werden. Das entspricht der Leistung von mehr als 100 Windkraftanlagen« (Vattenfall GmbH 2014d).¹⁸⁵

184 Vattenfall und RWE starteten zudem Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten zur Flexibilisierung ihrer Anlagen. So untersuchte RWE etwa im Rahmen von Forschungsprojekten Möglichkeiten, die Mindestlast konventioneller Kraftwerke zu senken sowie den Materialverschleiß bei häufigem Hoch- und Herunterfahren der Anlagen zu reduzieren (RWE AG 2014a, S. 71). Auch Vattenfall startete am Standort Jämschwalde ein Testprojekt zur Absenkung der Minimalleistung konventioneller Kraftwerke (Vattenfall GmbH 2014e).

185 Diese rhetorische Stoßrichtung, die anfangs vor allem der Legitimierung von Kohle- und Gaskraftwerken dienen sollte, wurde schließlich auch zur Bewerbung von Kernkraftwerken herangezogen. In einer RWE-Pressemitteilung hieß es etwa im August 2014: »Die RWE-Power Kernkraftwerke in Gundremmingen und Lingen können auf die schwankende Stromerzeugung aus Wind und Sonne mit Leistungsabsenkungen sehr schnell reagieren – das haben sie in den letzten Tagen und Monaten gleich mehrfach bewiesen. Als flexibler Partner der Erneuerbaren helfen die Anlage das Netz jederzeit stabil zu halten« (RWE AG 2014b).

Kraftwerksstilllegungen als Drohkulisse und Proteste gegen Stilllegungsverbote

Aufbauend auf diesen Strategien der Öffentlichkeitsarbeit kündigten die Stromkonzerne Mitte 2013 umfangreiche Kraftwerkstilllegungen an, um so den Druck auf politische Entscheidungsträger zu erhöhen: E.ON beschloss die Stilllegung von fast 13 Gigawatt konventioneller Kapazität in Europa (E.ON SE 2013g, S. 2), RWE gab an, bis Mitte 2014 deutsche und niederländische Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 3.800 Megawatt vom Markt nehmen zu wollen (RWE AG 2013a, S. 53). Die EnBW verkündete im Juli 2013 die geplante Stilllegung von vier konventionellen Kraftwerksblöcken in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 668 Megawatt (EnBW AG 2013d). Vattenfall führte die Außerbetriebnahme von Kraftwerken im Zusammenhang mit Maßnahmen zur CO₂-Reduzierung an, ohne den Umfang der Maßnahmen zu benennen (Vattenfall GmbH 2013a, S. 22).

Da sämtliche Stilllegungsanträge bei der Bundesnetzagentur eingehen und von dieser offengelegt werden, stellt sich dieser Sachverhalt vergleichsweise transparent dar. Bevor die Stilllegungsvorhaben der großen Vier im Detail behandelt werden, werden zunächst kurz die gesetzlichen Rahmenbedingungen, welche für das weitere Verständnis wichtig sind, dargestellt.

Nach §13b des Energiewirtschaftsgesetzes sind Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die vorläufige oder endgültige Stilllegung von Anlagen über 10 Megawatt mindestens 12 Monate vorab bei dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Der Übertragungsnetzbetreiber entscheidet, inwieweit eine solche Anlage zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erforderlich ist. Die Bundesnetzagentur ist befugt, die Stilllegung einer als *systemrelevant* bewerteten Anlage zu untersagen und deren Bereitschaftsbetrieb zu verfügen. Dieses Vorgehen sowie die Modalitäten der Vergütung systemrelevanter Anlagen werden durch §13b und §13c des EnWG¹⁸⁶ sowie die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) (Deutsche Bundesregierung 2013) geregelt.

Tabelle 37 zeigt eine Liste der – Stand 10. November 2016 – bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Anträge zur Stilllegung von Kraftwerken (beziehungsweise in der Regel einzelner Kraftwerksblocks), die mehrheitlich

186 Die Paragraphen 13a bis 13c wurden mit dem »Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften« (Deutscher Bundestag 2012a) im Dezember 2012 eingeführt. Hier wurde auch die Grundlage zur Einführung einer Reservekraftwerksverordnung geschaffen.

im Besitz der großen Vier waren. Hier ist auch die Entscheidung der Bundesnetzagentur in den einzelnen Fällen aufgeführt. Tabelle 38 zeigt die aufsummierten Kapazitäten der zur Stilllegung angemeldeten Anlagen. Die Situationen der vier Unternehmen waren demnach ziemlich unterschiedlich.

Tabelle 37: Zur Stilllegung angemeldete konventionelle Kraftwerke der großen Vier

Besitzer	Kraftwerk/Block	Typ	Leistung (in MW)	System- relevanz
E.ON	Irsching Block 3+4	Gas, Heizöl	960	Ja
E.ON (50,2%)	Irsching Block 5	Gas	846	Ja
E.ON	Staudinger 4	Gas	622	Ja
E.ON	Ingolstadt Block 3+4	Heizöl	772	Ja
E.ON	Scholven Block D–F	Steinkohle	1366	Nein
E.ON	Knepper Block C	Steinkohle	345	Nein
E.ON	Grafenrheinfeld	Kernenergie	1275	Nein
E.ON (66,7%)	Gasturbine Bielefeld Ummeln	Gas	55	Nein
E.ON (66,7%)	Veltheim Block 3	Steinkohle	303	Nein
E.ON (66,7%)	Veltheim Block 4	Gas, Heizöl	400	Nein
EnBW	Marbach Block 3 (DT III, GT II+III)	Heizöl	424,4	Ja
EnBW	WAL Block 1+2	Steinkohle	244	Ja
EnBW	Heizkraftwerk Heilbronn Block 5+6	Steinkohle	250	Ja
RWE	Gersteinwerk Block F2, G2, I2 (Dampfteile)	Gas	1065	Nein
RWE	Westfalen Block C	Steinkohle	284	Nein
RWE	Goldenberg Block E+F	Braunkohle	111	Nein
RWE/EnBW (40%/32%)	GKM Block 3+4	Steinkohle	405	Nein
Vattenfall	GT Ahrensfelde A–D	Gas	150	Nein
Vattenfall	GTKW Thyrow A–H	Gas, Heizöl	296	Ja
Vattenfall	HKW Lichtenfelde 1–3	Gas	432	Nein
Vattenfall	Brunsbüttel GT A–D	Heizöl	254	Nein
Vattenfall	HKW Charlottenburg GT 6	Gas	67	Nein

Stand November 2016. Quelle: Bundesnetzagentur (2016b). Eigene Zusammenstellung¹⁸⁷

¹⁸⁷ Die Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste wurde von der Bundesnetzagentur erstmals im November 2012 veröffentlicht und enthält – wie auf telefonische Nachfrage von einem Mitarbeiter der Behörde angegeben – alle Anlagen, für welche zu diesem Zeitpunkt Still-

Tabelle 38: Kapazitäten der zur Stilllegung angemeldeten Anlagen der großen Vier

	Insgesamt zur Stilllegung angemeldet	Als systemrelevant ausgewiesen	Anteil an als systemrelevant ausgewiesener Stilllegungsanzeigen
E.ON	6.270 MW	2.779 MW	44,3%
EnBW	1.048 MW	918 MW	87,6%
RWE	1.622 MW	0 MW	0,0%
Vattenfall	1.199 MW	296 MW	24,7%
Insgesamt	10.139 MW	3.993 MW	39,4%

Quelle: Bundesnetzagentur (2016b). Eigene Berechnungen¹⁸⁸

Aus den beiden Abbildungen geht hervor, dass die von der EnBW zur Stilllegung angemeldeten Anlagen fast vollständig als systemrelevant ausgewiesen wurden, während dies im Falle der RWE auf keine einzige Anlage zutraf. Bei Vattenfall wurde ein Viertel als zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig beurteilt, bei E.ON fast die Hälfte. Jedoch ist mit Blick auf E.ON zu betonen, dass fast zwei Drittel der gesamten Stilllegungsanzeigen (der großen Vier) auf E.ON entfielen. Ebenso waren mehr als zwei Drittel aller systemrelevanten Kraftwerksblocks der großen Vier in E.ON-Besitz. In ganzen Zahlen war also E.ON nicht nur das Unternehmen mit den weitreichendsten Stilllegungsvorhaben, sondern auch mit den insgesamt meisten als systemrelevant bewerteten Kraftwerken.

legungsanzeigen vorlagen. Nachdem für die Zeit zwischen 2011 und 2012 keine umfangreicheren Stilllegungsvorhaben von Seiten der Stromkonzerne bekannt sind, sollte die Liste alle Anlagen beinhalten, die aufgrund sinkender Profitabilität in Phase 4 abgeschaltet werden sollten. Die Begründungen für die Abschaltung wurden jedoch nicht im Einzelfall geprüft. Aufgrund dessen könnte die Liste prinzipiell auch Anlagen beinhalten, welche aus anderen Gründen zur Stilllegung angemeldet wurden. Darüber hinaus ist anzumerken: (1) Die drei Blocks des Gersteinwerkes wurden nur zur temporären Stilllegung angezeigt. (2) In ungefähr einem Fünftel der Fälle wurde die Stilllegung angezeigt und genehmigt, jedoch noch nicht durch den Betreiber vollzogen. Dies lässt sich unter Umständen durch die Antragsfristen erklären, die eine Einreichung ein Jahr vor dem geplanten Abschaltungstermin fordern. (3) Die angegebene Leistung der einzelnen Anlagen weicht in unterschiedlichen Quellen (auch von Seiten der Betreiber) häufig ab. Dabei handelt es sich jedoch lediglich um geringfügige Abweichungen, die für die in dieser Arbeit verfolgten Argumentationslinien nicht von Gewicht sind.

¹⁸⁸ Die Gesamtkapazität aller in Deutschland zum Stichtag zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke belief sich auf 17,6 Gigawatt. Damit waren 58 Prozent der in Deutschland zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke in Besitz der großen Vier.

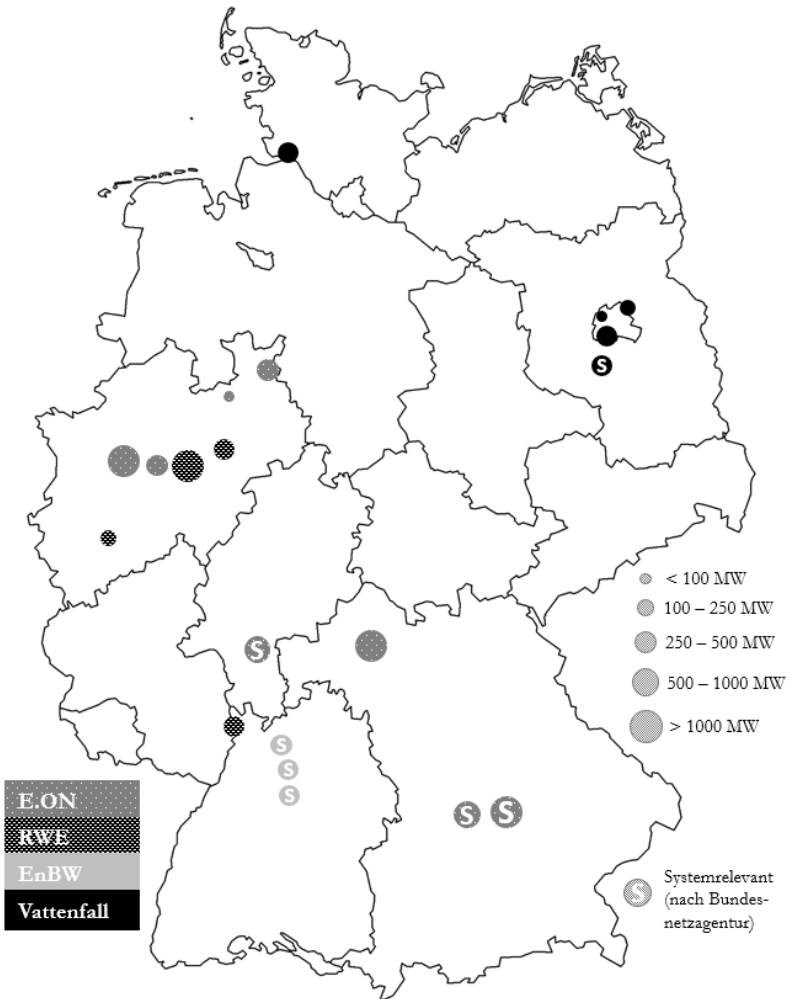
Diese Unterschiede zwischen der Relevanz der Kraftwerke der vier Unternehmen für die Netzstabilität lassen sich auf die geschichtliche Entwicklung des Feldes zurückführen. Aufgrund der vergangenen Unterteilung des deutschen Stromsektors in regionale Versorgungsmonopole (siehe Abschnitt 6.1) wiesen die vier Unternehmen unterschiedliche regionale Schwerpunkte auf. Problematisch waren laut Bundesnetzagentur insbesondere Stilllegungen südlich der Mainlinie, da hier im Zuge des Moratoriums eine größere Menge von Erzeugungskapazität vom Netz ging (und aufgrund beschlossener Atomausstieg bis 2022 perspektivisch weiterhin vom Netz gehen würde) (Bundesnetzagentur 2013, S. 35). Historisch bedingt befand sich der größte Teil der Kraftwerke der EnBW in Baden-Württemberg, während ein großer Teil der E.ON Kapazitäten (der damalige Bayernwerk-Teil) in Bayern stand. Abbildung 28 zeigt die Standorte der zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke der großen Vier, als systemrelevant bewertete Anlagen sind hervorgehoben.

Es lässt sich jedoch letztlich nicht eindeutig festlegen, welche Unternehmen in der vorteilhafteren Lage gewesen wären. Sowohl die Erlaubnis zur Stilllegung einer Anlage wie auch das Stilllegungsverbot sind ambivalent zu bewerten. Die von den Stilllegungsverboten betroffenen Unternehmen brachten insbesondere zwei Kritikpunkte gegenüber den bestehenden gesetzlichen Regelungen vor: Zum einen erhielten Betreiber im ersten Jahr nach der Antragsstellung keine Entschädigung für den Weiterbetrieb der Anlage (EnBW AG 2014c). Zum anderen – und dies war der wesentliche Punkt – bewerteten die Unternehmen die Höhe der Vergütung als unzureichend, da die Reservekraftverordnung die »wesentlichen Kostenfaktoren neuerer Anlagen, vor allem Abschreibungen und Kapitalkosten« nicht anerkenne. Aufgrund dessen wäre ein »wirtschaftlicher Betrieb auf Basis dieser Verordnung [...] nicht möglich« und »Die Eigentümer wären gezwungen, ihre Anlagen nicht kostendeckend zu betreiben« (E.ON SE 2015g).¹⁸⁹ Die EnBW reichte im Januar 2014 Beschwerde beim Oberlandesgericht Düsseldorf gegen die Ablehnung des Antrages auf Stilllegung der Kraftwerksblöcke Marbach und Walheim ein. Das Unternehmen beklagte Einschränkungen der unternehmerischen Handlungsfähigkeit von Kraftwerksbetreibern südlich der Main-Linie sowie erwartete wirtschaftliche Nachteile durch den

189 Ein befragter Vattenfall-Manager berichtete zu diesem Thema, dass »als systemrelevant anerkannte Kraftwerke nicht am Markt betrieben werden dürfen. [...] Es werden lediglich die nachgewiesenen und anerkannten Kosten erstattet. Eine Gewinnerwirtschaftung ist damit nicht vorgesehen« (Vattenfall Interview 3).

Zwang zur Bereithaltung der Anlagen. Abschließend hieß es in der entsprechenden Mitteilung: »Vor diesem Hintergrund erwartet die EnBW eine wirtschaftlich angemessene, faire, wettbewerbskonforme und diskriminierungsfreie Regelung, die im derzeit gegebenem Rechtsrahmen nicht ausreichend gegeben ist« (EnBW AG 2014c).

Abbildung 28: Zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke der großen Vier. Regionale Verteilung systemrelevanter Anlagen



Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur (2016b)

Dies bedeutet jedoch nicht, dass RWE und Vattenfall, deren zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke nur in wenigen Fällen als systemrelevant bewertet wurden, gegenüber E.ON und EnBW im Vorteil gewesen wären. Ein EnBW-Manager deutete die Vor- und Nachteile der jeweiligen Unternehmen an:

»Also wenn sie Kraftwerke stilllegen können, dann ergeben sich natürlich automatisch Stilllegungskosten. Das muss einem einfach klar sein. Und es gibt Konsequenzen, die man teilweise gar nicht monetär direkt bewerten kann, die Kräfte binden und auch was für die Reputation bedeuten. Auf der anderen Seite kann man wirtschaftlich begründete Maßnahmen aber konsequent durchführen« (EnBW Interview 6).

Ein befragter RWE-Manager beschrieb das Dilemma folgendermaßen: »Also am schönsten für uns sind immer Kraftwerke von anderen, die abgeschaltet werden. Die Vorteile haben dann die, die noch im Wettbewerb sind, die noch am Markt sind mit ihren Anlagen und dann einen höheren Preis verdienen« (RWE Interview 4).

Wenngleich sich die Situationen der einzelnen Unternehmen nicht eindeutig als vor- oder nachteilhaft gegenüber den anderen bewerten lassen, so wird doch ein qualitativer Unterschied zwischen den Unternehmen deutlich, welcher sich im Folgenden in verschiedenen Forderungen gegenüber politischen Entscheidungsträgern äußerte.

Kapazitätsmechanismen – Forderungen nach Unterstützung unrentabler konventioneller Kraftwerke

Im Zuge der angekündigten Kraftwerksstilllegungen formulierten die Stromkonzerne Forderungen nach politischen Regularien zur Unterstützung unrentabel gewordener Kraftwerke. Im Kern ging es dabei um die Forderung von *Kapazitätsmechanismen*, welche die Bereitstellung von Reserveleistung für den Fall von Versorgungsengpässen honorieren würden – bezahlt würde damit nicht die Produktion von Elektrizität, sondern das Vorhalten von Erzeugungsleistung. Vordergründig argumentierten die Unternehmen mit dem Erfordernis solcher Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. RWE-Power-Chef Matthias Hartung etwa sagte in einem Zeitungsinterview: »Wenn die Erneuerbaren bei der Einspeisung von Strom Vorrang haben, müssen wir auch über einen Preis für das Vorhalten von Reserven mit konventionellen Kraftwerken reden. Die Erneuerbaren allein können

die Versorgungssicherheit nämlich nicht gewährleisten« (Rhein-Erft Rundschau 2013). Aus dem Hause E.ON hieß es: »Hierzulande wird es Versorgungssicherheit nur geben, wenn die wechselhafte Energieerzeugung aus Wind und Sonne durch eine zweite Linie aus schnell einsetzbaren, sicher verfügbaren Gas- und Kohlekraftwerken unterstützt wird« (E.ON SE 2014f, S. 4).¹⁹⁰

Die Positionen der vier Unternehmen im politischen Aushandlungsprozess waren jedoch mitnichten gleichgerichtet. Grundsätzlich lassen sich zwei Stoßrichtungen unterscheiden: Die Forderung nach der Einrichtung eines *Kapazitätsmarktes* oder die Forderung nach der Bildung einer *strategischen Reserve*. Für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes wurden von unterschiedlichen Akteuren unterschiedliche Vorschläge eingebracht (vgl. Reeg et al. 2015). Gemeinsam ist diesen, dass sie die Organisation der Vergütung von vorgehaltener Produktionsleistung an einem (wie auch immer ausgestalteten) *Markt* vorsehen. Zugang zu einer Vergütung ist damit prinzipiell verschiedenen Akteuren möglich. Eine strategische Reserve demgegenüber sieht die Bereitstellung von Reservekapazitäten *außerhalb* des Marktes vor. Es geht damit um die Förderung festzulegender Einzelanlagen (vgl. Reeg et al. 2015, 22f.). Entlang dieser beiden Pole lassen sich die Forderungen der Stromkonzerne verorten.

RWE und E.ON forderten die Einrichtung eines umfassenden Kapazitätsmarktes. Die RWE gab im 2014er Geschäftsbericht an, sich »im Dialog mit der Politik für die Einführung eines allgemeinen, diskriminierungsfreien Kapazitätsmarktes einzusetzen« (RWE AG 2014a, S. 20). Hoffnung wurde dabei vor allem auf eine »technologieoffene« Lösung gelegt (ebd., S. 5). Die Vorstellungen von E.ON beliefen sich darauf, dass »ein künftiges Kapazitätsregime sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen erfassen, eine ausreichende Wirtschaftlichkeit der Anlagen ermöglichen und von Anfang an Europa-kompatibel konzipiert sein« müsse (E.ON SE 2013h).

190 In der Debatte um Kapazitätsmechanismen stellten die Konzerne die sinkende Rentabilität konventioneller Kraftwerke und die vorgeblich damit verbundenen Gefahren für die Versorgungssicherheit als alleinige Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien dar. So berichtete RWE-Chef Peter Terium, dass es »der subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien« war, welcher »das Thema »Kapazitätsmarkt« erst auf den Tisch gebracht« habe »weil er konventionelle Kraftwerke verdrängt, die weiter gebraucht werden« (RWE AG 2013a, S. 16). EnBW-CEO Frank Mastiaux bezeichnete in seiner Rede auf der Hauptversammlung im April 2014 die »fehlende Wirtschaftlichkeit der konventionellen Erzeugung« als »das drängendste Problem der Energiewende« (EnBW AG 2014f, S. 4).

Diese Forderungen lassen sich mit Blick auf die spezifische Situation der Unternehmen verstehen. Für RWE hätte die Einführung eines Kapazitätsmarktes nur Sinn ergeben, wenn dieser vollständig offen (also technologie-neutral und überregional) gestaltet wäre, da ansonsten RWE-Kraftwerke kaum Chancen gehabt hätten, zum Zuge zu kommen – wie oben angeführt waren alle von RWE zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke als nicht systemrelevant ausgewiesen worden. E.ON hätte ebenfalls aufgrund der heterogenen Produktionsstruktur und breiter regionaler Aufstellung von einer offenen Ausgestaltung profitiert.

EnBW und Vattenfall dagegen sprachen sich gegen die Einrichtung von Kapazitätsmärkten aus. Vattenfall verlautbarte in einem Pressestatement:

»Um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch künftig kosteneffizient zu gewährleisten, ist dazu ein sich selbst organisierender Energiemarkt das beste Instrument. Bis mindestens 2020 wird es große Überkapazitäten bei den fossilen Kraftwerken geben, die eine Marktberreinigung unausweichlich machen. [...] Dagegen ist die sofortige Einführung von flächendeckenden und meist irreversiblen zentralen Kapazitätsmechanismen nicht zielführend, weil die Gefahr besteht, dass solche Systeme zu komplex und fehleranfällig sind und zu neuen Dauer-Subventionstatbeständen führen. Stattdessen sollten vorrangig die Hemmnisse des sog. Energy Only Markets (EOM) beseitigt und durch eine Netzreserve oder Strategische Reserve außerhalb des Marktes abgesichert werden« (Vattenfall GmbH 2014f).

Von Seiten der EnBW hieß es: »Aktuell besteht kein Bedarf für eine vollständige Neuausrichtung des Marktdesigns im Sinne der Einführung von Kapazitätsmärkten. Die Einführung einer Reserve und die Reform des EOM [Energy-only-Markt; Anm. d. Verf.] sehen wir als risikoarme und kostengünstige Möglichkeit an, eine sichere Versorgung durch Stärkung der Marktkräfte auch weiterhin zu ermöglichen« (EnBW AG 2014a, S. 45).¹⁹¹

Die Haltung der EnBW lässt sich vor dem Hintergrund verstehen, dass (wie oben angegeben) der größte Teil der Anlagen des Unternehmens in Süddeutschland standen. Da Engpässe vor allem im Gebiet der EnBW zu erwarten waren, konnten die Konzern-Manager davon ausgehen, im Falle der Einrichtung einer strategischen Reserve zum Zuge zu kommen. Die Einführung von Kapazitätsmärkten dagegen hätte für die EnBW keine zusätzlichen Vorteile mit sich gebracht. Für Vattenfall war die Diskussion um

191 Dazu gab die EnBW eine Studie in Auftrag, aus der hervorging, dass die Einführung von Kapazitätsmärkten, wenn überhaupt nur im Sinne eines koordinierten europäischen Vorgehens sinnvoll wäre. Von einem nationalen Alleingang Deutschlands wäre dagegen abzuraten (A.T. Kearney 2014; siehe auch EnBW AG 2014e).

Kapazitätsmechanismen dagegen nicht allzu relevant. Die Braunkohlekraftwerke, die den überwiegenden Teil der deutschen Produktionskapazitäten des Konzerns ausmachten, waren immer noch wirtschaftlich zu betreiben. Im 2014er Geschäftsbericht hieß es hierzu: »Lignite-fired power plants can still operate at relatively favourable production margins on account of their low fuel costs and low prices for CO₂ emission allowances« (Vattenfall AB 2014a, S. 12). Außerdem war davon auszugehen, dass die Pumpspeicherkraftwerke des Unternehmens im Falle eines Stilllegungsantrages als systemrelevant bewertet und in eine etwaige Förderung fallen würden, da diese Kraftwerke aufgrund ihrer Eigenschaft Last zu simulieren in Gebieten mit hoher volatiler Einspeisung wichtig zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität waren (Vattenfall Interview 3). Kapazitätsmärkte wären also für Vattenfall ebenfalls mit keinerlei Vorteilen verbunden gewesen.¹⁹²

Die 2013 neugewählte Regierung signalisierte nach Amtsantritt die grundlegende Bereitschaft zur Einrichtung von Kapazitätsmechanismen und schien dabei durchaus geneigt, den Maximalforderungen von RWE und E.ON entgegenzukommen. So hieß es im Koalitionsvertrag, das Ziel sei, »mittelfristig« einen »Kapazitätsmechanismus zu entwickeln«, welcher »unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz im Einklang mit europäischen Regelungen unter Gewährleistung wettbewerblicher und technologieoffener Lösungen« sein sollte (CDU et al. 2013, S. 41). Diese Grundsatzentscheidung für die Einführung von Kapazitätsmechanismen – wie auch immer diese letztlich genau auszugestalten wären – war bemerkenswert, da das zwingende Erfordernis solcher Maßnahmen zum damaligen Zeitpunkt in der wissenschaftlichen Debatte durchaus kontrovers diskutiert wurde. Reeg et al. führen dies auf ein »hohes Droh- und Erpressungspotential politischer Entscheidungsträger« hinsichtlich der Frage nach der Versorgungssicherheit zurück. Als Taktiken verweisen die Autoren auf »in die Öffentlichkeit kolportierte Stilllegungspläne, demonstrativ geübte Investitionszurückhaltung und Hinweise auf Einbußen der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der Unternehmen« (Reeg et al. 2015, S. 37).

192 Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass das Unternehmen wenig Interesse am Weiterbetrieb der zur Stilllegung angemeldeten Anlagen hatte. Das Heizkraftwerk Lichterfelde sollte durch einen Neubau am gleichen Standort ersetzt werden, während das Gasturbinenkraftwerk Brunsbüttel im Prinzip nur der Notstromversorgung des (stillgelegten) Kernkraftwerks Brunsbüttel diene. Das als systemrelevant ausgewiesene Gasturbinenkraftwerk Thyrow war dagegen erst 2016 zur Stilllegung angemeldet worden, hatte also zum damaligen Zeitpunkt noch keinen Einfluss auf die Interessenslage Vattenfalls.

Das schließlich vom Wirtschaftsministerium 2015 vorgestellte Weißbuch über einen »Strommarkt für die Energiewende« positionierte sich zunächst formal gegen die Einrichtung eines Kapazitätsmarktes. In der Einleitung hieß es:

»Kapazitätsmärkte können einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten; das ist unbestritten. Dennoch konservieren sie bestehende Strukturen, statt den Strommarkt fit zu machen für die Herausforderungen der Zukunft und der Energiewende. Kapazitätsmärkte können zudem zu Kostendynamiken führen, die wir unbedingt vermeiden müssen, wenn uns an erschwinglichen Strompreisen gelegen ist« (BMWi 2015b, S. 3).

Dennoch lassen sich die im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes als ein Entgegenkommen gegenüber allen vier Unternehmen lesen. Zur Absicherung der Versorgungssicherheit wurden eine sogenannte Kapazitätsreserve sowie eine sogenannte Netzreserve beschlossen. Die *Kapazitätsreserve* sollte zu dem Zweck eingeführt werden, die Versorgung auch dann sicherzustellen, »wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte« (BMWi 2015b, S. 80). Die Auswahl der Kraftwerke für diese Reserve sollte durch Ausschreibung ermittelt werden. »Vorübergehend« sollten jedoch auch einige alte Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve überführt werden, bevor sie anschließend stillgelegt würden – dies diene »der Erreichung der nationalen Klimaziele«. Dieses Vorhaben wurde im Oktober 2015 konkretisiert. Demnach sollten Braunkohlekraftwerke der Unternehmen RWE, Vattenfall und Mibrag im Umfang von insgesamt 2,7 Gigawatt ab 2016 schrittweise vom Markt genommen und für jeweils vier Jahre in eine »Sicherheitsbereitschaft« überführt werden. Über die Gesamtlaufzeit des Programms von sieben Jahren würde eine Vergütung in Höhe von insgesamt 1,6 Milliarden Euro fällig (BMWi 2015c). Kritiker bezeichneten die Regelung als »Milliardenschwere Sterbehilfe« (Zeit Online 2015) oder »Abwrackprämie« (Leuschner 2015b) für alte Braunkohlekraftwerke.¹⁹³ Zusätzlich sollte in Süddeutschland eine

193 Diese Maßnahme stieß insbesondere auf Kritik, da Debatten um die mögliche Einführung einer »Klimaabgabe« für emissionsintensive Kraftwerke vorausgegangen waren. Das Bundeswirtschaftsministerium hatte im März 2015 ein Eckpunktepapier vorgelegt, in welchem unter anderem eine Sonderabgabe für fossil befeuerte Kraftwerke, welche älter als 20 Jahre waren, vorgesehen war (BMWi 2015a). Diese Maßnahme hätte vor allem die Braunkohlelastigen Konzerne RWE und Vattenfall getroffen. Vattenfall äußerte sich öffentlich zurückhaltend. Da sich das Unternehmen seit kurzem auf der Suche nach einem Käufer für

Netzreserve eingerichtet werden, welche »den Netzbetrieb bei regionalen Netzengpässen ab[sichert]« (BMWi 2015b, S. 82). Die Netzreserve sollte sich aus systemrelevanten Kraftwerken zusammensetzen, deren Stilllegung aus Gründen der Netzstabilität untersagt worden war – also zu einem großen Teil aus Anlagen von E.ON und EnBW. Die Netzreserve folgte dabei dem Verfahren der Reservekraftverordnung, jedoch mit zwei entscheidenden Änderungen: Erstens sollten betroffene Kraftwerke ihre Vergütung früher bekommen und zwar ab dem Zeitpunkt, zu dem die Bundesnetzagentur die Systemrelevanz festgestellt hatte – die EnBW hatte zuvor kritisiert, dass das erste Jahr nach der Antragsstellung laut Gesetz bisher unvergütet geblieben war (EnBW AG 2014c). Zweitens sollten zukünftig bei der Berechnung der Vergütungshöhe auch die anteiligen Jahresabschreibungen berücksichtigt werden (BMWi 2015b, S. 84). Dies war als Kernkritikpunkt von E.ON wie auch der EnBW vorgebracht worden.

Somit fanden sich im Weißbuch letztlich Zugeständnisse gegenüber allen vier Unternehmen. Die EnBW wie auch Vattenfall begrüßten die im Weißbuch festgehaltenen Maßnahmen (EnBW AG 2015h, S. 44; Müller 2015), während E.ON die Änderungen der Reservekraftwerksverordnung für einen »ersten Schritt« hielt, darüber hinaus aber betonte, sie ersetze keine »langfristige Lösung« (E.ON SE 2015j). RWE beklagte in einer Stellungnahme die Entscheidung gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes, betonte jedoch, dass die »unterschiedliche Einschätzung der Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten [...] aber nicht den Blick dafür verstellen [soll], dass

die Braunkohlesparte befand (siehe Abschnitt 10.3.2), kam diese Debatte für das Unternehmen zur Unzeit (Handelsblatt 2015a). Die RWE-Führung dagegen machte – unterstützt von kommunalen Aktionären und Gewerkschaften – gegen das Vorhaben mobil (Deutschlandfunk 2015; Frankfurter Rundschau 2015). So äußerte RWE-Chef Peter Terium in seiner Rede auf der Hauptversammlung 2015: »[...] nun hat die Krise eine neue Dimension erreicht. Mit den jüngsten Plänen des Bundeswirtschaftsministeriums zur Einführung eines sogenannten Klimabeitrags für konventionelle Kraftwerke geht es an unsere Substanz. Die Abgabe würde nämlich das sofortige Aus für einen Großteil der Braunkohletagebaue und Braunkohlekraftwerke bedeuten« (Terium 2015). Der U-Turn von Wirtschaftsminister Gabriel, innerhalb weniger Monate von dem Plan der Einführung einer (für RWE und Vattenfall folgenschweren) Klimaabgabe abzuweichen und stattdessen die Einrichtung einer (vergüteten) »Sicherheitsbereitschaft« für stillzulegende Kraftwerke zu verkünden, kann als bemerkenswert gelten.

der Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung grundsätzlich energiewirtschaftlich sinnvoll ausgestaltet ist« (RWE AG 2015e, S. 2).¹⁹⁴

Mit diesen Regelungen hatten die verantwortlichen Politiker eine Entscheidung in Richtung einer mittelfristigen Stabilisierung der Rolle der konventionellen Kraftwerke gefällt. Eine Basis für die Auflösung der für die prekäre Situation der konventionellen Erzeugung ursächlichen Konflikte – den Widersprüchlichkeiten in den technologischen und institutionellen Ordnungsmustern des Feldes – wurde jedoch nicht gefunden. Während die Netzreserve für die Systemstabilität geboten erscheint, repräsentiert die Kapazitätsreserve – vor allem vor dem Hintergrund, dass sie zu Teilen aus einer gescheiterten Klimaabgabe hervorgegangen war – letztlich lediglich eine Vertagung der Lösung zentraler Probleme.

10.2.3 Die Zukunft der Förderung erneuerbarer Energien: Debatten und Neuausrichtung des Förderregimes

Ein zweiter konfliktbehafteter Themenkomplex lag in der Frage nach der Ausgestaltung der zukünftigen Förderung erneuerbarer Energien. Diese Debatte, welche häufig in Zusammenhang mit der Frage nach der Rolle konventioneller Kraftwerke geführt wurde, resultierte letztlich in einer tiefgreifenden Überarbeitung des Förderregimes. Diese Verhandlungen wurden von zwei Impulsgebern vorangetrieben: Zum einen instrumentalisierten die Stromkonzerne vermehrt die negativen Effekte der erneuerbaren Energien auf die konventionelle Erzeugung (in den Debatten um die Einführung von Kapazitätsmechanismen) in ihrem Sinne. Zum anderen forcierte die Bundesregierung zunehmend eine Verlangsamung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus. Obgleich Angela Merkel nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima eine beschleunigte Energiewende ausgerufen hatte, zielten sämtliche seither vorgenommenen Maßnahmen in die entgegengesetzte Richtung. Dieser Prozess soll im Folgenden detaillierter behandelt werden.

Eine erste tiefgehende Anpassung des EEG erfolgte Ende 2011 (Deutscher Bundestag 2011c) vor dem Hintergrund des rasanten Ausbaus der Photovoltaik in den Jahren 2010, 2011 und 2012. Diese Novelle zielte – genauso wie die nachgereichte Photovoltaik-Novelle vom 17. August 2012

¹⁹⁴ Die Maßnahmen wurden durch das »Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)« (Deutscher Bundestag 2016) vom 26. Juli 2016 in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen.

(Deutscher Bundestag 2012b) – vor allem auf die Reduzierung der Photovoltaik-Ausbaugeschwindigkeit sowie auf Maßnahmen zur Netzintegration volatiler erneuerbarer Energien, etwa durch die Einführung der Möglichkeit zur Direktvermarktung regenerativen Stroms (ausführlich hierzu Hoppmann et al. 2014, S. 1431; Lauber und Jacobsson 2016, S. 152f.). Die mit dem Gesetz verfolgte Zielsetzung – die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzubringen – wurde auch von den Stromkonzernen unterstützt. Deren Außenkommunikation bezüglich erneuerbarer Energien hatte sich nach Fukushima grundlegend gewandelt. Während sie vormals die Eignung regenerativer Energieträger als Instrument zur Erreichung der deutschen Klimaziele grundlegend hinterfragt hatten – etwa aufgrund vorgeblieblicher technischer Unzulänglichkeiten oder mangelnder wirtschaftlicher Effizienz (siehe etwa Süddeutsche Zeitung 2009) – brachten sie mittlerweile eine grundlegende Akzeptanz der Energiewende zum Ausdruck. So zitierte etwa das Handelsblatt RWE-Innogy-Finanzchef Hans Bünting mit den Worten »Die Messe ist gelesen, wir werden die Energiewende jetzt konstruktiv begleiten« (Handelsblatt 2011i) und der neu angetretene RWE-Vorstandsvorsitzende Peter Terium bekräftigte im Brief an seine Führungskräfte: »Wir nehmen diese Herausforderung an und bekennen uns als RWE klar dazu, ein Teil der Lösung und nicht ein Teil des Problems zu sein!« (Handelsblatt 2012b). Dies bedeutete jedoch nicht, dass die Unternehmen nicht mehr argumentativ gegen die erneuerbaren Energien vorgingen, die Argumentation hatte sich vielmehr auf eine andere Ebene verlagert. Unter Hinweis auf die vorgeblichen Gefahren für die Versorgungssicherheit oder ausufernde Kosten kritisierten sie nun die konkrete Ausgestaltung des Förderrahmens erneuerbarer Energien sowie deren mangelnde Integration in das bestehende Elektrizitätsversorgungssystem. Der neue RWE-Chef Peter Terium etwa sagte in einem Gastbeitrag im Handelsblatt:

»Der ungesteuerte Ausbau beginnt die Netzstabilität zu gefährden. Deshalb müssen wir über einen marktwirtschaftlicheren und europäischeren Fördermechanismus nachdenken. Auf längere Sicht und mit stark wachsenden Anteilen der Erneuerbaren an der Erzeugung lässt sich ihr unbedingter Einspeisevorrang aus netztechnischen und -ökonomischen Gründen kaum durchhalten« (Terium 2012).

Vattenfall-Deutschland-Chef Tuomo Hatakka mahnte an: »Wir haben immer mehr Planwirtschaft und immer weniger Markt. Das beunruhigt mich,

das ist nicht positiv. Die Gefahr besteht, dass dadurch die Wende zu teuer wird« (Handelsblatt 2012d).¹⁹⁵

Die Debatte um eine tiefgreifende Änderung des Förderrahmens erneuerbarer Energien nahm jedoch erst im Jahr 2013 Fahrt auf. Dies war auf ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren zurückzuführen: Von zentraler Bedeutung war eine sinkende Unterstützung der Vorstellung einer nachhaltigen, dezentral organisierten Stromversorgung in Regierungskreisen. Bereits innerhalb der schwarz-gelben Regierung (2009–2013) hatte sich eine stabile Koalition gefunden, welche auf eine Verlangsamung des Ausbaus erneuerbarer Energien abzielte. Mehrere Versuche, die Förderung erneuerbarer Energien einzugrenzen, waren jedoch aus unterschiedlichen Gründen gescheitert (ausführlicher Lauber und Jacobsson 2016, S. 152; Hoppmann et al. 2014, S. 1430 f.). Diese Interessensgruppe war schließlich aus den 2013er Wahlen gestärkt hervorgegangen. Nicht nur waren die Grünen in der Opposition geschwächt, auch innerhalb der SPD schienen sich die EEG-kritischen Kräfte durchgesetzt zu haben, was sich entsprechend an dem Koalitionsvertrag der großen Koalition ablesen ließ (siehe auch Lauber und Jacobsson 2016, S. 153).¹⁹⁶ Der somit im politischen Prozess gestärkten In-

195 In dieser Argumentation erhielten die Stromkonzerne Schützenhilfe durch die branchenfreundliche Forschungseinrichtung RWI. Das Institut bezifferte in einer Studie die Vorteile eines Quotenmodells zur Förderung erneuerbarer Energien gegenüber dem EEG mit 52 Milliarden Euro bis 2020 (RWI 2012, S. 5). Auftraggeber der Studie war die Lobbyorganisation Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, welche im selben Jahr mit der Aktion »Energiewende Retten – EEG stoppen« für einen Wechsel des Fördermodells warb. Vorsitzender des Kuratoriums der Organisation ist Wolfgang Clement, der den Stromkonzernen bereits in seiner Rolle als Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (2002–2005) zur Seite gestanden hatte (siehe etwa Abschnitt 8.1.2).

196 Dort hieß es unter anderem: »Die Energiewende ist nicht zum Nulltarif zu haben. Die Gesamtkosten sind in den letzten Jahren schnell und stark gestiegen. Private und gewerbliche Stromkunden müssen erhebliche Lasten tragen. Die EEG-Umlage hat mittlerweile eine Höhe erreicht, die für private Haushalte und weite Teile der Wirtschaft, insbesondere auch mittelständische Unternehmen, zum Problem wird, wenn es nicht gelingt, die Kostendynamik zu entschärfen. Mit der grundlegenden Reform, auf die wir uns verständigt haben, wollen wir Ausmaß und Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar bremsen, indem wir die Vergütungssysteme vereinfachen und die Kosten auf einem vertretbaren Niveau stabilisieren. Dazu brauchen wir neben einem berechenbaren und im Gesetz festgelegten Ausbaukorridor insbesondere mehr Kosteneffizienz durch Abbau von Überförderungen und Degression von Einspeisevergütungen, eine stärker marktwirtschaftlich orientierte Förderung, eine Konzentration der Besonderen Ausgleichsregelung auf stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und eine ausgewogene Regelung für die Eigenproduktion von Strom« (CDU et al. 2013, S. 38 f.).

teressensgemeinschaft der EEG-Gegner bot sich 2013 durch zwei Sachverhalte Gelegenheit, gegen die erneuerbaren Energien mobil zu machen. Erstens war die EEG-Umlage seit 2011 stark angestiegen, eine Entwicklung, welche sich im Rahmen einer Debatte um die Kosten der Energiewende instrumentalisieren ließ. Zweitens eröffnete die EU-Kommission ein Verfahren gegen Deutschland, in dessen Rahmen die Vereinbarkeit des EEG mit EU-Gesetzgebung in Frage gestellt wurde. Hierdurch bot sich politischen Entscheidungsträgern die Möglichkeit, die Verantwortlichkeit für die unpopuläre¹⁹⁷ Entscheidung eines Beschnitts der Erneuerbare-Energien-Förderung an die EU weiterzureichen. Im Folgenden soll zuerst die Kostendebatte dargestellt werden. Anschließend wird auf das EU-Beihilfverfahren eingegangen und die erneute Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes inhaltlich beschrieben.

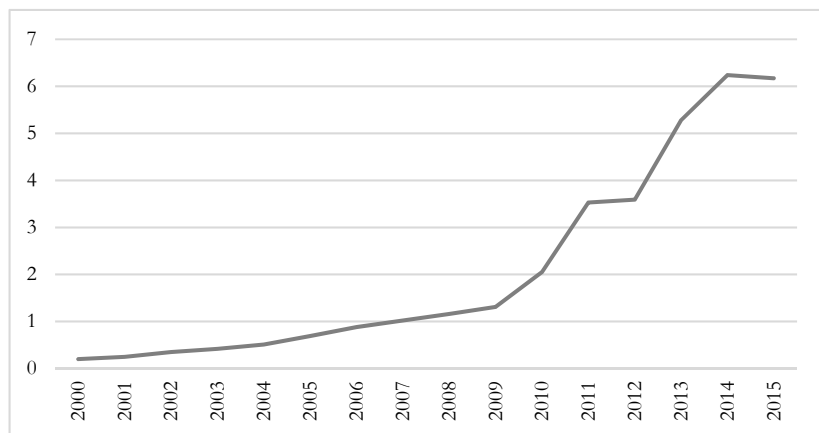
Die Strompreisdebatte

Wie in Abschnitt 7.2.2 ausführlicher dargestellt, wurde gemäß EEG die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien durch Umlage auf die Strompreise finanziert. Diese EEG-Umlage bestand also in der Differenz zwischen dem Marktpreis des regenerativen Stroms und dessen qua Gesetz garantierter technologiespezifischer Vergütung. Dieser Betrag stieg zwischen 2010 und 2011 und zwischen 2012 und 2014 jeweils sprunghaft an (siehe Abbildung 29). Während ein durchschnittlicher Haushalt im Jahr 2010 noch 2,05 Cent pro Kilowattstunde an EEG-Umlage zu entrichten hatte, war dieser Beitrag 2015 mit 6,17 Cent pro Kilowattstunde um mehr

197 Die erneuerbaren Energien trafen bei der deutschen Bevölkerung zeitübergreifend auf breite Unterstützung, wie das Umweltministerium in wiederholten (repräsentativen) Umfragen zum *Umweltbewusstsein in Deutschland* festgestellt hatte. Der Aussage »Wir brauchen einen konsequenten Umstieg auf erneuerbare Energien« stimmten in den Jahren 2006, 2008 und 2010 87 Prozent, 86 Prozent beziehungsweise 85 Prozent der Befragten »voll und ganz« oder »eher« zu (BMU 2010, S. 43). In den Jahren danach wurde das Thema in abgewandelter Fragestellung in der Umfrage zum *Naturbewusstsein* behandelt. Die Frage »Halten sie die Energiewende – hin zu einer überwiegenden Versorgung aus erneuerbaren Energien – für richtig?« beantworteten in den Jahren 2011, 2013 und 2015 63 Prozent, 56 Prozent sowie 61 Prozent der Befragten mit »ja« (BMU 2015, S. 56). Ob zwischen 2010 und 2011 ein Absinken der Zustimmung gegenüber erneuerbaren Energien stattgefunden hat, lässt sich aufgrund unterschiedlicher Fragestellung und Skalierung der Antwortmöglichkeiten nicht bewerten, auffallend ist allerdings ein temporäres Absinken der Zustimmungswerte im Jahr 2013, zurückzuführen vermutlich auf die Debatten um die Kosten der Energiewende.

als das doppelte gewachsen. In Prozent machte die Umlage 2010 8,7 Prozent der Haushaltsstrompreise aus, 2015 21,5 Prozent (Eigene Berechnungen auf Basis von BDEW e.V. 2016a, S. 48).

Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Umlage für Haushalte 2000–2015



In ct/kWh. Quelle: BDEW e.V. (2016a, S. 48)

Dieser eindrucksvolle Anstieg bildet jedoch nicht direkt die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien ab (und auch nicht den mengenmäßigen Ausbau der erneuerbaren Energien), sondern ist auf ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren zurückzuführen: Die *Ausgleichsmechanismusverordnung* (siehe Abschnitt 9.1) verstärkte ab 2010 den preissenkenden Einfluss der erneuerbaren Energien an der Strombörse. Aufgrund dessen (sowie wegen niedriger Rohstoff- und Emissionszertifikatpreise) *sinkende Börsenstrompreise* wiederum erhöhten den durch die EEG-Umlage zu entrichtenden Differenzbetrag zwischen Marktpreis und garantierter EE-Vergütung. Gleichzeitig war die gesamte *Menge* zu vergütender Kilowattstunden aus *erneuerbaren Energien* durch den vorangeschrittenen Ausbau selbiger gestiegen. Es gab also eine größere Menge erneuerbarer Energien, deren Vergütung pro Kilowattstunde aufgrund niedriger Großhandelsstrompreise gestiegen war. Dazu kamen die mit der »Besonderen Ausgleichsregelung« im EEG 2004 (Deutscher Bundestag 2004a) eingeführten *Befreiungen der energieintensiven Industrie*¹⁹⁸ von der

¹⁹⁸ Gawel et al. (2012) stellten auf die Möglichkeiten ab, einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage durch die Eingrenzung des Kreises befreiter Unternehmen auszubremsen und führten kritisch an: »Zum Teil profitieren ausgerechnet energieintensive Unternehmen

Zahlung der EEG-Umlage. Diese Sonderregelung, welche seither bei etlichen Gelegenheiten ausgeweitet worden war, hatte den von den Privathaushalten zu tragenden Anteil der Kosten erneuerbarer Energien stetig erhöht (vgl. Gawel et al. 2016, S. 52; Mayer und Burger 2014).

Obleich also die EEG-Umlage in ihrer Entwicklung zu beträchtlichem Maße vom mengenmäßigen Ausbau der erneuerbaren Energien entkoppelt war und damit »als Maßstab für die EEG-induzierten Steigerungen des Strompreises [...] völlig unzureichend« zu bewerten war (Gawel et al. 2016, S. 52) – was im Übrigen dem größeren Teil der Verantwortlichen in Wirtschaft und Politik bekannt gewesen sein durfte – entfachte ihr Ansteigen weitreichende Debatten über die Kosten der Energiewende. Infolge dessen brachte Umweltminister Peter Altmaier Anfang 2013 eine »Strompreisbremse« in Form der Deckelung der EEG-Umlage ins Gespräch,¹⁹⁹ während Kritiker der erneuerbaren Energien die Sozialverträglichkeit der Energiewende hinterfragten.²⁰⁰ Auch die Konzerne gebärdeten sich als Fürsprecher der Einkommensschwachen. Vattenfall-Vertriebschef Rainer Wittenberg hatte bereits 2012 eine »sozialverträgliche Verteilung der Kosten« angemahnt und zwar unter Verweis auf »viele Hartz-IV-Haushalte, die bei diesem Strompreis ins Wanken kommen« (Westdeutsche Allgemeine 2012b), während E.ON-Chef Johannes Teysen feststellte, Altmaiers Vorschlag sei ein »wichtiger und richtiger Aufschlag für eine dringend zu führende Diskussion«, da die »Grenzen der Belastbarkeit vor allem für den Mittelstand und die Haushalte [...] in Sicht« seien (Westdeutsche Allgemeine 2013a). Diese Debatten führten auch zu einer einmaligen Abnahme der ansonsten zeitübergreifend hohen Zustimmungswerte der Bevölkerung gegenüber erneuerbaren Energien im Jahr 2013.²⁰¹

Die Stromkonzerne nutzten die öffentliche Stimmung, um den Ton ihrer Argumentation zu verschärfen. Hans Bünting, Chef der Erneuerbare-Energien-Sparte der RWE, stellte etwa fest, das EEG sei »in seiner aktuellen

über die Senkung der Großhandelspreise mehr vom EEG, als sie selbst zur Finanzierung beitragen« (Gawel et al. 2012, S. 282; Hervorhebung im Original).

199 Dieser Vorschlag mündete in einem gemeinsamen Entwurf von Wirtschafts- und Umweltministerium (BMU und BMWi 2013), welcher jedoch aufgrund von Widerstand auf Länder-Ebene nicht weiterverfolgt wurde (Lauber und Jacobsson 2016, S. 153).

200 Zur kritischen Rezeption der Kostendebatte im Allgemeinen und der interessensgeleiteten Instrumentalisierung der »sozialen Frage« siehe auch ausführlicher Gawel et al. (2012, S. 282), Gawel et al. (2016) sowie Tews (2014).

201 Siehe auch Fußnote 197.

Form weder volkswirtschaftlich noch politisch haltbar« (FinanzNachrichten.de 2013) und E.ON-Aufsichtsratschef Werner Wenning schrieb in der Rubrik »E.ON-Standpunkte« auf der Web-Präsenz des Unternehmens über die deutsche Energiepolitik:

»Der allzu kühne Traum, mit viel Euphorie und noch mehr Steuergeldern die Energiestrukturen eines hochentwickelten Industrielandes komplett umzubauen, ist längst auf dem Weg, zu einem Albtraum für den Standort Deutschland zu werden. [...] Keines der Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks wird derzeit erreicht. Die Versorgungssicherheit wankt, die Energiepreise steigen und die Klimabelastung nimmt zu, nicht ab. Wir brauchen endlich eine Generalrevision der Energiewende, kosmetische Korrekturen reichen nicht aus« (Wenning 2013).

Die EnBW schlug demgegenüber leisere Töne an. Bei aller Kritik vor allem an der mangelnden Rentabilität konventioneller Kraftwerke betonte EnBW-Chef Frank Mastiaux gegenüber der Stuttgarter Zeitung dennoch: »Man muss das EEG näher an den Markt bringen. Das Pferd zu wechseln und auf ein ganz anderes System zu setzen, halte ich für falsch, weil damit auch eine neue Lernkurve beginnen würde, die wir beim EEG schon hinter uns haben« (Stuttgarter Zeitung 2013).

Ein EU Prüfverfahren auf staatliche Beihilfen und die 2014er EEG-Novelle

Ein zweiter Veränderungsimpuls ging von der *Europäischen Kommission* aus. Aufgrund von Beschwerden seitens Verbrauchern und Wettbewerbern leitete die EU-Kommission im Dezember 2013 ein Prüfverfahren ein, welches unter anderem der Frage nachgehen sollte, inwieweit es sich bei der Befreiung energieintensiver Unternehmen von der EEG-Umlage um eine mit EU-Recht unvereinbare staatliche Beihilfe handelte.²⁰² In der entsprechenden Pressemitteilung der EU-Kommission hieß es:

»Die den stromintensiven Unternehmen gewährte Teilbefreiung von der Umlage scheint aus staatlichen Mitteln finanziert zu werden. Sie steht nur Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit einem Verbrauch von mindestens 1 GWh/a offen, deren Stromkosten 14 % ihrer Bruttowertschöpfung ausmachen. Durch die Teilbefreiungen scheint den Begünstigten ein selektiver Vorteil gewährt zu werden, der

202 Neben den Industriebefreiungen stieß das sogenannte »Grünstromprivileg« auf Kritik seitens der EU-Kommission. Nach dieser Regelung (EEG 2012 §39) konnten Stromversorger sich von der Zahlung der EEG-Umlage befreien lassen, wenn die von ihnen gelieferten Elektrizitätsmengen zu mehr als 50 Prozent aus inländischen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammten (Europäische Kommission 2013b).

den Wettbewerb im EU-Binnenmarkt wahrscheinlich verfälscht. Die derzeitigen Leitlinien für staatliche Beihilfen sehen die Möglichkeit derartiger Teilbefreiungen nicht vor« (Europäische Kommission 2013b).

Die Drohkulisse milliardenschwerer Belastungen der deutschen Industrie im Falle einer Umlage-Nachzahlungsforderung²⁰³ kam den verantwortlichen politischen Entscheidungsträgern offenbar gelegen, um eine schnelle top-down Novellierung des EEGs durchzusetzen, in dessen Ausformulierungsprozess die Vorschläge etlicher Stakeholder unter Verweis auf die neuen EU-Beihilferegelungen abgewiesen wurden (Tews 2015, S. 280). Von der Diskussion alternativer Lösungen wurde offenbar abgesehen. Insbesondere kam die Möglichkeit einer Anpassung der Industrieprivilegien wohl nicht in Frage, obgleich hierin der wesentliche Angriffspunkt der EU bestand. Stattdessen war die am 27. Juni 2014 vom Bundestag verabschiedete EEG-Novelle (Deutscher Bundestag 2014) nicht nur vollständig mit dem EU-Beihilferecht harmonisiert, sondern stellte auch einen fundamentalen Wechsel des Förderinstrumentariums dar – und zwar weg von einer preisbasierten, hin zu einer volumenbasierten Steuerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus (Tews 2015, S. 280 f.). Die wichtigsten Änderungen des reformierten EEG waren:

1. §3 legte für die einzelnen Technologien *Ausbaupfade* fest. Diese beliefen sich auf: 2.500 Megawatt pro Jahr für Onshore-Windenergie; 6.500 Megawatt bis 2020 und 15.000 Megawatt bis 2030 für Offshore-Windkraftanlagen; Photovoltaik wurde auf 2.500 Megawatt pro Jahr begrenzt, Biomasse auf 100 Megawatt. In Bezug auf die Windkraft bedeutete dies eine Steigerung gegenüber dem durchschnittlichen Jahresausbau seit 2000, gegenüber den ausbaustarken letzten Jahren jedoch einen Beschnitt. Noch stärker zeigte sich diese Tendenz in Bezug auf die Photovoltaik. Hier entsprach der Korridor ziemlich genau dem durchschnittlichen Ausbau seit 2000, war jedoch bei weitem geringer als der Rekordausbau der Jahre 2010, 2011 und 2012. Für Biomasse (und Biogas) bedeuteten die Mengenziele einen signifikanten Einschnitt – zuvor war der durchschnittliche Jahreszuwachs mehr als dreimal so hoch (eigene Berechnungen auf Basis von BMWi 2017, S. 7).

203 Nach Angaben des IWR belief sich die Höhe der Umlage-Befreiung der energieintensiven Industrie für das Jahr 2013 auf vier Milliarden Euro (IWR 2014a).

2. Für Neuanlagen wurde die Einspeisevergütung durch die *verpflichtende Direktvermarktung* ersetzt (§2 Abschnitt 2). Produzenten von regenerativem Strom hatten künftig ihren Strom selbst an der Börse zu vermarkten und wurden dafür mit einer technologiespezifischen Marktprämie²⁰⁴ vergütet. Die Höhe der Marktprämie berechnete sich aus einem technologiespezifischen »anzulegenden Wert«, von welchem der Monatsmittelwert für Stundenkontrakte am EPEX Spotmarkt abzuziehen war (§34 sowie Anlage 1) – dadurch sollten für Stromproduzenten Anreize geschaffen werden, vermehrt in Zeiten hoher Marktpreise einzuspeisen, also ihr Angebot stärker an dem Bedarf auszurichten. Die bisher gültige Einspeisevergütung sollte zukünftig nur noch für Bestandsanlagen sowie Kleinanlagen unter 500 Kilowatt (bei Inbetriebnahme bis Ende 2015) beziehungsweise 100 Kilowatt (Inbetriebnahme ab 2016) gelten.
3. Außerdem sollte nach §2 Abschnitt 5 die Förderhöhe erneuerbarer Energien ab 2017 durch *Ausschreibungsverfahren* ermittelt werden, durchzuführen durch die Bundesnetzagentur. Dieses Verfahren sollte vorab für Photovoltaik-Freiflächenanlagen getestet werden (§55), über die Ergebnisse dieses Pilotverfahrens hatte die Bundesregierung bis Ende Juni 2016 Bericht zu erstatten (§99). Obgleich im Gesetz explizit das Ziel formuliert war, »die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien« solle bei »der Umstellung auf Ausschreibungen [...] erhalten bleiben«, vermuteten Kritiker unter Verweis auf die Erfahrungen in anderen Ländern, dieses Instrument würde vor allem Großunternehmen begünstigen und wenig professionalisierte Akteure benachteiligen (vgl. etwa Lauber und Jacobsson 2016, S. 154; Tews 2015, S. 281).²⁰⁵

204 Die Direktvermarktung wurde bereits mit dem 2012er EEG eingeführt, damals jedoch als freiwillige Option. Ausführlichere Informationen zur Direktvermarktung sowie eine erste Bewertung des Instruments finden sich in Purkus et al. (2014).

205 Zu einer vertiefenden Diskussion der Auswirkungen des neuen Förderregimes auf die Akteursvielfalt im deutschen Stromsektor siehe Beermann und Tews (2016) sowie Ohlhorst (2017).

Am 23. Juli genehmigte die EU-Kommission das Gesetz als im Einklang mit dem EU-Beihilferecht (Europäische Kommission 2014a). Bezüglich der Europarechtskonformität des EEG 2012 kam die EU-Kommission im November 2014 zu dem Ergebnis, dass »Ein kleiner Teil der Befreiungen [...] höher [war] als nach den EU-Beihilfavorschriften zulässig« und ordnete für die betroffenen Unternehmen Nachzahlungen für die Jahre 2013 und 2014 an (Europäische Kommission 2014b), welche sich auf insgesamt etwa 40 Millionen Euro beliefen (BMW 2014). Gegen diesen Beschluss reichte die deutsche Bundesregierung im Februar 2015 Klage beim Europäischen Gerichtshof ein (BMW 2015d), welche im Mai 2016 abgewiesen wurde (Gericht der Europäischen Union 2016).

In den Publikationen der Stromkonzerne fand keine detaillierte Bewertung der 2014er EEG-Novelle statt. Von der Seite E.ONs hieß es: »Insgesamt positiv können die Regelungen im Bereich Offshore und Wasserkraft gesehen werden, neue Geschäftschancen können sich im Bereich Energiedienstleistungen ergeben. Negative Auswirkungen sind beim Neugeschäft im Bereich Bioerdgas zu erwarten« (E.ON SE 2014d, S. 23). Vattenfall benannte das EEG als einen »Schritt in die richtige Richtung« ohne jedoch ins Detail zu gehen (Vattenfall GmbH 2014c). Die EnBW wie die RWE führten in ihren Berichten die Eckpunkte der Neuregelungen auf, jedoch ohne eine explizite Bewertung vorzunehmen (EnBW AG 2014a, S. 44; RWE AG 2014a, S. 30). Im Interview beurteilte ein befragter EnBW-Manager das Ausschreibungsmodell kritisch:

»Also wir waren kein Freund vom Ausschreibungsmodell. Wir haben ein Marktintegrationsmodell unterstützt...es gibt noch kein internationales Beispiel, dass Ausschreibungen im Erneuerbaren-Bereich wirklich effizient sind. Es gibt Winner-Curse-Problematiken, dass da jemand den Zuschlag bekommt, der dann aber merkt, oh shit, mit dem Zustand kann ich gar nicht wirtschaftlich tätig werden hier. Es gibt erhebliche Designprobleme, um das wirklich anständig hinzubekommen. Und deshalb haben wir zumindest sehr viele Fragen gestellt. Wir sind sehr dafür, dass das erst einmal mit Piloten getestet wird. [...] Wir haben ein Interesse daran, dass wir auf wirtschaftlich verlässlicher Basis investieren können und auch eine angemessene Rendite bekommen. Und da habe ich nach wie vor Zweifel, ob ein Ausschreibungsmodell dem gut tut oder nicht« (EnBW Interview 3).

Insgesamt lässt sich also bei diesem Thema eine vergleichsweise zurückhaltende Außenkommunikation der großen Vier feststellen. Zwar stellte die Umstellung auf ein Ausschreibungsverfahren die Erfüllung der langjährigen Forderungen der Stromkonzerne (außer der EnBW) und des Branchenver-

bandes BDEW (und vormals des VDEW) dar, dieser grundlegende Richtungswechsel hätte für die großen Vier jedoch bedeutend früher kommen müssen, um die Erosion ihrer etablierten Geschäftsmodelle abzuwenden. Dagegen war die zeitgleich verhandelte Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und die damit verbundene Frage nach der Vergütung von Reservekraftwerken für die Unternehmen bei weitem drängender. Die großen Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien und die damit einhergehenden Markteffekte ließen sich nicht mehr rückgängig machen, während die gesetzliche Förderung ansonsten unrentabler konventioneller Kraftwerke immerhin eine Linderung der Probleme der Konzerne versprach.

Mit Blick auf die übergreifende Krise des Feldes, welche aus dem Konflikt zwischen den technologischen Charakteristika (fluktuierender) erneuerbarer Energien und konventionellen Kraftwerken im Kontext der bestehenden institutionellen Rahmung des Sektors hervorging, bedeutete die Umstellung des EEG auf ein Ausschreibungsverfahren bei gleichzeitiger Festlegung von Ausbaukorridoren eine Entschärfung, aber keine Auflösung der zugrunde liegenden Widersprüchlichkeiten. Es verhält sich mit der Novellierung der Erneuerbare-Energien-Förderung also ähnlich wie mit der Unterstützung konventioneller Kraftwerke. So wie unerwartete Sprünge beim Erneuerbare-Energien-Ausbau unterbunden wurden, so wurden auch die Auswirkungen eines marktinduzierten Ausscheidens von konventionellen Anlagen für die betroffenen Unternehmen entschärft. Damit wurden prinzipiell sowohl die erneuerbaren Energien wie auch die konventionellen Kraftwerke unterstützt und die Konflikte zwischen den Technologien (sowie zwischen den durch sie repräsentierten verschiedenen Deutungen des Feldes) in sanfter Weise in die Zukunft weitergetragen.

10.2.4 Die Hoheit über die Verteilnetze II:

Rekommunalisierungsbestrebungen in Hamburg, Berlin und Stuttgart

Ein dritter zentraler Konflikt ging von der auch in Phase 4 präsenten Rekommunalisierungsbewegung aus. Bereits in Phase 3 hatten vermehrt Gemeinden versucht, die Kontrolle über den Verteilnetzbetrieb zurückzuerlangen. Diese Rekommunalisierungsbewegung führte zu einer Verschiebung der Akteurskonstellation auf der Verteilnetzebene und reduzierte den Einfluss der Stromkonzerne in diesem Bereich. Aufbauend auf den allgemeinen Darstellungen in Abschnitt 9.2.2 lassen sich drei wichtige aktuellere Fälle

aufführen, welche von großer Bedeutung für die Entwicklung des Sektors und die betroffenen Unternehmen waren. Dabei handelt es sich um die seinerzeit in der Öffentlichkeit vieldiskutierten Rekommunalisierungsvorhaben in den deutschen Großstädten Hamburg, Berlin und Stuttgart. Diese drei Fälle sollen im Folgenden kurz in ihrem Verlauf beschrieben und anschließend bewertet werden.

Die Konzession zum Stromnetzbetrieb²⁰⁶ in *Hamburg* lief mit dem Ende des Jahres 2014 aus. Konzessionsträger war bis dahin die Stromnetz Hamburg GmbH, welche sich zu 74,9 Prozent in Besitz von Vattenfall und zu 25,1 Prozent²⁰⁷ in Besitz der Stadt Hamburg befand. Mit Blick auf das absehbare Ende der bestehenden Verträge gründete sich 2010 die Volksinitiative *Unser Hamburg – Unser Netz*, welche sich für die »vollständige Übernahme der Hamburger Verteilnetze für Strom, Gas und Fernwärme in die Öffentliche Hand« einsetzte, ein Ziel, welches mittels eines Volksentscheids erreicht werden sollte (Unser Hamburg – Unser Netz e.V. 2016). An der Initiative, welche sich als überparteilich verstand, beteiligten sich gut 50 zivilgesellschaftliche Organisationen aus den Bereichen Umwelt, Kirche, Verbraucher- und Mieterschutz. Zur Unterstützung der Stadt Hamburg bei der Übernahme der Stromnetze formierte sich darüber hinaus im April 2013 die Genossenschaft *EnergieNetz Hamburg* (EnergieNetz Hamburg eG 2013). Im September 2013 wurde zeitgleich mit der Bundestagswahl in einem Referendum über die Zukunft des Netzbetriebes in Hamburg entschieden. Im Ergebnis sprach sich eine knappe Mehrheit – 444.352 Personen beziehungsweise 50,9 Prozent der gültigen Stimmen – für einen Netz-Rückkauf aus (Becker et al. 2016, S. 233). Die vollständige Übernahme der Stromnetz Hamburg GmbH durch die Stadt Hamburg erfolgte im Februar 2014 – zum Preis von gut 400 Millionen Euro.²⁰⁸

206 Im Folgenden werden ausschließlich die Stromnetzkonzessionen behandelt. Das Hamburger Gasnetz beispielsweise ist mehrheitlich (74,9 Prozent) in Besitz von E.ON. Rekommunalisierungsbestrebungen im Bereich Gas und Wärme werden in der vorliegenden Arbeit nicht thematisiert.

207 Der Erwerb der 25,1-prozentigen Beteiligung erfolgte im Jahr 2012. Zuvor war die Stromnetz Hamburg GmbH ein 100-prozentiges Tochterunternehmen von Vattenfall.

208 Bemessen an dem im Vattenfall Geschäftsbericht aufgeführten »vorläufigen« Kaufpreis, welcher mit 550 Millionen Euro für 100 Prozent des Unternehmens angegeben wurde. Mit dem Deal verbunden war eine Option der Stadt Hamburg zum Erwerb eines 74,9-prozentigen Anteil an der Fernwärmegesellschaft Vattenfall Wärme Hamburg GmbH im Jahr 2019 (Vattenfall GmbH 2014a, S. 8).

Die Konzession zum Betrieb der Stromnetze in *Berlin* lief ebenfalls²⁰⁹ im Dezember 2014 aus und wurde vormals von der Stromnetz Berlin GmbH, einem 100-prozentigen Tochterunternehmen von Vattenfall, gehalten. Auch hier formierten sich zwei Initiativen, welche jedoch im Detail unterschiedliche Zielsetzungen formulierten. Der *Berliner Energietisch* – ein Bündnis von etwa 50 mehrheitlich linken lokalen Initiativen – setzte sich für die »Rekommunalisierung der Stromnetze« und die »Gründung eines ökologischen und demokratisch kontrollierten Stadtwerkes« ein (Berliner Energietisch 2012). Diese Ziele sollten mittels eines Referendums erreicht werden. Bei der *BürgerEnergie Berlin* dagegen handelte es sich um eine Genossenschaft, welche maßgeblich auf Akteure aus Anti-Atom- und Umweltbewegung zurückging und Geld sammelte, um »gemeinsam mit vielen Bürgerinnen und Bürgern das Berliner Stromnetz [zu] kaufen und in Zukunft in einem bürgereigenen Unternehmen selbst [zu] betreiben« (BürgerEnergie Berlin eG 2016). Vattenfall begegnete diesen Vorhaben mit einer breit angelegten Kampagne (ausführlicher Becker et al. 2015, S. 82). Den Mitgliedern des Berliner Energietisches gelang es schließlich, einen Volksentscheid herbeizuführen, welcher am 3. November 2013 durchgeführt wurde – und scheiterte. Zwar stimmten 83 Prozent der Abstimmungsteilnehmer für die Übernahme des Netzbetriebes, qua Gesetz war jedoch ein Quorum von 25 Prozent der Stimmberechtigten erforderlich, welches um 21.000 Stimmen (beziehungsweise 0,9 Prozent der Stimmberechtigten) verfehlt wurde. Der bestehende Konzessionsvertrag wurde im Mai 2015 verlängert (Becker et al. 2016, S. 232).

Ein interviewter Vattenfall-Manager brachte die Rekommunalisierungsbestrebungen in Hamburg und Berlin »unter anderem mit der fatalen Entscheidung, die Markennamen HEW und Bewag aufzugeben« in Verbindung und damit mit dem schlechten Image der Stromkonzerne. Er führte weiter aus: »Wenn die Bewag heute noch Bewag hieße, dann wäre das Thema Stromnetze überhaupt kein Thema!« (Vattenfall Interview 1).

Die Außenkommunikation von Vattenfall zum Ausgang dieser beiden Fälle erwies sich als relativ zurückhaltend. Nach dem Hamburger Volksentscheid hieß es, man nehme das Votum der Bürger »mit Respekt zur Kenntnis« (Vattenfall GmbH 2013c). In einem Newsletter zur »Berliner Energiewende« gab das Unternehmen an, sich unabhängig vom unterschiedlichen Ausgang der Volksentscheide »in beiden Städten unverändert als Partner der

209 Die beiden Fälle weisen einige Gemeinsamkeiten auf, weshalb Becker et al. (2016) folgerichtig einen systematischen Vergleich vornahmen.

Stadt« zu sehen (Vattenfall GmbH 2014b). Grundlegend ist der Ausgang des Bürgervotums in Hamburg als negativ für Vattenfall zu bewerten, da den einmaligen Einkünften aus der Veräußerung (Vattenfall GmbH 2013a, S. 104) der Verlust von stabilem, langfristigem Ertrag aus reguliertem Geschäft entgegenstand.

In *Stuttgart* beschloss der Gemeinderat im Mai 2011 die Gründung eines Stadtwerkes mit dem Ziel, die Versorgungsnetze von der EnBW zurückzukaufen und eine ökologische Energieerzeugung aufzubauen (Stuttgarter Nachrichten 2011), ein Vorhaben welches im Juli 2012 umgesetzt wurde. In dem Verfahren zur Neuvergabe der zum 31. Dezember 2013 auslaufenden Konzessionsverträge über den Betrieb der Stuttgarter Strom- und Gasnetze fiel die Wahl nach Beschluss des Gemeinderates vom März 2014 auf ein Joint Venture der Stadtwerke Stuttgart und der mittlerweile in Netze BW GmbH umbenannten EnBW Regional AG als neuen Konzessionsträger. In dem vergleichsweise komplexen Kooperationsmodell sollte der *Betrieb* des Netzes mittelfristig mehrheitlich durch die EnBW erfolgen, während die Stadtwerke mehrheitlicher *Besitzer* der gemeinsamen Gesellschaft waren (Landeshauptstadt Stuttgart 2014). Die vertragliche Einigung erfolgte im August desselben Jahres und wurde von allen Beteiligten als Erfolg dargestellt (Landeshauptstadt Stuttgart et al. 2014). Obgleich die EnBW in ihrem Geschäftsbericht angab, dass sich »die neue Vertragskonstellation mit der Stadt Stuttgart negativ auf die Ergebnissituation« des Geschäftsbereichs Netze auswirken würde (EnBW AG 2014a, S. 85), kann die Lösung als ein gegenüber einem Totalverlust der Konzession vorzuziehender Kompromiss bewertet werden.

Die Bedrohung, welche für die Konzerne von Rekommunalisierungsvorhaben ausging, ist in Phase 4 gegenüber den Anfängen der Bewegung als nochmals größer einzuschätzen. Da mittlerweile gesicherten Einkünften aus reguliertem Geschäft eine höhere Bedeutung zukam und einige neue Wachstumsfelder – etwa dezentrale Energiedienstleistungen oder Smart Grids – auf dem Netzbetrieb aufbauten (siehe ausführlicher Abschnitt 10.3.3), stieg der Wert, welcher diesem Geschäftsbereich im Feld zuzuschreiben ist.

10.2.5 Diskussion: Ursachen für die Krise der großen Stromkonzerne

Wie aus der Darstellung der Entwicklungen des deutschen Stromsektors hervorgeht, war die Krise der deutschen Stromkonzerne, obgleich sie erst nach Fukushima evident wurde, bereits bedeutend früher angelegt. Maßgeblich ist sie auf fünf Entwicklungen zurückzuführen: Die (1) Einschränkung des Handlungsspielraums durch verstärkte Re-Regulierung ab 2005, (2) den Verlust von Verteilnetz-Konzessionen durch die Rekommunalisierungsbewegung, (3) Abschreibungen aufgrund vergangener überteuerter Übernahmen, (4) die sinkende Rentabilität konventioneller Erzeugungskapazitäten sowie (5) Verlusten aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie in Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima. Diese fünf Entwicklungen sollen im Folgenden kurz bewertet werden, um eine Antwort auf die Frage nach den Verantwortlichkeiten für die Krise der Stromkonzerne zu finden.

In Folge extensiver Ausübung von Marktmacht in den Jahren nach der Liberalisierung, welche sich unter anderem in steigenden Verbraucherpreisen ausdrückte und der im Zuge von kartellrechtlichen Untersuchungen nachgegangen wurde, sank nicht nur das gesellschaftliche Ansehen der Stromkonzerne, sondern auch die Unterstützung durch vormals wohlgesonnene politische Entscheidungsträger. Dies resultierte in *verschärfter Nachregulierung* (regulierter Netzzugang, stetig strikter werdende Unbundling-Vorschriften), wodurch nicht nur der Handlungsspielraum der Konzerne und deren Möglichkeiten zielgerichtet in die Vorgänge auf dem Markt einzugreifen beschnitten wurden, sondern auch deren Einfluss auf zentrale Ressourcen des Feldes (Übertragungsnetze) zurückging.

Zudem baute der Mitte der 2000er Jahre aufkommende Trend zur *Rekommunalisierung* von Verteilnetzen graduellen Druck auf die Stromkonzerne auf. Diese Bewegung bündelte Kräfte innerhalb der Konzerne und hatte den Verlust zahlreicher Konzessionen und damit gesicherter Einkünfte zur Folge. Die Verlängerung bestehender Konzessionen gelang häufig nur durch Kompromisse und brachte neue Kooperationsmodelle hervor, welche stärker zu Gunsten der jeweiligen Kommunen ausgestaltet waren. Diese Bewegung ist insbesondere von Bedeutung, da die Unternehmen hierdurch Einfluss auf einen Geschäftsbereich verloren, dem im Zuge der Neuausrichtung eine zentrale Bedeutung für die unternehmerische Zukunft zugesprochen wurde. Diese Rekommunalisierungsbewegung ist ähnlich wie die Re-Regulierung zu maßgeblichen Teilen auf die gesunkene gesellschaftliche Legitimität der Stromkonzerne zurückzuführen.

Den dritten Grund für die Krise der Stromkonzerne stellen die in Phase 2 und 3 getätigten *überteuerten Übernahmen* dar. Die Grundlagen dieser Investitionsentscheidungen sind nicht immer bekannt und im Falle von E.ON und RWE wohl in institutionellen Zwängen zu suchen, welche von den Gesetzmäßigkeiten des Kapitalmarktes ausgehen. Die genauen Hintergründe der einzelnen Entscheidungen dahingestellt, handelte es sich um Investitionen, welche zu keinem Zeitpunkt strategisch geboten oder wirtschaftlich vielversprechend waren. Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf diese Akquisitionen waren signifikant und verschärften die finanziellen Schwierigkeiten der Unternehmen nach Fukushima.

Als viertes ist die *sinkende Rentabilität konventioneller Kraftwerke* zu nennen. Diese hing maßgeblich mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zusammen sowie mit Entwicklungen verschiedener benachbarter Märkte (etwa dem Gas- und Steinkohlegroßhandel oder dem Markt für Emissionszertifikate) und dem Einfluss veränderter politischer Regularien (etwa dem Strompreissenkenden Einfluss der Ausgleichsmechanismusverordnung). Damit steht die Krise der konventionellen Erzeugung auf den ersten Blick nur bedingt im Einflussbereich der Stromkonzerne. Es bleibt jedoch zu betonen, dass die Unternehmen durch den Beschluss zum Bau einer neuen Generation von Kohle- und Gaskraftwerken in Phase 2 maßgeblich zu den Überkapazitäten auf dem deutschen Strommarkt beigetragen haben.²¹⁰ Darüber hinaus zeigen die nach Fukushima angestoßenen neuen Geschäftsaktivitäten der Stromkonzerne (siehe Abschnitt 10.3.3), dass sich durchaus auch in einem stärker dezentral vernetzten und von volatilen erneuerbaren Energien geprägten Stromsektor Geschäftsmodelle für große Unternehmen finden ließen – die Konzerne hatten jedoch aufgrund unternehmenskulturell verengter Denkmuster die Potentiale erneuerbarer Energien und damit verbundener Entwicklungen lange Zeit unterschätzt (siehe Abschnitt 7.2.4 und 8.3.3) und von einer frühzeitigeren Neuausrichtung der Geschäftsaktivitäten abgesehen (und stattdessen mit ihrem Einsatz für CCS und Laufzeitverlängerungen auf eine Konservierung des Status quo gewettet).

210 Die Antwort auf die Frage, welche der im Untersuchungszeitraum gebauten neuen Kraftwerke heute als Überkapazitäten zu bezeichnen sind, hängt freilich von den zugrunde liegenden Bewertungskriterien ab. So benennen ökologisch motivierte Personen gerne konventionelle Kraftwerke (vor allem Kohlekraftwerke) als Überkapazitäten, während Kritiker der erneuerbaren Energien anbringen, das EEG würde die Installation von Überkapazitäten subventionieren.

Die *Nuklearkatastrophe von Fukushima* schließlich – der fünfte Grund für die Krise der Stromkonzerne – stellte einen exogenen Schock dar, der sowohl für die politischen Entscheidungsträger als auch für die Konzernlenker völlig überraschend kam. Die aus der Bewertung des Ereignisses hervorgehenden politischen Entscheidungen hatten merkliche finanzielle Einschnitte für die Unternehmen zur Folge. Die atompolitische Kehrtwende Angela Merkels wäre jedoch schwer möglich gewesen, wenn die Stromkonzerne und die Kernenergie höher im Ansehen der Bevölkerung gestanden hätten. Genauso wäre das machtpolitische Erfordernis, zur Verhinderung größerer Verluste bei den anstehenden Landtagswahlen unmittelbar auf die Nuklearkatastrophe von Fukushima zu reagieren, nicht gegeben gewesen, wenn die Kernenergie nicht derart in der Ungunst der deutschen Bevölkerung gestanden hätte. Der Atomausstieg war also auch ein Resultat der geringen Legitimität der Stromkonzerne und ihrer Technologien. Dabei muss außerdem betont werden, dass sich Fukushima keineswegs als lediglich negativer Impuls interpretieren lässt. Das Ereignis fungierte als Weckruf für die Branche und hat damit möglicherweise ein (noch) späteres Einlenken der Konzernstrategien (und damit eine noch schärfere Krise) verhindert.

Zusammenfassend lässt sich folgende Bilanz ziehen:²¹¹ Die Krise der Stromkonzerne ging durchaus in Teilen auf Entwicklungen außerhalb ihres Einflussbereiches zurück. In ihrem Kern ist sie jedoch aus einem Zusammenspiel von sinkender gesellschaftlicher Legitimität und deren Auswirkungen (auch in politischen Entscheidungsprozessen), unternehmenskulturell eingengten Denkmustern und (teils in ökonomischen Sachzwängen begründeten) unternehmerischen Fehlentscheidungen zu erklären. Damit kann die Krise der Stromkonzerne als zum überwiegenden Teil selbstverschuldet betrachtet werden.²¹²

211 Überschlägt man die (freilich unvollständigen und schwer vergleichbaren) Zahlen zu Verlusten oder Abschreibungen aufgrund Kernenergieausstieg, überteuerter Übernahmen sowie sinkender Rentabilität konventioneller Erzeugung und wiegt die Zahlen gegeneinander ab, erscheinen die beiden letztgenannten als wichtigste Faktoren – die hier bis dato erfolgten außerplanmäßigen Abschreibungen summierten sich auf 16 Milliarden Euro beziehungsweise 13,5 Milliarden Euro. (Soweit die Aufsummierung der in Abschnitt 8.3.1, 9.4.2 und 10.2.1 angegebenen Zahlen. Es handelt sich dabei um alle Zahlen, welche in den Veröffentlichungen der Unternehmen angegeben sind und einigermaßen eindeutig den jeweiligen Themenkomplexen zugewiesen werden können. Aufgrund der unsicheren Datelage ist freilich denkbar, dass die tatsächlichen Werte hiervon abweichen).

212 Zu einem ähnlichen Schluss kommen Bontrup und Marquardt in ihrer Studie zur *Zukunft der großen Energieversorger*. In der vorangeschickten Zusammenfassung der Arbeit beantworten sie die Frage nach der Verantwortung für die Krise der Stromkonzerne wie folgt: »Dort

10.3 Die Re-Orientierung der Stromkonzerne

Im Folgenden sollen die Maßnahmen der Stromkonzerne zur Bewältigung der Branchenkrise behandelt werden. Dabei geht es zunächst um interne Maßnahmen zur Erhöhung finanzieller Stabilität und Flexibilität in Form von *Sparmaßnahmen und Desinvestitionsprogrammen*. Daraufhin werden die übergeordneten *strategischen Weichenstellungen* und damit verbundene *organisationale Umbaumaßnahmen* der vier Unternehmen dargestellt und verglichen. Anschließend geht es um die spezifischen Inhalte dieser Strategien, also die *Neusetzung der Geschäftsschwerpunkte* sowie um explorative Maßnahmen zur *Identifikation zukünftiger Wachstumsbereiche*.

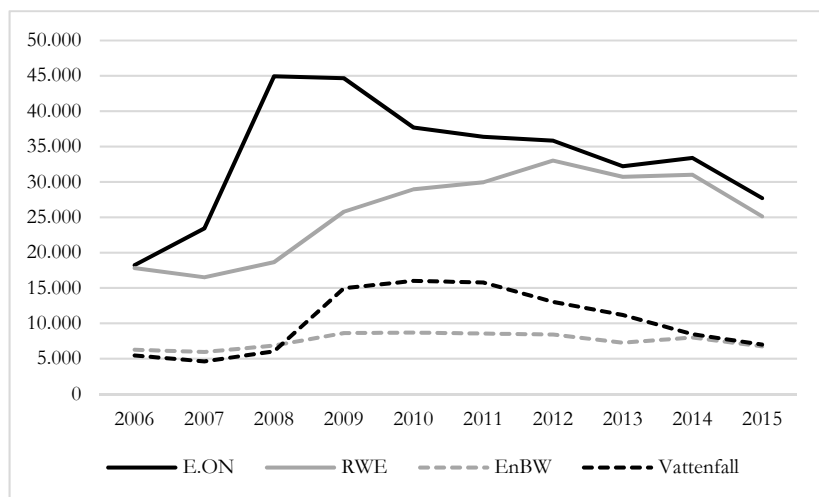
10.3.1 Sparmaßnahmen und Desinvestitionsprogramme

Aufgrund der oben dargestellten Feldentwicklungen hatte sich das ökonomische Kapital der Stromkonzerne stark reduziert. Jedoch nicht nur durch die Abwertung von konventionellen Erzeugungsanlagen und einigen Auslandsbeteiligungen, auch das *finanzielle Kapital*, also der finanzielle Spielraum der Unternehmen sowie deren Möglichkeiten, sich mit neuem Kapital einzudecken, waren deutlich zurückgegangen. Dies lässt sich anhand der Indikatoren Verschuldung, Verschuldungsquote sowie Kreditrating veranschaulichen.

In Phase 2 und 3 war die *Verschuldung* der Konzerne in Folge teurer Übernahmen und Kraftwerksneubauprojekte teilweise sprunghaft gestiegen (siehe Abbildung 30). Zwar sanken die Schulden der Unternehmen (außer im Falle der RWE) seither, jedoch bei gleichzeitig zurückgehenden Erträgen.

Hauptschuld trifft die damals und heute verantwortlichen Manager. Sie haben sich zu lange auf vormals blendenden Geschäftszahlen ausgeruht, die oftmals alleine das Ergebnis von Quasimonopolen waren. Sie haben sich zu lange auf ihren Einfluss auf die Politik verlassen. Sie haben zu lange auf die Kernkraft gesetzt, obwohl absehbar war, dass sich – auch ohne eine Katastrophe wie Fukushima – die politischen Verhältnisse jederzeit ändern könnten. Sie haben ferner zu lange die Dynamik des Ausbaus erneuerbarer Energien unterschätzt und dessen Auswirkungen auf den fossilen Kraftwerkspark verkannt« (Bontrup und Marquardt 2015).

Abbildung 30: Nettoschulden der großen Vier 2006–2015

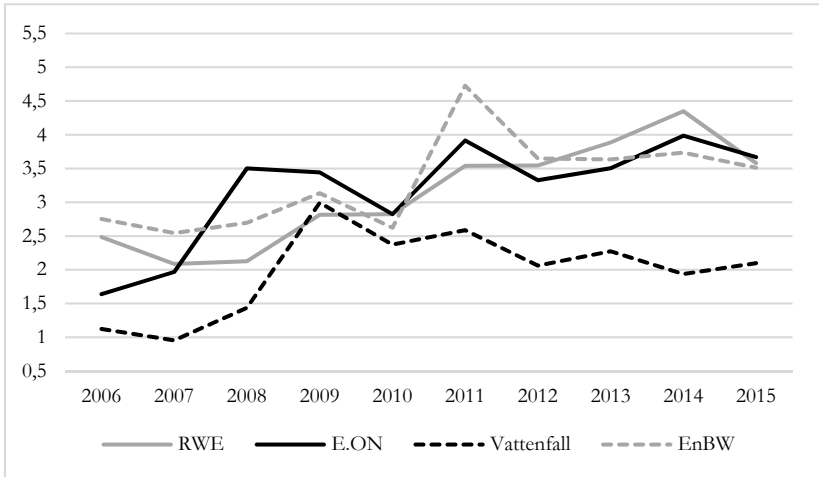


Quelle: Unternehmensberichte²¹³

Die totale Höhe der Verschuldung ist jedoch grundsätzlich wenig aussagekräftig. Als Indikator für die tatsächliche Last, welche mit den Schulden einhergeht, kann der *Verschuldungsfaktor* dienen, eine Kennzahl, welche sich aus dem Verhältnis zwischen Gewinn (gemessen am EBITDA) und der Höhe der Verbindlichkeiten ergibt. Abbildung 31 zeigt seine Entwicklung im Zeitverlauf. Bei allen Unternehmen (mit Ausnahme von Vattenfall) stieg der Verschuldungsfaktor seit 2010 an.

213 RWE und EnBW weisen in ihren Geschäftsberichten die Kategorien »Nettoschulden« aus, E.ON spricht von »wirtschaftlicher Netto-Verschuldung«, Vattenfall von »Net Debt«. Die genaue Berechnungsgrundlage ist in den einzelnen Fällen nicht ausgewiesen, weshalb die Angaben der Unternehmen vermutlich nicht vergleichbar sind und außerdem Unregelmäßigkeiten im Zeitverlauf unterliegen. Außerdem wurden zeitweise lediglich »bereinigte« oder »adjusted« Nettoschulden angegeben. Die Darstellung kann also nur als Annäherung gelten.

Abbildung 31: Verschuldungsfaktor der großen Vier 2006–2015



Quelle: Unternehmensberichte. Eigene Berechnungen²¹⁴

Kennzahlen zur Bewertung der Schuldenlast stellen (neben anderen betriebswirtschaftlichen Kennzahlen) Kriterien dar, auf deren Basis Ratingagenturen üblicherweise die Kreditwürdigkeit von Unternehmen bewerten.²¹⁵ Dieses Rating der Stromkonzerne wurde in Phase 4 von den beiden führenden Agenturen Moody's sowie Standard & Poor's teilweise mehrmals herabgesetzt (siehe Tabelle 13 in Abschnitt 5.2), was die Konditionen, zu denen

²¹⁴ Der Verschuldungsfaktor berechnet sich aus dem Verhältnis von Gewinn vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen (EBITDA) und der Nettoverschuldung. Im Fall von RWE weicht der auf Basis der vom Unternehmen angegebenen Zahlen zu EBITDA und Nettoverschuldung selbst berechnete Verschuldungsgrad in einigen Jahren von dem vom Unternehmen selbst angegebenen Verschuldungsgrad ab. Der Grund hierfür ist nicht bekannt. Zur Gewährleistung der Konsistenz wurde den eigenen Berechnungen der Vorzug gegeben. Zur Begrifflichkeit siehe außerdem Fußnote 215. Zur Nettoverschuldung zusätzlich Fußnote 213.

²¹⁵ Die EnBW etwa schrieb: »Der Dynamische Verschuldungsgrad setzt die bereinigten Nettoschulden ins Verhältnis zum Adjusted EBITDA und ist die wesentliche Kennzahl für die Ratings und die externe Finanzierungsfähigkeit« (EnBW AG 2015h, S. 15). Dies verdeutlicht jedoch auch die begrifflichen Inkonsistenzen in der Berichterstattung der Unternehmen. Die anderen drei Unternehmen bezeichnen das Verhältnis von Nettoschulden zu EBITDA als Verschuldungsfaktor. Der dynamische Verschuldungsgrad wäre nach Coenenberg et al. (2014, S. 1092) abweichend das Verhältnis von Netto-Finanzschulden zum Cashflow.

die Stromkonzerne sich mit Fremdkapital ausstatten konnten, deutlich verschlechterte. RWE schrieben hierzu in ihrem 2013er Geschäftsbericht:

»Bonitätsprüfungen durch unabhängige Ratingagenturen haben maßgeblichen Einfluss auf die Möglichkeiten eines Unternehmens, sich Fremdkapital zu beschaffen. Im Allgemeinen gilt: je besser die Bewertung, desto leichter der Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten und desto kostengünstiger die Aufnahme von Fremdmitteln. Daher profitieren wir davon, dass uns Ratingagenturen eine hohe Bonität bescheinigen. Allerdings hat insbesondere die Krise in der konventionellen Stromerzeugung dazu geführt, dass die beiden führenden Häuser Standard & Poor's und Moody's das langfristige Kreditrating für RWE von A- bzw. A3 um eine Stufe auf BBB+ bzw. Baa1 abgesenkt haben. [...] Die nachhaltige Stärkung unserer Finanzkraft hat für uns weiterhin hohe Priorität. Unser wichtigstes Ziel ist dabei, dass wir jederzeit – selbst im Falle von Finanzkrisen – in der Lage sind, uns am Fremdkapitalmarkt zu akzeptablen Konditionen zu refinanzieren« (RWE AG 2013a, S. 79).

Ein interviewter Vattenfall-Manager gab zudem an: »Jede EVU hat so ein Limit, wo sie drüber bleiben wollen. Für Vattenfall ist das ein gutes A-Rating. Weil wenn sie da drunter kommen, wie gesagt, würden sich ihre Kreditkosten extrem erhöhen. Dann können Sie letztendlich nicht mehr wachsen. Deshalb ist das für die Unternehmen so eklatant wichtig« (Vattenfall Interview 4).

In Anbetracht der angespannten wirtschaftlichen Lage implementierten die Unternehmen Maßnahmen, um ihren finanziellen Spielraum zu erhöhen. Diese lassen sich untergliedern in Programme zur Effizienzsteigerung, Kürzung geplanter Investitionen, Desinvestitionen von Beteiligungen, Stellenabbau sowie Reduzierung der Ausschüttungen an die Aktionäre.

Programme zur Effizienzsteigerung

Alle vier Unternehmen verschärften nach Fukushima ihre laufenden Maßnahmen zur Steigerung der operativen Effizienz. Die *EnBW* startete im Oktober 2010 das Effizienzsteigerungsprogramm *Fokus* mit dem Ziel bis 2013 ergebniswirksame Effekte in Höhe von 300 Millionen Euro zu realisieren (EnBW AG 2010b, S. 48). Dieses Programm wurde ein Jahr später bis 2014 verlängert und das Zielvolumen auf 750 Millionen Euro erhöht (EnBW AG 2011b, S. 49). *E.ON* hatte bereits 2009 das Programm *Perform-to-Win* eingeführt, welches bis Ende 2011 Ergebnisverbesserungen von 1,5 Milliarden Euro jährlich vorsah (E.ON AG 2009a, S. 1). Im Anschluss daran und darauf aufbauend rief das Unternehmen im August das konzernweite Programm *E.ON 2.0* aus, verbunden mit dem Ziel, die beeinflussbaren Kosten

bis 2015 um 1,5 Milliarden Euro zu senken (E.ON AG 2011b, S. 11). RWE hatte 2007 ein Effizienzprogramm mit der Zielgröße von 900 Millionen Euro über eine Laufzeit von fünf Jahren begonnen (RWE AG 2010a, S. 95). Dies wurde 2012 unter dem neuen Namen *RWE 2015* verlängert und anschließend Jahr für Jahr erweitert – der Zielhorizont wurde verschoben und der Umfang an geplanter Kostensenkung laufend erhöht: 1 Milliarde Euro bis Ende 2014 (RWE AG 2012b, S. 48), 1,5 Milliarden Euro bis Ende 2016 (RWE AG 2013a, S. 50), 2 Milliarden Euro bis 2017 (RWE AG 2014a, S. 4), 2,5 Milliarden Euro bis 2018 (RWE AG 2015c, S. 4). Das *Vattenfall*-Management kündigte 2010 eine »Konsolidierungsphase« von zwei bis drei Jahren an, auf welche eine »Wachstumsphase« ab 2014 folgen sollte. In der Konsolidierungsphase waren neben Investitionskürzungen und Desinvestitionen (siehe unten) Kostensenkungen im Umfang von umgerechnet etwa 670 Millionen Euro vorgesehen (Vattenfall AB 2010a, S. 10). Nachdem dieses Kostensenkungsprogramm umgesetzt war, wurde 2012 das Ziel einer Kostensenkung um weitere 350 Millionen Euro bis 2013 ausgerufen (Vattenfall AB 2012, S. 17), 2013 eine Kostensenkung von 280 Millionen Euro bis 2014 sowie von 225 Millionen Euro bis 2015 (Vattenfall AB 2013, S. 9).

Investitionskürzungen

Im Zuge der Krise stufen alle vier Unternehmen ihre Investitionen zurück. Aus dem Hause E.ON hieß es beispielsweise: »Wir müssen uns darauf einstellen, dass wir in unserem laufenden Geschäft weniger Mittel für neue Investitionen erwirtschaften können, sodass wir mit den zur Verfügung stehenden Investitionsmitteln sehr gezielt umgehen müssen« (E.ON AG 2012c, S. 2). Tabelle 39 zeigt die Höhe der Investitionen der Stromkonzerne in den jeweiligen Jahren. Zudem wurde der durchschnittliche jährliche Umfang an Investitionen für Phase 3 und 4 berechnet. Hier zeigt sich, dass die Höhe der eingesetzten Mittel pro Jahr in Phase 3 durchschnittlich beinahe doppelt so hoch war wie nach Fukushima.

Tabelle 39: Konzernweite Investitionen der großen Vier 2008–2015

	2008	2009	2010	Durchschnitt Phase 3	2011	2012	2013	2014	2015	Durchschnitt Phase 4
RWE	5.693	15.637	6.643	9.324	7.072	5.544	3.978	3.440	3.303	4.667
E.ON	18.406	8.655	8.286	11.774	6.524	6.997	7.992	4.637	4.174	6.065
EnBW	1.404	4.374	2.328	2.702	1.314	877	1.101	1.957	1.462	1.342
Vattenfall AB	3.866	9.948	4.643	6.152	3.999	3.447	3.134	3.091	3.126	3.359

In Millionen Euro. Quelle: Unternehmensberichte. Eigene Berechnungen²¹⁶

Desinvestitionen

Dazu starteten die Stromkonzerne umfangreiche Desinvestitionsprogramme. Die *EnBW* kündigte 2010 Desinvestitionen in Höhe von 1,8 Milliarden Euro bis 2013 an (*EnBW AG 2010b*, S. 48). Darauf aufbauend wurde 2012 ein Desinvestitionsprogramm im Umfang von 2,6 Milliarden Euro für den Zeitraum 2013 bis 2015 beschlossen (*EnBW AG 2012c*, S. 17). Dieses Programm wurde ein Jahr später deutlich erweitert – auf 5,1 Milliarden Euro (*EnBW AG 2013a*, S. 44). Die Umsetzung gelang jedoch nur zögerlich, 2014 waren erst Veräußerungen in Höhe von 1,3 Milliarden Euro verwirklicht (*EnBW AG 2014a*, S. 22). Dieser Betrag ging maßgeblich auf den Verkauf von Anteilen an der Schweizer Energiedienst Holding sowie des Stuttgarter Strom- und Gasnetzes zurück. Ein befragter *EnBW*-Manager berichtete hierzu im Interview:

»[...] als Unternehmer darf man eines nicht tun: In Panik unter Wert verkaufen. Und da...da müssen wir schauen, inwiefern genügen wir auch den Anforderungen insbesondere auf der Rating-Seite, dass wir nach wie vor eine gute Bonität bescheinigt bekommen. Das ist essentiell, um sich auch am Finanzierungsmarkt zu bewegen. Und das schaffen wir im Augenblick ohne hektische Panikverkäufe oder sonst irgendetwas. So lange wir das schaffen, sollten wir auch da dranbleiben, dass wir sagen, wir haben Desinvestmentziele, aber dann, wenn sie wertschöpfend auch vollzogen werden können« (*EnBW Interview 3*).

²¹⁶ Zu den methodischen Einschränkungen der Datenbasis bezüglich angegebener Investitionen siehe Abschnitt 9.4.1, Fußnote 160.

E.ON veröffentlichte im November 2010 Pläne für Desinvestitionen im Umfang von 15 Milliarden Euro bis 2013 (E.ON AG 2010e, S. 32). Diese Zielgröße wurde 2012 auf 20 Milliarden Euro angehoben (E.ON AG 2012c, S. 2). Diese Veräußerungen betrafen weiteste Teile des im Zuge der gescheiterten Endesa Übernahme 2008 erworbenen Südeuropageschäftes – insbesondere das gesamte Spanien-, Portugal- und Italiengeschäft. Dazu reduzierte E.ON die Aktivitäten in Deutschland einschneidend. 2012 verkündete das Unternehmen die Neustrukturierung des deutschen Regionalgeschäftes und damit verbunden den Verkauf von drei der sieben E.ON Regionalversorgern (E.ON AG 2012a). Dabei handelte es sich um E.ON Thüringer Energie, E.ON Westfalen Weser sowie von E.ON Mitte, deren Verkauf 2013 umgesetzt wurde (E.ON SE 2013d, 2013e, 2013c).²¹⁷

RWE plante 2011 Desinvestitionen im Volumen von bis zu 7 Milliarden Euro (RWE AG 2011a, S. 18). Wie im Falle der EnBW lief dieses Programm jedoch schleppend an, 2012 waren Beteiligungen für 2,1 Milliarden Euro veräußert. RWE-Chef Peter Terium sagte hierzu im Geschäftsbericht 2012:

»In der Umsetzungsphase des Programms hat sich gezeigt, dass wir für einen Teil der zur Veräußerung stehenden Beteiligungen keinen angemessenen Preis erzielen können. Bei Verkäufen unter Wert würde sich der [...] Verschuldungsfaktor sogar verschlechtern. Denn mit unseren Desinvestitionen bekommen wir ja nicht nur Mittel in die Kasse, sondern verlieren meist auch Ergebnisbeiträge. Stimmt hier das Verhältnis nicht, geht der Schuss nach hinten los« (RWE AG 2012b, S. 17).

217 Die Auswahl der zu veräußernden Regionalversorger stand einem interviewten E.ON-Manager zufolge in Zusammenhang mit lokalen Rekommunalisierungsbestrebungen. Auf die Frage, nach welchen Kriterien entschieden wurde, welche Regionaltöchter abgegeben wurden, erklärte er: »Ja, ich glaube da ging es in erster Linie darum, Größenordnungen, zusammenhängendes Netzgeschäft, Konzession, Eindringtiefe auch, also die hatten sehr unterschiedliche Aufstellungen in den Regionen. [...] zum Beispiel die E.ON edis in Brandenburg oben oder in Ostdeutschland, da ist wesentlich weniger Druck der Rekommunalisierung in den Gemeinden als in einigen anderen Gebieten. Also Hamburg hat dafür gesprochen, dass man in Hamburg die Gasversorgung behalten wollte, die war in der E.ON Hanse drin. Die E.ON Avacon ist Platzhirsch in Niedersachsen, sehr, sehr groß und etabliert. Das waren die Großen. Während Westfalen Weser, die man abgegeben hat, ist sicher eher eine kleine, mittelgroße Tochter. Also das waren, würde ich sagen, reine wirtschaftliche Überlegungen. [...] und natürlich auch die Befindlichkeiten der Kommunalaktionäre, die man da ja drin hat. Wir hatten ja in jedem bis auf E.ON Bayern, in jedem Regionalversorger Kommunalaktionäre schon mit drin. Ja, das war ja damals, man bekam die Mehrheit an den Einzelkonzessionen, gab aber sozusagen einen Minderheitsanteil an die Kommunen ab, die dann die Dividende eben kassiert [...]. Aber in einigen Kommunen war der Druck relativ groß, sich sozusagen von E.ON zu lösen und dem ist man dann auch nachgegangen« (E.ON Interview 4).

Ähnlich wie E.ON reduzierte auch RWE das deutsche Regionalgeschäft, jedoch in weniger drastischer Weise. 2012 verkaufte das Unternehmen die VSE sowie die Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft (KEVAG) (RWE AG 2012e, 2012f). 2014 folgte der Verkauf des 19-prozentigen Anteils an der ENERVIE Südwestfalen Energie und Wasser (RWE AG 2014a, S. 125).

Vattenfall beschloss 2011 Desinvestitionen in Höhe von umgerechnet gut 4 Milliarden Euro, von denen mit etwa 1,8 Milliarden Euro knapp die Hälfte im selben Jahr umgesetzt wurden (Vattenfall AB 2011, S. 8). Dieses Programm stand im Kontext einer Strategie regionaler Rückfokussierung auf die Kernmärkte Schweden, Niederlande und Deutschland (Vattenfall AB 2010b). Die Aktivitäten in Belgien, Finnland und Polen wurden weitestgehend abgestoßen. Ab 2013 wurden außerdem Pläne zum weitgehenden Rückzug aus dem deutschen Markt bekannt (ausführlich Abschnitt 10.3.2).

Tabelle 40 zeigt die wichtigsten Desinvestitionen der großen Vier im Strombereich.²¹⁸

218 Hinzu kamen bei E.ON und RWE umfangreiche Desinvestitionen im Gasbereich sowie in der Rohstoffförderung – Geschäftsbereiche, welche in dieser Arbeit nicht vorrangig behandelt werden. Eine Transaktion, welche aufgrund ihrer großen Bedeutung dennoch am Rande Erwähnung finden soll, ist die Veräußerung der RWE Öl- und Gasfördertochter Dea, welche sich von der Ankündigung Anfang 2013 bis ins Jahr 2015 zog. Der Verkauf, damals in der Presse kritisch als Veräußerung des »Tafelsilbers« bewertet (Wirtschaftswoche 2013b), drohte zwischenzeitlich aufgrund politischer Verwerfungen zu scheitern, wodurch RWE, welche die Einkünfte zur Reduzierung ihrer Schuldenlast benötigten, in erhebliche Bedrängnis gerieten. RWE hatte zwar in der Investmentgruppe LetterOne einen Interessenten gefunden, da dieses Unternehmen jedoch dem Vorsitz des russischen Oligarchen Michail Fridman unterstand und die Verkaufsverhandlungen in die Zeit der Krim-Annexion durch Russland fielen, erhielt das Geschäft eine politische Dimension (Spiegel Online 2014c). Da Dea auch Förderaktivitäten in Großbritannien unterhielt, war eine Genehmigung des Verkaufs durch die britische Regierung erforderlich, welche sich zunächst nicht gewillt zeigte, diese zu erteilen (Handelsblatt 2014c). Die Bedenken konnten schließlich ausgeräumt werden, woraufhin das Geschäft im März 2015 abgewickelt wurde. Der Kaufpreis betrug 5,1 Milliarden Euro (RWE AG 2015b).

Tabelle 40: Wesentliche Desinvestitionen der großen Vier im Strombereich nach 2011

Zeitraum	Unternehmen	Anteil	Land	Transaktionsvolumen
EnBW				
2011	Energiedienst Holding	um 15,05% auf 66,67%	Schweiz	k.A.
2014	SWS Netzinfrastruktur	74,90%	Deutschland	k.A.
2014	EnBW Onshore Portfolio	um 49,98% auf 50,02%	Deutschland	k.A.
2015	EnBW Baltic 2	49,89%	Deutschland	720 Mio. Euro
E.ON				
2011	Stadtwerke Duisburg	20%	Deutschland	k.A.
2011	Stadtwerke Karlsruhe	10%	Deutschland	k.A.
2011	Überlandwerke Erding	21,1%	Deutschland	k.A.
2011	Central Networks	100%	GB	4,7 Mrd. Euro
2011 bis 2012	E.ON Bulgaria	100%	Bulgarien	133 Mio. Euro
2012	Horizon Nuclear Power	100%	GB	433 Mio. Euro
2012 bis 2013	E.ON Thüringer Energie	53%	Deutschland	ca. 900 Mio. Euro
2012 bis 2013	Österreichische und süddeutsche Wasserkraftwerke		Deutschland	k.A.
2013	E.ON Westfalen Weser	alle 62,8%	Deutschland	ca. 200 Mio. Euro
2013	E.ON Mitte	alle 73,3%	Deutschland	617 Mio. Euro
2013	Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP)	24,5%	Slowakei	1,3 Mrd. Euro
2013	Fennovoima	alle 34%	Finnland	k.A.
2014 bis 2015	Spaniengeschäft		Spanien	2,4 Mrd. Euro
2014 bis 2015	Italiengeschäft		Italien	k.A.
2014	Litauengeschäft		Litauen	ca. 100 Mio. Euro
2015	Latvijas Gaze	29%	Lettland	ca. 100 Mio. Euro
2015	Enovos International	10%	Luxemburg	ca. 100 Mio. Euro
RWE				
2011	Amprion	um 74,9% auf 25,1%	Deutschland	ca. 1 Mrd. Euro
2012	Horizon Nuclear Power	alle 50%	GB	433 Mio. Euro
2012	Emscher Lippe Energie	um 28,9% auf 50,1%	Deutschland	k.A.
2012	KEVAG	alle 57,5%	Deutschland	222 Mio. Euro
2012	VSE	um 19,33% auf 50%	Deutschland	k.A.

2013	Essent local energy solutions (und drei Kraftwerke)		Niederlande	k.A.
2013	Gocher Bioenergie	alle 80%	Deutschland	30 Mio. Euro
2013	BEB Bio Energie Baden	alle 51%	Deutschland	23 Mio. Euro
2014	ENERVIE	alle 19,06%	Deutschland	60 Mio. Euro
2014	DEW21	um 7,1% auf 39,9%	Deutschland	70 Mio. Euro
2014 bis 2015	Enovos	18,40%	Luxemburg	k.A.
2015	Netzinfrastruktur von Gwynt y Mor	100%	UK	475 Mio. Euro
2015	Gwynt y Mor	um 10% auf 50%	UK	307 Mio. Euro
Vattenfall				
2011	Nuon Belgium; Nuon Wind Belgium; Nuon Power Generation Walloon	100%	Belgien	157 Mio. Euro
2011	Finnisches Stromnetz und Wärmege­schäft	100%	Finnland	1,54 Mrd. Euro
2011	GZE Gornoslaski Zaklad Energetyczny	100%	Polen	838 Mio. Euro
2011	ENSO Energie Sachsen Ost	alle 21,3%	Deutschland	147 Mio. Euro
2011	Stromnetz und Fernwärmege­schäft Hamburg	jeweils 25,1%	Deutschland	463 Mio. Euro
2013	EHA Energie Handels Gesellschaft	alle 50%	Deutschland	k.A.
2013 bis 2014	Stromnetz Hamburg	74,9%	Deutschland	ca. 400 Mio. Euro
2014	Enea	alle 18,67%	Polen	ca. 230 Mio. Euro
2015 bis 2016	Deutsche Braunkohlesparte		Deutschland	k.A.

Quelle: Unternehmens- und Presseberichte. Eigene Zusammenstellung

Stellenabbau

Alle vier Unternehmen nahmen umfangreiche Stellenkürzungen vor. Die EnBW beschloss 2012 den Abbau von 1.350 Stellen (EnBW AG 2012c, S. 52), E.ON kündigte im selben Jahr den Abbau von 11.000 Stellen weltweit an, davon 6.000 in Deutschland (E.ON AG 2012d). Vattenfall rief 2013 die Kürzung von 2.500 Stellen aus (Vattenfall GmbH 2013e), 2015

kündigte das Unternehmen ein Personalkürzungsprogramm im Umfang von weiteren 1.000 Stellen an (Vattenfall AB 2015, S. 53). Für RWE liegen keine offiziellen Zahlen vor, einen Eindruck vom Umfang des Stellenabbaus können Presseberichte geben – obwohl diese oft im Detail nicht eindeutig oder gar widersprüchlich sind. Nach Berichten der Süddeutschen Zeitung war 2011 der Abbau von 8.000 Stellen geplant (Süddeutsche Zeitung 2011f). 2013 berichtete das Handelsblatt, zusätzlich zu seit 2011 abgebauten 1.860 Stellen wäre der Abbau von weiteren 10.000 Arbeitsplätzen vorgesehen (Handelsblatt 2013c).

Nicht nur aufgrund von Stellenabbaumaßnahmen, sondern auch im Zuge umfangreicher Desinvestitionen (siehe oben) reduzierte sich die Anzahl der Mitarbeiter in allen vier Unternehmen (mit Ausnahme der EnBW) nach Fukushima ziemlich stark. Am eindrucksvollsten ist der Rückgang bei E.ON und Vattenfall. E.ON beschäftigte 2015 fast 29.000 Mitarbeiter weniger als 2010, was einer Personalreduzierung um 34 Prozent entspricht. Bei Vattenfall waren es 9.900 Mitarbeiter weniger, dies entspricht 26 Prozent des Personalstammes von 2010. RWE beschäftigte 2015 11.000 Mitarbeiter weniger als 2010, eine Reduzierung um 16 Prozent. Lediglich im Falle der EnBW war der Rückgang gering. Zwar wurden auch hier zunächst Stellen abgebaut, seither erhöhte sich jedoch der Personalstand wieder, so dass 2015 insgesamt gegenüber dem Vergleichsjahr 2010 nur 162 Mitarbeiter weniger beschäftigt waren.

Dividendenkürzung

Die börsennotierten Unternehmen E.ON, RWE und EnBW reduzierten die Höhe der an ihre Aktionäre ausbezahlten jährlichen Dividende seit 2008 – dem Jahr der Rekord-Ausschüttung – stetig (siehe Tabelle 41).

Tabelle 41: Entwicklung der Dividende pro Aktie 2008–2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
E.ON	1,5	1,5	1,5	1	1,1	0,6	0,5	0,5
RWE	4,5	3,5	3,5	2	2	1	1	ausgesetzt
EnBW	2,01	1,53	1,53	0,85	0,85	0,69	0,69	0,55

In Euro. Quelle: Unternehmensberichte. Eigene Zusammenstellung

Im Falle der RWE führte dies zu hitzigen Konflikten mit den kommunalen Aktionären. Einige Städte in Nordrhein-Westfalen waren aufgrund hoher Verschuldung auf die Einkünfte aus ihrer RWE-Beteiligung angewiesen und nutzten diese etwa zur Querfinanzierung kommunaler Leistungen. Nachdem bereits die Dividendenkürzung 2013 auf herbe Kritik gestoßen war (Westdeutsche Allgemeine 2013d), wurde insbesondere das vorab nicht abgesprochene Aussetzen der Dividende im Jahr 2015 von einigen Vertretern der Kommunen als Affront gewertet (Westdeutsche Allgemeine 2016a) – siehe auch Abschnitt 10.3.2.

10.3.2 Strategische Neuausrichtung und organisationale Umbaumaßnahmen

Alle vier Unternehmen nahmen tiefgreifende Veränderungen ihrer unternehmerischen Schwerpunktsetzung sowie ihrer Organisationsstrukturen vor. Dennoch unterschieden sich die Konzerne in ihrem Vorgehen untereinander. Im Folgenden werden die Re-Orientierungsprozesse der vier Unternehmen nacheinander beschrieben und anschließend einem systematischen Vergleich unterzogen, um die teils tiefgreifenden Unterschiede zu erklären.

E.ON

Das E.ON-Management rief 2012 aus, das Unternehmen »von einem primär europäischen Energieversorger zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen transformieren« zu wollen (E.ON AG 2012c, S. 14) und kündigte »strukturelle Veränderungen« an, mit dem Ziel, »transparente und schlanke Organisationsstrukturen mit flachen Hierarchien« zu schaffen (E.ON SE 2013g, S. 16). Im November 2014 gab das Unternehmen schließlich überraschend bekannt, die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung, Energiehandel sowie Öl- und Gasförderung in eine eigenständige Gesellschaft – mit dem Namen Uniper – überführen zu wollen um sie anschließend abzuspalten.²¹⁹ E.ON selbst sollte sich fortan auf die Bereiche erneuerbare Energien, Netze und Kundenlösungen konzentrieren. In der

²¹⁹ Im September 2015 beschloss E.ON von der geplanten Abspaltung der verbleibenden Kernkraftwerke abzusehen. Diese sollten ursprünglich ebenfalls in die neue Gesellschaft eingebracht werden. Diese Entscheidung ist vor dem Hintergrund politischer Diskussionen über die Nachhaftung der Kernkraftwerksbetreiber im Falle von Konzernumstruktu-

Begründung hieß es: »Die drastischen Veränderungen der globalen Energiemärkte, technische Innovationen und wachsende, individuellere Kundenerwartungen erfordern einen mutigen Neuanfang. Das bisherige breite Geschäftsmodell von E.ON wird den neuen Herausforderungen nicht mehr gerecht« (E.ON SE 2014e). Stattdessen hätten sich im Zuge der Neuordnung der Stromversorgung die Anforderungen derart verändert, dass ein integriertes Unternehmen ihnen nicht mehr angemessen begegnen könnte:

»Dieser Strategie liegt die Einschätzung zugrunde, dass sich im Laufe der letzten Jahre zwei Energiewelten entwickelt haben: eine klassische und eine neue. Beide sind nicht unabhängig voneinander, im Gegenteil, sie bedingen sich sogar. Aber sie stellen gänzlich unterschiedliche Anforderungen an Energieunternehmen. In der neuen Energiewelt kommt es auf Kundenorientierung, leistungsfähige und zunehmend intelligente Netze, erneuerbare und dezentrale Stromerzeugung sowie technische Innovationen an. In der klassischen Energiewelt hingegen ist vor allem Know-how und Kosteneffizienz in der Großstromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken und im globalen Handel mit Energie gefragt« (E.ON SE 2014d, S. 2).

Diese Aufspaltung spiegelt auch die zunehmende (technologische sowie institutionelle) Fragmentierung des Feldes wider, welches bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes noch zu keiner Synthese der teilweise widersprüchlichen Ordnungsmuster der erneuerbaren Energien und der traditionellen Technologien gefunden hatte. Die operative Trennung der Geschäftseinheiten erfolgte zum Jahresbeginn 2016. Die rechtliche Trennung sollte später im selben Jahr durchgeführt werden (E.ON SE 2016f).

rierungen oder Veränderungen von Beherrschungsverträgen zu sehen. Das Bundeswirtschaftsministerium hatte im September 2015 einen Gesetzesentwurf vorgelegt, welcher die finanzielle Verantwortlichkeit der Versorger auch im Falle einer Veräußerung der Kernkraftwerke unbeschadet sah. Dieser Referentenentwurf ist online nicht mehr verfügbar, in der Presse wurde jedoch vergleichsweise übereinstimmend darüber berichtet (vgl. etwa Süddeutsche Zeitung 2015; Handelsblatt 2015b oder ausführlicher Leuschner 2015a). E.ON begründete die Entscheidung zum Verbleib der Kernkraftwerke im Konzern offiziell mit politischen Unsicherheiten: »Mit dieser Entscheidung beugen wir Risiken für die Umsetzung unserer Konzernstrategie vor. Denn wir können und wollen nicht auf etwaige politische Entscheidungen warten, die die Abspaltung von Uniper verzögern könnten« (E.ON SE 2015e).

RWE

Aus dem Hause RWE hieß es dagegen 2012 noch, man werde grundsätzlich an dem bestehenden Geschäftsmodell festhalten. Im Geschäftsbericht verlautbarte der Vorstand: »Für einen radikalen Kurswechsel sehe ich [...] keinen Grund« (RWE AG 2012b, S. 16). Zwar wurden neue zusätzliche Geschäftsfelder identifiziert (siehe unten), von einer grundlegenden Neuausrichtung sah die Unternehmensführung jedoch zunächst ab und fokussierte sich auf Sparmaßnahmen zur Begegnung der Krise. Die Presse berichtete derweil über interne Streitigkeiten im Konzern und strategische Unentschlossenheit, so zitierte etwa der Spiegel einen anonymen RWE-Manager mit den Worten: »Es gibt keine klare Strategie [...]. Immer wieder werden zentrale Entscheidungen nach wenigen Monaten umgeworfen. Überall gibt es Streit, von Aufbruchsstimmung keine Spur« (Spiegel Online 2013). Auch die kommunalen RWE-Aktionäre beklagten das Fehlen eines Gesamtkonzeptes für die Zukunft des Versorgers (Westdeutsche Allgemeine 2013c). Dabei ließ sich die Zurückhaltung des Unternehmens gegenüber einer radikalen Kurskorrektur gerade auch durch die Interessen der kommunalen RWE-Aktionäre erklären. 2015 hielten nordrhein-westfälische Kommunen 24 Prozent der RWE-Anteile, aufgrund der geringen Präsenz anderer Aktionärsgruppen auf den Hauptversammlungen des Unternehmens stellten sie jedoch nach eigenen Angaben in der Regel etwa 42 Prozent der anwesenden Stimmberechtigten (VKA Essen und VKA Dortmund 2015).²²⁰ Die kommunalen Aktionäre wollten ihre spezifischen Interessen in der Unternehmensstrategie berücksichtig wissen. Dabei ging es neben Arbeitsplatzertret in der Region – bei RWE generell sowie im Kraftwerksbetrieb und beim Braunkohletagebau – um stabile Einnahmen aus den Dividende-Ausschüttungen des Konzerns. Deshalb lehnten die Vertreter der Kommunen 2014 eine von RWE zur Verbesserung der finanziellen Situation angestrebte Kapitalerhöhung ab (Handelsblatt 2014a).²²¹ Da die meisten Kommunen aufgrund der angespannten Haushaltslage wohl nicht in der Lage gewesen wären, ihre Anteile entsprechend aufzustocken, hätten sie in

220 In einem Positionspapier stellten die Kommunen es folgendermaßen heraus: »Auf den Hauptversammlungen agieren die kommunalen Aktionäre als stabiler, kompakter und zuverlässiger Aktionärsblock, der die notwendigen Mehrheiten im Interesse des Unternehmens sicherstellt« (VKA Essen und VKA Dortmund 2015; Hervorhebung im Original nicht übernommen).

221 Dazu muss erwähnt werden, dass RWE bereits 2011 eine Kapitalerhöhung in Höhe von 2,1 Milliarden Euro vorgenommen hatte (RWE AG 2011a, S. 18).

der Folge an Einfluss im Unternehmen verloren (Westdeutsche Allgemeine 2014a). Die Interessen der kommunalen Seite im Aufsichtsrat wurden zudem in vielen Punkten durch die Vertreter der Arbeitnehmerseite gespiegelt. So berichtete etwa das Handelsblatt: »Dortmund, der größte Einzelaktionär, achtet ebenso auf Standortinteressen wie Essen. Verdi kümmert sich um die Vertriebsmitarbeiter genauso wie um die Kraftwerke. Die IGBCE kämpft um den Tagebau« (Handelsblatt 2014d, 4). Mit Bezug auf den Radikalumbau bei E.ON resümierte die Zeitung: »Anders als Konkurrent Eon, der gerade den großen Umbau einleitet, ist RWE ein gefesselter Riese. Gegen die Front aus Arbeitnehmern und Kommunen ist eine Sanierung kaum möglich« (Handelsblatt 2014d, 1). Auf die Aufspaltungspläne E.ONs angesprochen, zeigte sich der RWE-Vorstand optimistisch, man könne durch Optimierungen wieder Tritt fassen und verlaublich, man wolle den Konzern weiterhin entlang der gesamten Wertschöpfungskette aufstellen (Reuters 2014). Eine Aufspaltung nach ähnlichem Muster sei bei RWE zwei Jahre zuvor durchgespielt und letztlich verworfen worden (IWR 2014c).²²²

Die Kommunen wiesen öffentlich jegliche Vorwürfe, sie würden einem Umbau des Konzerns im Wege stehen, von sich und betonten stattdessen die Vorzüge, welche ihr Engagement für den RWE-Konzern hätte. Insbesondere stellten sie heraus, sie würden den Zugang zu regionalen Kunden für das zukünftige Geschäft mit dezentralen Energiedienstleistungen sichern, das Unternehmen beim Kampf um Konzessionen zum Netzbetrieb unterstützen (ausführlicher Abschnitt 9.2.2) und die politischen Interessen der RWE auf Landes- und Bundesebene vertreten (VKA Essen und VKA

²²² In diesem Zusammenhang ist bemerkenswert, dass die RWE-Führung sich wohl durchaus der Notwendigkeit eines radikalen Kurswechsels bewusst war. Im Oktober 2013 kamen interne Papiere aus dem Konzern an die Öffentlichkeit, welche auf einem Treffen des RWE-Aufsichtsrates im September 2013 in Warschau diskutiert worden waren und verschiedenen Medienvertretern vorlagen (energypost.eu 2013; Handelsblatt 2013d). Energypost.eu fasste zusammen: »The ›Strategic Roadmap‹ discussed in Warsaw and a strategic document called ›RWE's Corporate Story‹ make it clear that the company's leadership has accepted that RWE, which has traditionally relied heavily on its coal-fired and nuclear production business, has decided that it needs to radically change course if it wants to survive in the new energy world created by Germany's and the EU's Energiewende«. Dazu zitierte die Informationsplattform einige Passagen der Strategic Roadmap, wie etwa die Feststellung: »The massive erosion of wholesale prices caused by the growth of German photovoltaics constitutes a serious problem for RWE which may even threaten the company's survival« (energypost.eu 2013).

Dortmund 2015).²²³ Im Interview befragte RWE-Manager sowie Vertreter der kommunalen Aktionäre vermieden es, sich bei laufendem Aufnahmegegrät zu diesem Thema zu äußern.

Zum 1. Dezember 2015 gab RWE schließlich dennoch Pläne zur Aufspaltung des Konzerns bekannt:

»RWE überführt die erneuerbaren Energien, Netze und Vertrieb im In- und Ausland in eine neue Tochtergesellschaft und bringt sie an die Börse. [...] Die RWE AG wird langfristig Mehrheitsaktionär der neuen Gesellschaft bleiben und diese voll konsolidieren. Der Mutterkonzern wird sich auf die konventionelle Stromerzeugung und den Energiehandel konzentrieren« (RWE AG 2015f).

Darüber hinaus hieß es:

»Wir schaffen zwei zukunftsfähige Unternehmen unter einem Dach. Die neue Tochtergesellschaft mit eigenem Zugang zum Kapitalmarkt stärkt unsere Wachstumsperspektive. Gleichzeitig sind wir davon überzeugt, dass die konventionelle Stromerzeugung noch über Jahrzehnte als Partner der erneuerbaren Energien unersetzlich sein wird. [...] In der neuen Struktur werden wir gleichermaßen unserer Verantwortung in der klassischen Energiewelt und den Bedürfnissen der Energiewelt von Morgen gerecht« (RWE AG 2015f).

Im Gegensatz zu E.ON wurde also nicht das konventionelle Geschäft abgespalten, sondern die als Wachstumsbereiche ausgewiesenen Geschäftsfelder erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb. Der Grund, weshalb sich die beiden Unternehmen letztlich für entgegengesetzte Lösungen entschieden, lässt sich nicht vollständig klären. Nach Einschätzungen der Wirtschaftspresse wäre eine Aufspaltung nach dem Vorbild von E.ON im RWE-Aufsichtsrat aufgrund des zu erwartenden Widerstands seitens der kommunalen

223 Im Wortlaut hieß es in dem Positionspapier der kommunalen RWE-Aktionäre: »Nicht zu unterschätzen ist auch die Tatsache, dass Kommunen und Stadtwerke auch ihren Einfluss in Landes- und Bundespolitik geltend machen, um die Strategien zur Umsetzung der Energiewende auf Landes- und Bundesebene durch die kommunale Sicht zu schärfen. Ein aktuelles Beispiel sind die Kontakte der beiden VKA zur Landesregierung NRW zum Thema Braunkohleverstromung« (VKA Essen und VKA Dortmund 2015, S. 4). Hier lässt sich ein Vergleich zu Vattenfall aufstellen. Wie Lobo darstellt, vertrat auch das Land Brandenburg aufgrund der großen Zahl an Arbeitsplätzen in der Braunkohleförderung traditionell Interessen des Konzerns auf Bundesebene (Lobo 2011, S. 291), im Unterschied zur RWE waren die brandenburger Kommunen jedoch nicht am Vattenfall-Konzern beteiligt, die Verbindung war somit weniger eng und die Einflussmöglichkeiten der Kommunen auf Vattenfall eingeschränkter.

Aktionäre nicht durchsetzbar gewesen (Handelsblatt 2015d).²²⁴ Der Vollzug der Abspaltung der neuen Tochtergesellschaft sowie die Platzierung eines ersten 10-prozentigen Aktienpaketes wurde für Ende des Jahres 2016 angekündigt (RWE AG 2015f).

EnBW

Ein interviewter EnBW-Manager verglich die Umbrüche im Stromsektor nach Fukushima mit den Veränderungen im Zuge der Marktliberalisierung 1998: »[...] so wie wir vom Monopol zum Wettbewerb alles ändern mussten, müssen wir jetzt auch von diesem angestammten Geschäftsmodell auch alles ändern, wenn die EnBW fortbestehen will« (EnBW Interview 3). In diesem Sinne kündigte 2012 der neue EnBW-Vorstandsvorsitzende Frank Mastiaux bei seinem Amtsantritt an: »[...] wir [werden] Energie neu denken und wir werden die EnBW neu denken« (EnBW AG 2012b). Im Juni 2013 rief das Unternehmen im Rahmen der Strategie EnBW 2020 das Leitmotiv »Energiewende. Sicher. Machen.« aus und verlautbarte in der entsprechenden Pressemitteilung: »Die EnBW-Strategie 2020 ist ein klares Bekenntnis ohne »wenn und aber« zur Energiewende«. Im Folgenden nahm die Konzernleitung eine strukturelle Neuordnung der Konzerngesellschaften vor und beschloss ein neues Führungsmodell. Im Fokus dieses Umbauprojektes mit dem Namen *EINE EnBW* stand »eine deutliche Reduktion der Konzernkomplexität durch Zusammenlegung von Gesellschaften« sowie »im Rahmen des Führungsmodells das Ziel, Prozesse und Verantwortlichkeiten klarer zu machen und dadurch die Eigenverantwortlichkeit der Mitarbeiter zu stärken« (EnBW AG 2013b).

Damit nahm die EnBW eine vergleichsweise konsequente Neuausrichtung auf die Ziele der Energiewende vor. Dies lässt sich aus dem Zusammenspiel mehrerer Faktoren erklären: Zum einen war die EnBW deutlich abhängiger vom deutschen Markt als die anderen drei Unternehmen – die

²²⁴ Die Abspaltung kann auch als Befreiungsschlag gegen die kommunalen Aktionäre interpretiert werden. So beklagten die Vertreter der Kommunen, im Vorfeld nicht in die Entscheidung eingebunden gewesen zu sein. Zudem erteilte RWE-Vorstand Peter Terium ihren Forderungen nach einem Sitz im Aufsichtsrat der neuen Gesellschaft eine Absage (Handelsblatt 2016a). Aufgrund dessen und aufgrund der Entscheidung des RWE-Vorstandes, für das Jahr 2015 auf die Ausschüttung einer Dividende für Stammaktien zu verzichten, fühlten sich Vertreter der Kommunen von der Unternehmensleitung zunehmend übergangen (Westdeutsche Allgemeine 2016b). Von einer (möglichen) Blockade der Entscheidungen nahmen sie jedoch Abstand (Handelsblatt 2015d).

Aktivitäten der EnBW wiesen einen vergleichsweise geringen Auslandsanteil auf und waren zudem innerhalb Deutschlands relativ stark auf Baden-Württemberg fokussiert.²²⁵ Das Unternehmen musste also Möglichkeiten finden, innerhalb der bestehenden Rahmenbedingungen in Deutschland ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell zu entwickeln, da eine Ausweitung der Auslandsaktivitäten voraussetzungsvoller war als bei den anderen Unternehmen (die bereits früher eine Basis in anderen Ländern etabliert hatten).²²⁶

Ein befragter Manager führte hierzu aus:

»Und deswegen wollen wir, dass die Energiewende weitergeht, wir sind eigentlich darauf angewiesen, dass sie weitergeht, wenn wir Deutschland als Markt verstehen wollen, weiterhin für uns. [...] Weil, wenn Sie nicht kommt [...] heißt es ja, ich verliere ja trotzdem in der konventionellen Erzeugung Geld, aber ich kann nichts Neues machen, das ist eigentlich das Schlimmste« (EnBW Interview 4).

Dazu war die Neuausrichtung im Sinne der Aktionäre des Unternehmens. Im Jahr 2011 befanden sich jeweils 45 Prozent der Anteile im Besitz des Landes Baden-Württemberg sowie dem Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (OEW). Nach dem Wahlsieg im März 2011 gab der designierte grüne Ministerpräsident Baden-Württembergs Winfried Kretschmann Presseberichten zufolge an, die EnBW stärker auf erneuerbare Energien ausrichten zu wollen (Handelsblatt 2011c).²²⁷ Die OEW war zwar an

225 Nach Unternehmensangaben waren 2013 der größte Teil der Mitarbeiter (91,7 Prozent) innerhalb von Deutschland beschäftigt, und zwar vor allem in Baden-Württemberg (72,8 Prozent der Gesamtbelegschaft) (EnBW AG 2013a, S. 85).

226 Dies bedeutet freilich nicht, dass die EnBW sich vollständig auf Deutschland konzentrierte. Siehe etwa das Engagement des Unternehmens in der Türkei (siehe Abschnitt 9.4.1).

227 Der Abschied des Vorstandsvorsitzenden Hans-Peter Villis zum Ende des Jahres 2011 wurde in der Presse ebenfalls mit dem Regierungswechsel in Baden-Württemberg in Verbindung gebracht. Demnach konnte der erklärte Kernenergie-Befürworter Villis, der sich seinerzeit hingabevoll für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke eingesetzt hatte, eine Neuausrichtung des Unternehmens im Sinne der Energiewende gegenüber der grün-roten Landesregierung nicht überzeugend vermitteln (Focus Online 2011; Zeit Online 2011c). Unter diesem Gesichtspunkt war auch die Wahl von Frank Mastiaux als Nachfolger folgerichtig: Dieser war zwischen 2007 und 2010 für den Aufbau der Erneuerbare-Energien-Sparte im E.ON-Konzern zuständig. Ein befragter EnBW-Manager benannte den Politikwechsel in Baden-Württemberg als einen, wenn auch nicht den einzigen ausschlaggebenden Faktor für den Führungswechsel im Konzern: »[...] so ein Wechsel ist nie auf eine einzelne kausale Situation zurückzuführen, sondern es gibt immer viele Themen [...]. Aber sicherlich ist es...war es für die Landesregierung ein Thema, auch bei der Landesbeteiligung EnBW, den Spitzenposten zu besetzen« (EnBW Interview 3). Über die Personalentscheidung Frank Mastiaux hieß es dagegen von einem Vertreter der

sich nicht dezidiert ökologisch ausgerichtet, unterstützte aber den Kurs der EnBW, da sie das Erfordernis einer Identifikation neuer Wachstumsbereiche insbesondere vor dem Hintergrund der wegfallenden Gewinne aus der Kernenergie anerkannte (OEW Interview 1). An dieser Stelle ist ein Vergleich mit der RWE naheliegend. Sicherlich waren sich auch die kommunalen RWE-Aktionäre der Brisanz der Lage ihres Konzerns und der Notwendigkeit einer Neuausrichtung bewusst,²²⁸ ihre Partikularinteressen waren jedoch an einigen Stellen nicht mit den Erfordernissen einer tiefgreifenden Neuausrichtung vereinbar. Die EnBW besaß im Gegensatz zu RWE weder von der Schließung bedrohte Kohle- oder Gaskraftwerke (siehe Abschnitt 10.2.2) noch Aktivitäten in der Kohleförderung, die es, um den Erhalt regionaler Arbeitsplätze zu gewährleisten, zu bewahren gegolten hätte. Zwar waren im Falle der EnBW umfangreiche Verluste durch den Kernenergieausstieg prognostizierbar, welcher nur bedingt von der OEW unterstützt wurde,²²⁹ dieser schien jedoch (im Gegensatz zu Kohleförderung- und Verstromung) kaum politisch verhandelbar.

Vattenfall

Vattenfall stellte in ihrem Geschäftsbericht heraus, »2013 ist noch deutlicher geworden, dass sich die gesamte europäische Energieindustrie in einem fundamentalen Strukturwandel befindet« und kündigte den Umbau der Organisationsstruktur an. Zum Jahresbeginn 2014 wurde der Konzern in zwei

OEW: »Das ist ein ganz normales Verfahren da gewesen. Also er ist nicht von Gottes Gnaden oder der grün-roten Landesregierung eingesetzt worden, sondern das war ein ganz normaler Suchprozess« (OEW Interview 1).

228 So kritisierten die kommunalen RWE-Aktionäre beispielsweise den pro-Atom-Kurs des damaligen RWE-Chefs Jürgen Großmann (Süddeutsche Zeitung 2011d) und forderten eine aktiverer Rolle des Konzerns bei er Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung (Handelsblatt 2011h).

229 Ein Vertreter der OEW erklärte im Interview die Haltung zum Atomausstieg: »Also für uns war klar, dass der Ausstieg aus der Kernkraft kommt und uns war klar, dass mit uns der Bau eines neuen Kernkraftwerks nicht geht. Also das war für uns vollkommen klar. Aber wir haben keine Notwendigkeit gesehen, ohne Not unser Vermögen zu vernichten. [...] Aus ideologischen Gründen. Ganz klar, wenn es technische Dinge gibt, da haben wir immer von vornherein gesagt gehabt, wenn es Themen gibt, [...] warum unsere Kraftwerke nicht sicher sind und dass man gucken muss. Dann ok. Aber die Erkenntnisse gab es ja auch gar nicht. Aber ok, man hat das dann beschlossen und das ist auch Recht. Wir drehen da auch kein Rädle mehr zurück, mit dem muss man einfach leben. Aber, aber das hat bei uns Milliardenwerte einfach vernichtet so einfach ohne Not. Und das sehen sie als Eigentümer nicht gern« (OEW Interview 1).

regionale Einheiten unterteilt, eine für Skandinavien und eine für Kontinentaleuropa (also maßgeblich Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Polen). In der offiziellen Darstellung hieß es:

»Durch die regionale Struktur erhalten unsere Geschäftstätigkeiten bessere Möglichkeiten, sich an die besonderen Bedingungen der einzelnen Märkte anzupassen. Wir sind überzeugt, dass die zukünftige Energielandschaft stärker fragmentiert und lokal organisiert sein wird als bisher und dass sie stark von landesspezifischen politischen Positionen beeinflusst werden wird. Die regionale Struktur wird auch eine stärkere strategische Flexibilität schaffen und das Unternehmen für eine breitere Anteilsverteilung öffnen« (Vattenfall GmbH 2013a, S. 13).

Diese Maßnahmen bestärkten schon seit einer Weile in der Presse vorhandene Vermutungen, das Unternehmen würde planen, sich mittelfristig aus Deutschland zurückzuziehen. Abgesehen davon, dass die Geschäfte in Deutschland zunehmend unter Druck gerieten, war bekannt, dass die Tätigkeiten des Konzerns in Braunkohletagebau und -verstromung in der schwedischen Presse sowie in heimischen politischen Debatten zunehmend kritisch bewertet wurden (Handelsblatt 2009d; Cleantechology Business Review 2009).²³⁰ Das Handelsblatt zitierte in diesem Zusammenhang einen Konzernsprecher mit den Worten: »Die Debatte ist absolut relevant, ob wir statt eines internationalen Konzerns wieder ein skandinavischer Regionalversorger sein sollen« (Handelsblatt 2013b). Ein interviewter Manager bestätigte, die organisationale Restrukturierung sollte den nötigen Rahmen für einen optionalen vollständigen Rückzug aus dem Kontinentalgeschäft schaffen: »Regionalisierung war... getrieben von dem Zweifel der Werthaltigkeit, der langfristigen Werthaltigkeit des Kontinentalgeschäfts. Also das war letztendlich einer, einer... eine Vorbereitung für den Exit aus dem Kontinentalgeschäft. Den man dann aber nicht vollzogen hat« (Vattenfall Interview 4).

Ein anderer befragter Manager führte die Hintergründe aus:

»[...] auf jeden Fall ist die Geschäftsentwicklung sicherlich nicht so eingetreten wie sich das Vattenfall mit seinem Europaengagement, Kontinentalengagement sich vorgestellt hat. [...] Na ja, mit der ganzen Energiewende, mit dem ganzen Zuwachs der Erneuerbaren etc. etc. Die Spotpreise, alles. Die Kraftwerke fahren ja nicht auf Vollast. Zwei Kernkraftwerke sind stillgelegt worden. Das war ja jetzt nicht so das,

230 Högselius (2009) zufolge waren die deutschen Braunkohleaktivitäten bereits zum Zeitpunkt der Übernahme der VEAG und Laubag Objekt politischer Auseinandersetzungen im schwedischen Parlament. Diese Bedenken versandeten jedoch zunehmend aufgrund der hohen Gewinne dieser Sparte und den damit einhergehenden Einkünften für den Staatshaushalt (vgl. Högselius 2009, S. 266).

sage ich mal, das Zielbild von Vattenfall. [...] Und somit kann ich mir gut vorstellen, dass die an manchen Aktivitäten in Deutschland nicht so das größte Interesse haben« (Vattenfall Interview 2).

Dennoch dementierte das Unternehmen offiziell bis zuletzt jegliche Verkaufsabsichten. Noch im September 2014 hieß es: »Vattenfall bleibt auf absehbare Zeit Eigentümer seiner kontinentaleuropäischen Aktivitäten und damit seiner Braunkohle-Sparte« (Vattenfall GmbH 2014h). Bereits einen Monat später gab das Unternehmen dennoch bekannt:

»Unsere Strategie sieht klar eine Reduzierung unserer Kohlendioxidexponierung und eine Umstellung unseres Erzeugungsportfolios auf erneuerbare Energien vor. Der Verwaltungsrat hat entschieden, dass Vattenfall Optionen für eine nachhaltige und neue Eigentümerstruktur seines Braunkohlegeschäfts prüfen wird. [...] Seinen übrigen Geschäftsaktivitäten in Deutschland – Fernwärme, Vertrieb und Verteilnetze sowie Handel, Windkraft und weitere Energieerzeugung – bleibt Vattenfall weiterhin vollauf verpflichtet« (Vattenfall GmbH 2014g).

Der Verkauf der deutschen Braunkohlesparte erfolgte zum 30. September 2016, und zwar an ein Konsortium aus dem tschechischen Energieversorger EPH und dem international tätigen Finanzinvestor PPF-Investments. Das Paket umfasste nach Unternehmensangaben alle Kraftwerke und Tagebaue von Vattenfall in Brandenburg und Sachsen, das heißt die Kraftwerke Jänschwalde, Boxberg, Schwarze Pumpe, den 50-Prozent-Anteil am Kraftwerk Lippendorf sowie die aktiven Braunkohletagebaue Jänschwalde, Nochten, Welzow-Süd und Reichwalde (Vattenfall GmbH 2016e, 2016d). Der Kaufpreis war Presseberichten zufolge symbolischer Art. Darüber hinaus waren im Vorfeld der Transaktion umfangreiche Abschreibungen erforderlich (Handelsblatt 2016b).

Diese Entscheidung hing eng mit dem Politikbildungsprozess rund um die Abscheidung und Speicherung von CO₂ zusammen (siehe ausführlicher Abschnitt 9.3.1). Auf Druck der schwedischen Regierung hatte das Unternehmen bereits seit 2007 stetig die internen Nachhaltigkeitsziele verschärft (Vattenfall AB 2007, S. 2, 2008, S. 1, 2011, S. 13), Vorgaben, welche schwer mit den deutschen Braunkohleaktivitäten vereinbar waren. In der Carbon Capture and Storage (CCS) Technologie hatte Vattenfall eine Möglichkeit gesehen, die deutschen Braunkohleaktivitäten gegenüber der schwedischen Führung (und der schwedischen Bevölkerung) zu legitimieren. Das Unternehmen hatte bereits 2011 offiziell verkündet: »Vattenfall has decided to not make any lifetime extending investments in existing plants and will not be building any new coal-fired power plants until a political framework is in

place for carbon capture and storage (CCS)« (Vattenfall AB 2011, S. 6). Nachdem das 2012 verabschiedete CCS-Gesetz keine kommerzielle Anwendung der Technologie erlaubte, kam der Verkauf des Braunkohlegeschäfts auf die Agenda. Ein befragter Vattenfall-Manager stellte die Zusammenhänge folgendermaßen dar:

»[...] als Hintergrund muss man dazu wissen, dass es innerhalb von Vattenfall schon sehr lange ein absolutes Ziel gibt, die CO₂-Emissionen zu reduzieren, die Vattenfall hat. Und dieses Ziel besteht schon seit vielen Jahren. Und dieses Ziel ist nicht vereinbar mit der Braunkohle. Und die ursprüngliche Strategie, die man ja gesehen hat bei Vattenfall, war das Thema CCS. Da war Vattenfall ja extrem weit, also weit vorne positioniert. Also unter den... also Weltmarktführer unter anderem. [...] Und ich sage mal damit hat man versucht, die Braunkohle entsprechend zielkonform auszugestalten innerhalb des Vattenfall Portfolios. Das ist ja nun leider gescheitert am öffentlichen Widerstand [...]. Dieser konsequente Schritt der Trennung von der Braunkohle kam jetzt aber erst im letzten Jahr. Im letzten Jahr hat sich ja die schwedische Regierung nochmal neu zusammengesetzt. [...] Und wir haben ja auch einen neuen CEO bekommen und ich sage mal, seitdem ist die Braunkohle auch auf die Desinvestitionsliste gerutscht« (Vattenfall Interview 4).

Dennoch sah der Konzern von einem vollständigen Rückzug aus Deutschland (oder dem gesamten Kontinentalgeschäft) ab. Ein befragter Manager betonte die Bedeutung der verbleibenden Deutschland-Aktivitäten des Unternehmens:

»Also ich meine die Kernmärkte von Vattenfall in Deutschland sind ja Berlin und Hamburg. Berlin und Hamburg sind die beiden größten Städte in Deutschland. [...] Mit insgesamt sieben oder acht Millionen Einwohnern. Da ist Vattenfall in beiden Städten erst einmal Grundversorger weiterhin im Vertrieb. Es gibt in beiden Städten das Wärmegeschäft mit über anderthalb Millionen Kunden. [...] Also das sind wirklich noch extrem substanzialle Geschäfte« (Vattenfall Interview 4).

Von offizieller Seite hieß es: »Deutschland bleibt ein wichtiger Markt für Vattenfall. [...] Wir sehen Wachstumsmöglichkeiten um bevorzugter Partner für Kunden und Städte zu sein [...]. Ausgehend von Berlin und Hamburg werden wir ökonomisch und ökologisch attraktive Lösungen anbieten und unsere Partnerschaften mit deutschen Städten weiter ausbauen« (Vattenfall GmbH 2016e).

Tabelle 42: Unterschiedliche Re-Orientierungsstrategien der großen Vier und erklärende Faktoren

	E.ON	RWE	EnBW	Vattenfall
Übergreifende Strategie	Abspaltung des traditionellen Geschäfts; Fokussierung auf Zukunftsbereiche	Abspaltung des Zukunftsgeschäfts zur Erhöhung der finanziellen Flexibilität	Fokussierung auf Zukunftsbereiche	Abspaltung von Teilen des traditionellen Geschäfts; Fokussierung auf Zukunftsbereiche
Aktionäre	Institutionelle Anleger; Streubesitz	Kommunen mit Sperrminorität; Institutionelle Anleger; Streubesitz	Land Baden-Württemberg; schwäbische Kommunen	Schwedischer Staat
Interessen der Aktionäre	Keine Aktionärsgruppe hat alleinigen großen Einfluss	Kommunen Interesse an Energiewende, aber blockierende Standortinteressen (Kohlekraftwerke, Tagebau)	Landesregierung pro Energiewende; OEW keine blockierenden Standortinteressen	Reduzierung des CO ₂ -Ausstoßes
Finanzielle Unterstützung durch Aktionäre	Nein	Nein	Ja	Ja
Kraftwerke in Deutschland	v.a. Kernkraft, Steinkohle, Gas	v.a. Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas	v.a. Kernkraft, Steinkohle, Gas	v.a. Braunkohle, Pumpspeicher, Gas
Systemrelevanz zur Stilllegung angemeldeter Kraftwerke	Teils/teils	Nein	Ja	Nein (aber perspektivisch)
Eigene Kohleförderung	Nein	Ja	Nein	Ja
Regionale Diversifikation	Hoch (Europa und global)	Hoch (v.a. Europa)	Gering (v.a. Deutschland)	Hoch (v.a. Europa)
Abhängigkeit vom deutschen Markt	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Mittel

Tabelle 42 zeigt einen zusammenfassenden Vergleich der Re-Orientierung der vier Unternehmen sowie der Faktoren, welche Unterschiede in den gewählten Strategien erklären.

- Sowohl E.ON wie auch Vattenfall spalteten weite Teile des konventionellen Geschäftes ab und fokussierten sich auf die Geschäftsbereiche erneuerbare Energien, Energiedienstleistungen und Netzbetrieb. Grund hierfür waren im Falle E.ONs rein geschäftliche Überlegungen und bei Vattenfall zusätzlich Nachhaltigkeitsforderungen von Seiten des schwedischen Staates.
- Die EnBW fokussierte sich ebenfalls auf die oben genannten zukünftigen Geschäftsfelder, sah jedoch von der Abspaltung des konventionellen Geschäftes ab. Da die meisten der fossilen Kraftwerke des Unternehmens in Süddeutschland standen und damit größtenteils als systemrelevant zu bewerten wären, konnte das Unternehmen davon ausgehen, im Falle von deren Unwirtschaftlichkeit Vergütung zu erhalten.
- RWE hingegen spaltete die zukünftigen Fokusbereiche erneuerbare Energien, Vertrieb und Netze ab und konzentrierte sich weiterhin auf das traditionelle Geschäft. Dies ist auf Standortinteressen der kommunalen RWE-Aktionäre zurückzuführen, welche einer Abspaltung von konventionellen Kraftwerken und Braunkohleförderung wohl nicht zugestimmt hätten.

10.3.3 Neusetzung zukünftiger Geschäftsschwerpunkte

Obleich die vier Konzerne – wie eben ausgeführt – auf übergeordneter Ebene unterschiedliche Maßnahmen ergriffen, identifizierten sie mit Blick auf die konkreten Geschäftsfelder dieselben *zukünftigen Fokusbereiche*. Erneuerbare Energien, Energiedienstleistungen sowie das Netzgeschäft (E.ON SE 2014d, S. 13; EnBW AG 2013a, S. 7; RWE AG 2014a, S. 5; Vattenfall GmbH 2013a, S. 3).²³¹ Darüber hinaus leiteten alle vier Unternehmen *Maßnahmen zur Identifizierung neuer Geschäftsmodelle* ein. Diese Bereiche werden im Folgenden nacheinander beschrieben.

²³¹ Dies bezieht sich auf RWE vor der Abspaltung der neuen Tochtergesellschaft, welche erst nach dem Ende des Untersuchungszeitraumes erfolgte. Tatsächlich benannte das Unternehmen, bevor die Abspaltung bekannt wurde, dieselben zukünftigen Fokusbereiche wie die anderen drei Unternehmen.

Die Stromkonzerne und die erneuerbaren Energien IV: Nachhaltige Stromerzeugung als Wachstumsschwerpunkt

Die in Phase 2 und 3 ausgerufenen Wachstumsstrategie im Bereich erneuerbare Energien wurde nach Fukushima nochmals forciert. E.ON bezeichnete im Geschäftsbericht 2011 erneuerbare Energien im Allgemeinen und Offshore-Windkraft im Speziellen als zentrales Wachstumsfeld, in welchem in den kommenden fünf Jahren 7 Milliarden Euro investiert werden sollten (E.ON AG 2011b, S. 2) – zum Umfang der Investitionen in erneuerbare Energien der großen Vier im Zeitverlauf siehe Tabelle 30 in Abschnitt 9.4.1. Die EnBW gab im selben Jahr an, im Planungszeitraum 2012 bis 2014 30 Prozent der Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte stecken zu wollen und formulierte das längerfristige Ziel eines erneuerbaren Energien Anteils von 50 Prozent an der Eigenerzeugung bis 2030 (EnBW AG 2011b, S. 6).²³² RWEs längerfristiges Ziel belief sich auf 20 Prozent erneuerbare Energien an der konzerneigenen Stromerzeugungskapazität bis 2020 (RWE AG 2011a, S. 16).

Ein befragter RWE-Manager gab hierzu im Interview Auskunft:

»So, was ein weiterer Zweig sein wird für die Zukunft ist regenerativ. Wir haben ja große Offshore-Parks in der Nordsee etc. Ich glaube da wird noch mehr gemacht. Zu spät. Brauchen wir überhaupt nicht drüber zu reden. [...] Aber wir müssen einfach noch ich sage mal retten, was zu retten ist, was den Bereich angeht. Und ich glaube, das hat der Vorstand jetzt auch erkannt« (RWE Interview 5).

Vattenfall definierte 2012 ausgehend von einer Direktive des schwedischen Staates neue Nachhaltigkeitsziele, denen zufolge der Ausbau der erneuerbaren Energien im Vattenfall-Konzern jeweils über den Zuwachsraten der jeweiligen regionalen Märkte liegen sollte (Vattenfall GmbH 2012b).

Die Tabellen 32 und 33 in Abschnitt 9.4.1 zeigen eine Auflistung der wichtigsten Erneuerbare-Energien-Projekte der großen Vier im Untersuchungszeitraum. In Phase 4 schlossen die Stromkonzerne etliche in Phase 2 und 3 angestoßene Projekte ab – dabei handelte es sich fast ausschließlich

²³² Ein Vertreter der OEW – einer der beiden Hauptaktionäre der EnBW – führte im Interview hierzu lapidar aus: »[...] in was wollen sie denn heute noch investieren? Gaskraftwerk rechnet sich nicht. Pumpspeicher rechnet sich nicht. In was wollen sie heute noch investieren? Sie haben ja gar keine andere Möglichkeit wie in Erneuerbare, wie in Speichertechnologie, also in Entwicklung zu investieren usw. usw. Also der Weg ist ja vorgegeben. [...] also der Unterschied ist vielleicht zwischen uns und den anderen, dass wir einfach den Jammerstatus schneller abgelegt haben« (OEW Interview 1).

um On- sowie Offshore-Windparks – und initiierten zahlreiche neue Bauvorhaben. Es soll ein kurzer Überblick gegeben werden:

In Deutschland nahm E.ON 2015 den 288 Megawatt Windpark Amrumbank West in Betrieb (E.ON SE 2015h). Dazu gingen zwei britische Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von etwa 850 Megawatt ans Netz (E.ON SE 2013f, 2015i) sowie US-amerikanische Onshore-Windparks im Umfang von etwa 850 Megawatt – der größere Teil dieser Projekte war bereits in Phase 3 angestoßen worden. Zusätzlich startete der Bau des 650 Megawatt Offshore-Windparks Rampion in Großbritannien, während in Polen und Schweden kleinere Windparks den Leistungsbetrieb aufnahmen (E.ON SE 2015a). Hinzu kamen im Rahmen des Joint Ventures Enerjisa in der Türkei in Betrieb genommene Wind- und Wasserkraftanlagen (E.ON SE 2013g, S. 15).²³³

Die EnBW nahm 2015 mit der 288 Megawatt Anlage Baltic 2 ihren zweiten deutschen Offshore-Windpark in Betrieb (EnBW AG 2015b). Dazu trug das in Phase 3 gestartete Joint Venture mit dem türkischen Unternehmen Borusan erste Früchte – in Phase 4 gingen Wasser- und Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 250 Megawatt ans Netz (vgl. EnBW AG 2014b, 2015a). Dazu platzierte die EnBW im Mai 2015 ein Angebot in Höhe von 550 Millionen Euro zur Übernahme des insolventen Windparkbetreibers Prokon (EnBW AG 2015f, 2015k). Die Gläubiger des Unternehmens lehnten jedoch den Einstieg der EnBW ab und entschieden sich für die Fortführung des Unternehmens als Genossenschaft (EnBW AG 2015e).²³⁴

233 E.ON hatte 2012 einen 50-prozentigen Anteil an Enerjisa von dem österreichischen Versorger Verbund erworben – im Tausch gegen bayerische Wasserkraftwerke (E.ON SE 2012, 2013i). E.ON verstand Enerjisa als Plattform für weiteres Wachstum im türkischen Markt, unter anderem im Bereich der erneuerbaren Energien (E.ON SE 2013g, S. 15). Aus den von den Unternehmen veröffentlichten Daten ist nicht im Detail ersichtlich, welche Erneuerbare-Energien-Anlagen durch dieses Joint Venture zu welchem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden. Außerdem ist nicht ersichtlich, inwieweit entsprechende Erneuerbare-Energien-Projekte von Enerjisa unter Führung von E.ON angestoßen wurden oder in ihren Planungen weiter zurückreichen. Aufgrund dieser Uneindeutigkeiten in den verfügbaren Daten wurden Enerjisa-Projekte nicht in diese Arbeit aufgenommen.

234 Ein befragter Vertreter der OEW sah den Grund des Scheiterns der Prokon-Übernahme in dem schlechten Image der EnBW: »Es hängt ja auch oft an den handelnden Personen und an dem Image, was so ein Konzern mitbringt. Ja. Und das ist letztendlich auch so ein Stück weit ein Problem der EnBW jetzt bei der PROKON Geschichte. Auch da heißt es wieder der riesen Atomkonzern. Ja? [...] Ich meine, dass PROKON, wenn sie als Atomkonzern gegen die Weltverbesserer kämpfen, da haben sie sowieso keine Chancen« (OEW Interview 1).

RWE weihte 2015 mit dem 295 Megawatt Windpark Nordsee Ost den ersten deutschen Offshore-Windpark des Konzerns ein (RWE AG 2015g) und beschloss kurz darauf den Bau der noch etwas größeren Anlage Nordsee 1 (RWE AG 2015d). Ebenfalls 2015 in Betrieb genommen wurde der Onshore-Windpark Königshovener Höhe mit 67 Megawatt installierter Leistung (RWE AG 2015a). Hinzu kamen 2013 und 2015 die Inbetriebnahme der beiden britischen Offshore-Windparks Greater Gabbard und Gwynt y Môr mit einer Gesamtleistung von gut 1.000 Megawatt (RWE AG 2013e, 2015h) sowie zwei kleinere Onshore-Projekte in Polen und den Niederlanden (RWE AG 2013f, 2014c).

Vattenfall startete in Deutschland den Bau des Offshore-Windparks Sandbank und nahm 2015 das bereits früher gestartete Projekt Dan Tysk in Betrieb – die installierte Leistung der Projekte belief sich auf jeweils 288 Megawatt (Vattenfall GmbH 2015b, 2015a). In Schweden und in den Niederlanden gingen die Onshore-Windparks Stor-Rotliden beziehungsweise Zuidlob mit einer installierten Gesamtleistung von 200 Megawatt in Betrieb (Vattenfall AB 2011, S. 32; Vattenfall GmbH 2013d). In Großbritannien weihte Vattenfall die Erweiterung des Offshore-Windparks Kentish Flats ein und stieß das 228 Megawatt Onshore-Projekt Pen Y Cymoedd an (Vattenfall GmbH 2016c, 2016a).

Damit nahm also letztlich auch der Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Konzerne in Deutschland Fahrt auf. Es bleibt jedoch festzustellen, dass den verwirklichten Projekten eine große Zahl an Projekten gegenübersteht, welche zwar seit langem in verschiedenen Veröffentlichungen der Konzerne Erwähnung finden, zum Ende des Untersuchungszeitraumes jedoch noch nicht gestartet worden waren (siehe Tabelle 32 in Abschnitt 9.4.1).

Bei der Umsetzung ihrer Erneuerbare-Energien-Wachstumsstrategien setzten die Konzerne – insbesondere E.ON, RWE und EnBW – verstärkt auf Beteiligungsmodelle. Bereits zuvor waren Windparks häufig in Kooperation mit anderen Versorgungsunternehmen verwirklicht worden. In Phase 4 folgten die Stromkonzerne aber häufig einem Ansatz, welcher mit unterschiedlichen Begriffen wie »capital light«, »less capital – more value« oder »build and sell Strategie« bedacht wurde. Diesem Geschäftsmodell folgend verkauften die Stromkonzerne nach Fertigstellung Anteile der Windparks an Investoren, unterhielten aber nach wie vor den operativen Betrieb der Anlage. Damit verfolgten sie das Ziel, innerhalb kürzerer Zeit eine größere Anzahl an Projekten verwirklichen zu können, um so Erfahrungen in

Bau und Betrieb der Anlagen zu gewinnen. Es ging also nun eher um die Generierung von technologischem Kapital im Sinne von Know-how in Anlagenbau und -betrieb als um die Vermehrung unternehmenseigener Produktionskapazitäten.

In den Jahren 2012 bis 2014 veräußerte E.ON jeweils die Hälfte der Anteile der US-Windparks Papalotte Creek I und II sowie Stony Creek und Mehrheitsbeteiligungen (jeweils 80 Prozent) an dem dänischen Offshore-Windpark Rødsand II und den US-Windparks Magic Valley I sowie Wildcat I (E.ON AG 2012b; E.ON SE 2013b, 2014a). In der Pressemitteilung zu einem dieser Abschlüsse hieß es: »Dieses Geschäft ist ein wichtiger Schritt in der Umsetzung unserer Strategie, mit weniger Kapital einen höheren Wert für den Konzern zu schaffen. Wir vergrößern damit den Spielraum, unsere hervorragende Projektpipeline im Bereich Erneuerbarer Energien besser auszuschöpfen und so zum Umbau der Energiesysteme beizutragen« (E.ON AG 2012b). In ähnlicher Weise erklärte RWE: »Unser Ziel ist es, über Beteiligungsmodelle zusätzliches Kapital für den Ausbau erneuerbarer Energien in ganz Europa zu generieren« (RWE AG 2013g). 2013 verkaufte das Unternehmen Minderheitsanteile an den britischen Windparks Rhyl Flats (49,9 Prozent) sowie Little Cheyne Court (41 Prozent). Die Aussage von EnBW-Chef Hans-Peter Villis gegenüber dem Handelsblatt »Wir müssen und wollen große Projekte künftig verstärkt mit Partnern stemmen« (Handelsblatt 2012a) deutet jedoch an, dass es sich dabei vor allem auch um eine notgedrungene Strategie in Zeiten knapper Mittel handelte. Die EnBW hatte nicht nur ihre türkischen Windparks im Rahmen eines Joint Ventures umgesetzt, auch Baltic 1 war in Kooperation mit einem Stadtwerke-Verbund realisiert worden. Der neuen Geschäftslogik folgend wurde 2015 ein knapper Minderheitsanteil an Baltic 2 direkt nach der Fertigstellung an einen Finanzinvestor abgegeben (EnBW AG 2015h, S. 119).

Die Wiederentdeckung des regulierten Verteilnetzgeschäftes

Dazu sprachen die Stromkonzerne dem Betrieb der Verteilnetze (und im Falle der EnBW zusätzlich des Übertragungsnetzes) in Deutschland eine hervorgehobene Stellung zu.

Tabelle 43 zeigt die Höhe der Investitionen in die Netzsparte, welche in allen Fällen (in denen Zahlen zur Netzsparte vorlagen) einen entscheidenden Block der Gesamtinvestitionen stellten. Bei RWE und EnBW waren die In-

vestitionen im Netzbereich im Schnitt höher als die Investitionen in den anderen beiden als Zukunftsbereiche ausgewiesenen Geschäftsfeldern (erneuerbare Energien und Vertrieb).

Tabelle 43: Investitionen der großen Vier im Netzbereich 2011–2015

	2011	2012	2013	2014	2015	Gesamt Phase 4
RWE						
Investitionen Netze (in Mio. Euro)	1.225	1.159	972	900	1.021	5.277
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	7.072	5.544	3.978	3.440	3.303	23.337
Anteil Netze an konzernweiten Investitionen (in %)	17,3	20,9	24,4	26,2	30,9	22,6
EnBW						
Investitionen Netze (in Mio. Euro)	k.A.	k.A.	462	522	733	1.717
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	(1.314)	(877)	1.101	1.957	1.462	4.520
Anteil Netze an konzernweiten Investitionen (in %)	k.A.	k.A.	42	26,7	50,1	37,9
Vattenfall						
Investitionen Netze (in Mio. Euro)	562	543	516	538	508	2.667
Investitionen konzernweit (in Mio. Euro)	3.999	3.447	3.134	3.091	3.126	16.796
Anteil Netze an konzernweiten Investitionen (in %)	14,1	15,7	16,5	17,4	16,3	15,9

Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen²³⁵

²³⁵ Die Angaben zum Netzgeschäft weichen zwischen den Unternehmen ab. Die RWE-Zahlen beziehen sich auf das Segment »Vertrieb und Verteilnetze Deutschland«, bei EnBW »Netze« und bei Vattenfall AB »Stromnetze«. RWE und Vattenfall betreiben Verteilnetze in Deutschland, die EnBW darüber hinaus Übertragungsnetze. Die genaue Definition von »Investition« unterscheidet sich unter Umständen zwischen den Unternehmen. Siehe hierzu auch Fußnote 160 in Abschnitt 9.4.1. E.ON wies für diesen Zeitraum keine differenzierten Zahlen für die Netzsparte aus. Wenn möglich wurden Vorjahreszahlen verwendet.

Diese Neu-Bewertung des Netzbetriebes erfolgte maßgeblich aus zwei Gründen. *Erstens* wuchs die Bedeutung der Netze im Zuge der erhöhten Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Ein befragter RWE-Manager führte etwa im Interview aus:

»Es konnte sich vor zehn Jahren kein Stadtwerk und kein regionaler und kein großer Netzbetreiber vorstellen, dass innerhalb von zehn Jahren die Verteilnetze zu Einspeisenetzen werden. Wenn ich nach Süddeutschland in den Bereich Regensburg schaue: da wird mehr eingespeist als die Bürger entnehmen! Das war für die Netzleute überhaupt nicht vorstellbar. [...] wenn man jetzt heute schaut, wo findet denn Wind und kleinstteilige Energieversorgung statt? In den Verteilnetzen!« (RWE Interview 2)

Da der größte Teil der dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen in das Verteilnetz einspeiste, ergaben sich in diesem Feld neue Anforderungen, aber auch neue Geschäftsmodelle etwa im Zusammenhang mit der (digitalen) Vernetzung von dezentralen Erzeugungsanlagen oder der Einrichtung intelligenter Messeinrichtungen (Smart Meter, siehe auch unten) (E.ON SE 2013g, S. 14). Ein befragter EnBW-Manager führte aus:

»Das ist, das Thema Netz, ist ein integraler Bestandteil unserer neuen Strategie. Und wo wir sagen, auch das ist eine Energiewendeinvestition, da wird sowohl auf den Transportnetzen, Stichwort Stromautobahnen als auch den Verteilnetzen, Stichwort Integration der ganzen dezentralen Einspeisungen, ist da Wachstumspotential gegeben, Geschäftspotential gegeben« (EnBW Interview 3).

Zweitens stellten die Netze in unsicheren Zeiten einen stabilen Gewinnbringer dar. Ein RWE-Manager bestätigte die Neubewertung des Verteilnetzbetriebes auch aus wirtschaftlicher Sicht:

»Was sich verändert hat ist, dass seit zwei, drei Jahren oder, ja, seit Fukushima, dass seitdem Netze im Konzern wieder was zählen. Wir waren jetzt zig Jahre lang, da waren Netze da, die haben auch ihren Geldbeitrag geleistet, aber im Konzern wurde über Netze so gut wie nicht gesprochen. Erzeugung war wichtig, da haben wir Milliarden verdient. Dann Supply und Trading, [...] dann Ausland, England, Holland, Tschechien. [...] Darüber wurde im Konzern geredet [...]. Über Netze wurde nie gesprochen. Und das wandelt sich halt jetzt – leider. Weil wir diejenigen sind, die das meiste Geld in den Konzern bringen, weil die Erzeugung total den Bach runtergeht. Und die anderen noch nicht so weit sind, die Regenerativen etc.« (RWE Interview 5).

Im Falle von RWE und EnBW liegen Zahlen zu den Gewinnen der Netzsparte vor, welche sich ins Verhältnis zu den konzernweiten Gewinnen setzen lassen – siehe Tabelle 44. Bei RWE stellten der Bereich Vertrieb und

Verteilnetze Deutschland in Phase 4 im Schnitt ein Drittel des konzernweiten betrieblichen Ergebnisses. Bei der EnBW kam der Bereich Netze für im Schnitt 40 Prozent des konzernweiten (adjusted) EBITDA auf.

Tabelle 44: Gewinne der Netzsparte 2011–2015

	2011	2012	2013	2014	2015	Gesamt Phase 4
RWE						
Betriebliches Ergebnis Netze (in Mio. Euro)	1.505	1.578	1.626	1.871	1.856	8.436
Betriebliches Ergebnis Konzern (in Mio. Euro)	5.814	6.416	5.369	4.017	3.837	25.453
Anteil Netze am konzernweiten betrieblichen Ergebnis (in Prozent)	25,9	24,6	30,3	46,6	48,4	33,1
EnBW						
Adjusted EBITDA Netze (in Mio. Euro)	k.A.	k.A.	962	886	747	2.596
Adjusted EBITDA Konzern (in Mio. Euro)			2.225	2.167	2.110	6.502
Anteil Netze am konzernweiten EBITDA (in Prozent)	k.A.	k.A.	43,4	40,9	35,4	39,9

Quelle: Geschäftsberichte. Eigene Berechnungen²³⁶

Im RWE-Geschäftsbericht hieß es hierzu: »Weil der regulatorische Rahmen hier meist auf Jahre hinaus festgelegt wird, sind die Renditen dieser Aktivitäten nur geringen Schwankungen unterworfen. Das Netzgeschäft liefert deshalb einen wertvollen Beitrag zur Stabilisierung der Ertragslage des RWE-Konzerns« (RWE AG 2014a, S. 21). Dies hing auch mit dem positiven Beitrag des Netzgeschäftes für das Kreditrating zusammen, wie ein Vattenfall-Manager im Interview herausstellte: »[...] für die Kreditagenturen wie

²³⁶ Zur Definition der Netzsparte im jeweiligen Konzern siehe Fußnote 235. Die Angaben zum konzernweiten EBITDA der EnBW weichen geringfügig von den Angaben zum EBITDA des Unternehmens an anderer Stelle ab. In Tabelle 44 wurden Zahlen aus den Geschäftsberichten des jeweiligen Jahres herangezogen (um eine Vergleichbarkeit mit den Zahlen der Netzsparte zu gewährleisten), während an allen anderen Stellen EBITDA-Vorjahrszahlen der Vorzug gegeben wurde. (Aufgrund dessen wurden auch die Felder für den konzernweiten EBITDA der Jahre 2011 und 2012 ausgespart, obgleich diese Zahlen vorliegen).

Moody's, Standard and Poor's usw. [...] ist momentan insbesondere reguliertes Geschäft extrem attraktiv. Also wenn sie zum Beispiel Stromnetze haben, dann haben sie gute Aussichten ein gutes Rating zu bekommen, weil das letztendlich stabile Erlöse garantiert« (Vattenfall Interview 4). Einen Risikofaktor für das Verteilnetzgeschäft stellte aus Unternehmenssicht jedoch der zunehmende Wettbewerb um Konzessionen zum Netzbetrieb dar (vgl. RWE AG 2015c, S. 21; siehe auch Abschnitt 9.2.2 und 10.2.4).

Vom Kraftwerksbetreiber zum Energiedienstleister

Ein weiterer strategischer Schwerpunkt lag im Ausbau der Dienstleistungsaktivitäten. Die Stromkonzerne unterhielten zwar bereits zuvor Serviceabteilungen und boten verschiedene energiebezogene Dienstleistungen an, in Phase 4 jedoch erklärten alle vier Unternehmen dies als einen zentralen Wachstumsbereich. In Folge weiteten sie bestehende Tätigkeiten aus, entwickelten neue Produkte und erschlossen neue Bereiche.

E.ON benannte das Geschäftsfeld dezentrale Energielösungen 2011 als einen von drei zentralen Entwicklungsschwerpunkten – neben erneuerbaren Energien und Erzeugung außerhalb Europas (*E.ON AG* 2011b, S. 8). Um diese Aktivitäten zu bündeln, gründete *E.ON* Mitte 2012 die neue Geschäftseinheit »*E.ON Connecting Energies*«, welche sich auf die »Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen« für Geschäftskunden fokussierte (*E.ON AG* 2012c, S. 16). *RWE* erweiterte ihre Vertriebsaktivitäten durch das Angebot von neuen Produkten und Dienstleistungen. Im Geschäftsbericht hieß es hierzu: »Um unsere Marktpositionen im zunehmenden Wettbewerb behaupten zu können, erweitern wir unser Tätigkeitsfeld über den klassischen Vertrieb von Strom und Gas hinaus: Wir entwickeln neue Geschäftsmodelle für alle Endkundensegmente, indem wir unser Know-how auf dem Gebiet der Energieversorgung und der Informationstechnologie zusammenführen« (*RWE AG* 2013a, S. 37). *EnBW*-Chef Frank Mastiaux formulierte gegenüber einer deutschen Zeitung den Anspruch »Wir wollen der erste konsequent auf den Kunden ausgerichtete große Energieversorger sein« (*Frankfurter Allgemeine Zeitung* 2013a). Auch *Vattenfall* setzte diesen Schwerpunkt. Das Unternehmen wollte sich fortan als »Smart Energy Enabler« verstehen, welcher seinen Kunden »intelligente Energielösungen und Möglichkeiten zu einem umweltbewussten Energieverbrauch bietet« (*Vattenfall GmbH* 2012a, S. 29).

Das Angebot an Dienstleistungen der Unternehmen umschloss die folgenden Bereiche,²³⁷ häufig auch in Form von kombinierten Angeboten:

- Verkauf, Installation und Wartung *dezentraler Erzeugungsanlagen* und *Speicher*, etwa (Mikro-)KWK-Anlagen, Photovoltaik-Anlagen oder Speicher für den Heimbetrieb.²³⁸
- Dienstleistungen im Bereich *Energieeffizienz* und *Gebäudesanierung*, etwa auch betriebsspezifische Optimierungsmaßnahmen für Gewerbekunden.
- Verschiedene *Smart Home*-Angebote, etwa Maßnahmen zur Fernsteuerung oder Automatisierung der häuslichen Energieversorgung.
- Intelligente Stromzähler (*Smart Meter*) zur Optimierung des häuslichen und betrieblichen Stromverbrauchs.
- Services zur *Direktvermarktung* von dezentral erzeugter Energie.²³⁹
- Verschiedene Angebote rund um *Elektromobilität*, etwa die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für Privatpersonen sowie im öffentlichen Raum.
- Weitere Analyse- und Beratungstätigkeiten.

Um Kunden für diese Produkte zu erreichen, waren nicht nur Verbindungen zu Privathaushalten sowie Industrie- und Gewerbekunden wichtig, sondern auch Kontakte zu Gebietskörperschaften. So betonte etwa die EnBW das Interesse, Kooperationen auf regionaler Ebene auszubauen. Hier wollte sich das Unternehmen als Dienstleister in den Bereichen Energieeffizienz, Netzbetrieb sowie allgemeinen Analyse- und Beratungstätigkeiten verstanden wissen. Diese Aktivitäten bündelte das Unternehmen Anfang 2014 in der neu gegründeten Geschäftseinheit »Kommunale Beziehungen und Beteiligungen« (EnBW AG 2013a, S. 31).²⁴⁰ Vattenfall dagegen, ein Unternehmen mit wenig Verbindungen in die ländlichen Regionen, trieb die Kooperation

237 Nicht jedes der vier Unternehmen bot Leistungen in allen genannten Bereichen an. Die Schnittmengen sind jedoch so groß, dass eine Differenzierung zwischen den Unternehmen wenig sinnvoll erscheint. Bei tiefergehendem Interesse lassen sich die Schwerpunktsetzungen der einzelnen Unternehmen in den zugrunde liegenden Quellen nachlesen: E.ON AG (2011b, 9f., 2012c, S. 16); RWE AG (2013a, S. 37, 2014a, S. 22); EnBW AG (2012a, S. 18, 2013a, S. 13); Vattenfall GmbH (2012a, S. 29, S. 31, 2014a, S. 29).

238 E.ON etwa bezeichnete dezentrale Anlagen neuerdings als eine Schlüsseltechnologie der Energiewende und gab an: »1.000 Kleinanlagen mit je 1 MW sind für uns unternehmerisch so interessant und wertvoll wie ein großes Kraftwerk« (E.ON AG 2012c, S. 3).

239 Dieses Geschäftsfeld erlangte insbesondere mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen (siehe Abschnitt 10.2.3) weiteren Antrieb (vgl. etwa Vattenfall Europe Windkraft GmbH 2014).

240 Weiteres zur Ausweitung der EnBW-Kooperationen auf regionaler Ebene siehe etwa auch EnBW AG (2015)

mit Großstädten voran – etwa Amsterdam, Uppsala, Berlin oder Hamburg, welche das Unternehmen bei Fragestellungen in den Bereichen Energieerzeugung, -speicherung und -effizienz unterstützte (Vattenfall GmbH 2012a, S. 31).

Wie hingabevoll die Re-Orientierung der Konzerne zum Dienstleistungssegment letztlich war, lässt sich schwer abschätzen, genauso wenig lässt sich deren Erfolg bewerten, da keine Zahlen zur Geschäftsentwicklung in diesen Bereichen vorliegen. Zum einen handelte es sich um einen relativ heterogenen Bereich, was bedeutet, dass verschiedene der oben aufgeführten Leistungen in der Berichterstattung der Unternehmen verschiedenen Geschäftsbereichen (etwa Vertrieb oder Verteilnetze) zugeordnet wurden. Zum anderen waren es vergleichsweise neue Geschäftsfelder, deren finanzielle Entwicklung häufig aus wettbewerblichen Gründen nicht offengelegt wurde.²⁴¹ Die Angaben, die sich in den Geschäftsberichten der Unternehmen finden, sind also vergleichsweise unspezifisch. So betonte etwa E.ON im Jahr 2013: »[...] schon jetzt haben wir 6.000 dezentrale Energieanlagen installiert, davon allein 4.000 in Deutschland. Allein im deutschen Markt kommt bereits heute nahezu 1 Mrd € Umsatz aus diesem Geschäft« (E.ON SE 2013g, S. 3).²⁴² RWE gab 2014 an, pro Jahr einen Umsatz von 500 Millionen Euro mit Dienstleistungen rund um das Thema Energie zu erwirtschaften (RWE AG 2014a, S. 5), während die EnBW das Ziel formulierte, bis 2020 den »Umsatz mit dezentralen Lösungen auf rund 1 Milliarde Euro steigern und erster Ansprechpartner in Energiefragen sein« zu wollen (EnBW AG 2012a, S. 18).

10.3.4 Exploration von Zukunftsbereichen

Darüber hinaus starteten die Stromkonzerne Maßnahmen zur Identifizierung weiterer potentieller Wachstumsbereiche. Dies erfolgte entlang zweier Stoßrichtungen: Erstens, der Einrichtung von *innerorganisationalen Schutzräumen* zur Entwicklung neuer Ideen abseits der etablierten Pfade. Zweitens

241 Diesen Grund gaben Mitarbeiter der Kommunikationsabteilungen von zwei der Unternehmen auf telefonische Nachfrage an.

242 Kurioserweise gab E.ON zwei Jahre später exakt die gleichen Zahlen an. Im Wortlaut hieß es nun: »Auch im Geschäft mit dezentralen Lösungen auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung zählt E.ON in Deutschland schon seit Jahren zu den Marktführern mit mehr als 4.000 realisierten Anlagen und einem Umsatz von nahezu 1 Mrd €« (E.ON SE 2015f, S. 2).

durch die Ausweitung von *Partnerschaften mit Start-up-Unternehmen*. Diese beiden Bereiche sollen im Folgenden nacheinander vorgestellt werden.

E.ON gründete 2013 die konzernweite Initiative »:agile« mit dem Fokus »neue vielversprechende Geschäftsideen jenseits unseres heutigen Geschäfts zu identifizieren und zu entwickeln«. Hierzu konnten Mitarbeiter sowie externe Ideengeber Projektskizzen einreichen, um diese außerhalb der »etablierten Linienorganisation [zu] testen und zur Marktreife [zu] bringen« (E.ON SE 2013g, S. 12). Mit einer ähnlichen Zielsetzung richtete RWE Anfang 2014 die Management-Einheit »Innovation Hub« ein, »um ganz neue Geschäftsmodelle auf dem Gebiet der Energieversorgung zu erschließen und deren Entwicklung voranzutreiben« (RWE AG 2014a, S. 22). Als Schwerpunktthemen nannte das Unternehmen »(1) Chancen durch die digitale Revolution, (2) intelligente, vernetzte Lösungen für Privat- und Gewerbekunden, (3) Energiekonzepte für Europas Metropolen und (4) neue Produkte und Dienstleistungen durch die Nutzung von Daten« (RWE AG 2015c, S. 23). »Wir versuchen ja gerade zu antizipieren, was sind denn die zukünftigen Marktmodelle. Wo können wir überhaupt einen Beitrag leisten?«, berichtete ein RWE-Manager im Interview (RWE Interview 2). Ebenso gründete die EnBW einen »Innovationscampus« zum Testen und Entwickeln von neuen Geschäftsmodellen, auch hier »bewusst außerhalb der Konzernstrukturen« (EnBW AG 2013a, S. 48). Vattenfall richtete die Gründerplattform »green:field« ein, welche das Ziel verfolgte, Personen mit für das Unternehmen erfolgversprechenden Geschäftsideen innerhalb und außerhalb von Vattenfall zusammenzubringen und bei der Umsetzung ihrer Ideen zu unterstützen (Wattendrup und Schulze 2016).

Diese Maßnahmen folgten der Zielsetzung, innerhalb der Organisationen Freiräume zu schaffen, in welchen kreative Mitarbeiter möglichst unabhängig von den vorherrschenden unternehmenskulturellen Normen (und mikropolitischen Barrieren) Ideen entwickeln und testen konnten. Dies geht auch aus den detaillierteren Angaben der Konzerne zu den entsprechenden Unternehmenseinheiten hervor:

»Der RWE Innovation Hub ist der Boden, auf dem Ideen wachsen können, bis aus ihnen werthaltige Geschäftsmodelle werden. Die Mitarbeiter im Hub sind über die Grenzen von Ländern und Organisationseinheiten hinweg in einem Netzwerk miteinander verbunden. [...] Da innovative Geschäftsmodelle auch innovative Organisationsstrukturen benötigen, überführen wir marktreife Ideen mitunter in eigens dafür gegründete Gesellschaften, sogenannte Start-ups. Diese schlank und flexibel aufgestellten Unternehmen spezialisieren sich darauf, die neuen Angebote von RWE am Markt zu platzieren« (RWE AG 2015c, S. 23).

Bei der EnBW hieß es:

»Die Forschung und das Innovationsmanagement erhalten mit dem Innovationscampus eine Plattform, auf der innovative Ideen – in Zusammenarbeit mit Partnern – schneller reifen können. Der Campus ist bewusst in einem eigenen Gebäude außerhalb der Zentrale angesiedelt, um in einer Kreativumgebung die Entwicklung neuer Geschäftsideen zu fördern. Über die Forschung und Entwicklung mit Partnern hinaus soll auch eine finanzielle Ausgründungsunterstützung über einen begrenzten Zeitraum erfolgen. Der Innovationscampus soll wesentliche Impulse geben, eine Innovationskultur im ganzen Unternehmen zu etablieren« (EnBW AG 2013a, S. 52).

Obwohl bereits die Ausgründungen der Erneuerbare-Energien-Divisionen in Phase 2 einer solchen Logik gefolgt waren (siehe Abschnitt 8.3.3), kann die jüngste Einrichtung der Innovationseinheiten als noch konsequenterer Schritt in Richtung einer Öffnung gegenüber neuen Impulsen verstanden werden, da hier weniger thematische Vorgaben formuliert wurden und damit auch Ideen Unterstützung fanden, welche weiter vom traditionellen Geschäftsmodell entfernt lagen.

Gleichzeitig bauten die Stromkonzerne die strategische, finanzielle Unterstützung von Start-up-Unternehmen aus. RWE gründete Ende 2010 die Tochtergesellschaft »Innogy Venture Capital« zur Beteiligung an »jungen Unternehmen, die an der Umsetzung erfolgversprechender Technologien arbeiten« (RWE AG 2010a, S. 114).²⁴³ E.ON beschloss 2012 die Ausweitung strategischer Co-Investitionen in junge Firmen:

»Viele interessante Ideen im Energiegeschäft, vor allem im Segment der dezentralen Energien, stammen von sehr kleinen, hochinnovativen Firmen. Die [...] Zusammenarbeit mit Start-up-Firmen und Wagniskapitalfonds (Venture Capital Funds) ermöglicht E.ON den Zugang zu diesen neuen Technologien und Geschäftsmodellen. Um diese Aktivitäten weiter zu intensivieren und direkt an der Wertsteigerung solcher Unternehmen teilzuhaben, wurde 2012 beschlossen, zukünftig strategische Co-Investments in neue Unternehmen mit innovativen Geschäftsmodellen oder Produkten zu tätigen, um sie so in das Geschäft von E.ON einzubringen. Dabei handelt es sich nicht um reine Finanzinvestitionen, sondern um strategische Beteiligungen, mit der Zielrichtung, Vorreiter bei Angeboten zu erneuerbaren, dezentralen und anderen umwälzenden Energielösungen zu sein« (E.ON AG 2012c, S. 19).

243 Entsprechende Venture Capital Aktivitäten wurden offiziell seit 2008 betrieben. 2010 erfolgte eine Bündelung und Verstärkung dieser Aktivitäten (RWE AG 2010b).

Auch die EnBW gab an, die eigenen Innovationstätigkeiten stärker nach außen öffnen zu wollen. Unter dem Schlagwort »New Ventures« hieß es: »Die EnBW wird zunehmend als strategischer Investor bei jungen Unternehmen mit attraktiven Produkten oder Ideen auftreten und Partnerschaften eingehen. Zudem arbeitet die EnBW im Sinne einer Open Innovation verstärkt mit externen Partnern zusammen« (EnBW AG 2014a, S. 35). Die Vattenfall-Plattform »green:field« war dagegen auf partnerschaftliche Unterstützung, jedoch nicht auf finanzielle Beteiligung angelegt.²⁴⁴

Die Tätigkeitsbereiche der so geförderten Unternehmen waren relativ heterogen. Zwei übergreifende Felder lassen sich jedoch identifizieren. Dies waren erstens Start-ups, welche Softwarelösungen in verschiedenen energiebezogenen Bereichen anboten, wie etwa Energiespeicher (E.ON SE 2015d), dezentrales Energiemanagement (RWE AG 2013b; EnBW AG 2016a), intelligente Haussteuerung (Smart Home) (E.ON SE 2014b, 2015c) oder Plattformen zur Unterstützung der Produktwahl (E.ON SE 2014c, 2015b). Zweitens förderten die Stromkonzerne einige Jungunternehmen, deren Tätigkeitsbereich in der Entwicklung, dem Bau oder dem Vertrieb von Anlagen zur dezentralen Energieerzeugung oder -umwandlung lag. Die Angebotspalette umschloss etwa Biogas-Anlagen (RWE AG 2012c), Photovoltaik-Systeme (EnBW AG 2015d), Brennstoffzellen zur stationären Stromerzeugung (E.ON SE 2013a) oder Wärmetauscher-Systeme (RWE AG 2011d). Abseits dieser beiden Bereiche förderten die Konzerne Unternehmen in spezielleren Feldern, wie etwa Recycling von Abwärme in industriellen Prozessen (E.ON SE 2013a) oder Leistung von Stromerzeugungsprognosen für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen (RWE AG 2012d).

10.4 Phase 4: Zusammenfassende Betrachtungen

Die Nuklearkatastrophe von Fukushima war ein Ereignis mit disruptiven Auswirkungen auf die Stabilität des deutschen Stromsektors. Als Reaktion auf den Reaktorunfall in Japan beschloss die deutsche Bundesregierung die Rücknahme der eben erst beschlossenen Laufzeitverlängerung und einen vorgezogenen Atomausstieg bis 2022. Diese Entscheidung hatte tiefgrei-

²⁴⁴ Vattenfall unterhielt jedoch über Nuon einen Venture-Capital-Fonds in den Niederlanden. Einzusehen unter <http://www.yellowandblue.nl/>, letzter Zugriff: 16. Januar 2017.

fende wirtschaftliche Folgen für die Stromkonzerne, weshalb diese auf verschiedenen Ebenen gerichtlich dagegen vorgingen. Darüber hinaus symbolisierte der Atomausstieg die endgültige Abkehr von dem traditionellen Modell der Stromerzeugung in großskaligen, zentralistischen Strukturen auf Basis konventioneller Energieträger. Für die Stromkonzerne stellte Fukushima damit einen kulturellen Schock dar, welcher die seit längerer Zeit inkrementell gewachsenen negativen Feldveränderungen in den Fokus der Aufmerksamkeit rückte.

Dabei handelte es sich um drei Konflikte, welche bereits in den vorangehenden Phasen angelegt waren und sich nach Fukushima zu einer tiefgreifenden Feldkrise verdichteten. Erstens waren die Margen konventioneller Kraftwerke aufgrund sinkender Strompreise und geringerer Einsatzzeiten bis an den Rand der Wirtschaftlichkeit gesunken (und in einigen Fällen darüber hinaus) wodurch das Geschäftsmodell der Großstromproduktion – und damit das zentrale Geschäftsmodell der großen Vier – in sich zusammenbrach. Die Stromkonzerne reagierten hierauf mit ineinander verschränkten und aufeinander aufbauenden politischen Strategien. Ihre Öffentlichkeitsarbeit fokussierte sich darauf, Angst vor potentiellen Stromengpässen zu schüren und dabei die Relevanz der konventionellen Erzeugung für die Energiewende herauszustellen. Gleichzeitig kündigten sie umfangreiche Kraftwerksstilllegungen an, um ihren Forderungen nach Politikinstrumenten zur Aufrechterhaltung der Wirtschaftlichkeit konventioneller Erzeugungseinheiten Nachdruck zu verleihen. Die spezifischen Forderungen unterschieden sich zwischen den Unternehmen in Abhängigkeit ihrer Asset-Struktur sowie der regionalen Lage der betroffenen Anlagen. Obgleich politische Entscheidungsträger von der 1:1 Umsetzung dieser Forderungen absahen, lässt sich an den beschlossenen Maßnahmen dennoch ein Entgegenkommen in Richtung aller vier Unternehmen ablesen. Damit wurden die sich in der Krise der konventionellen Erzeugung ausdrückenden Konflikte zwischen den technologischen Charakteristika der traditionellen und der neuen Technologien des Feldes sowie die Widersprüchlichkeiten in der institutionellen Rahmung des Feldes jedoch nicht aufgelöst, sondern vielmehr entschärft und auf die Zukunft verschoben. In Verbindung mit den Aushandlungen um die Förderung unrentabler konventioneller Kraftwerke standen zweitens die ebenfalls nach Fukushima an Dringlichkeit gewinnenden Debatten um die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien. Vor dem Hintergrund einer gesunkenen Unterstützung regenerativer Energien durch die amtierende Bundesregierung und einer verstärkten Mobilmachung

der Stromkonzerne, welche die erneuerbaren Energien als Hauptursache für die prekäre Lage der konventionellen Erzeugung darstellten, entspannte sich eine konstruierte Debatte um die Kosten der Energiewende. In diesem Zusammenhang lieferte schließlich ein EU-Beihilfeverfahren die nötige Legitimitätsgrundlage für eine grundlegende Überarbeitung des EEGs, welche die Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell sowie die Festlegung jährlicher Ausbaukorridore für die einzelnen EE-Technologien beinhaltete. Drittens bestand auch der durch die Rekommunalisierungsbewegung repräsentierte Konflikt um die Hoheit über den Verteilnetzbetrieb in Phase 4 fort. Diese Bewegung war maßgeblich auf die sinkende Legitimität der Unternehmen zurückzuführen und betraf in Phase 4 vor allem Vattenfall (Bürgerentscheide in Hamburg und Berlin) sowie die EnBW (teilweise Rekommunalisierung der Stromnetze in Stuttgart).

Diese Entwicklungen hatten einen massiven Rückgang des ökonomischen Kapitals der Stromkonzerne zur Folge. Im Speziellen ging nicht nur der Besitzstand an Anlagen sowie der Wert, welcher diesen im Kontext der bestehenden Rahmenbedingungen zuzuschreiben war, zurück, sondern auch das finanzielle Kapital der Unternehmen im Sinne ihrer Möglichkeiten, sich mit neuen Mitteln zu versorgen. Die Unternehmen begegneten dem mit verschiedenen Maßnahmen zur Verbesserung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit. Dies umschloss Programme zur Steigerung der operativen Effizienz, die Kürzung von Investitionen, umfangreiche Desinvestitionsprogramme, die Verringerung des Personals sowie die Reduzierung der Ausschüttung an die Aktionäre. Vor allem jedoch stimulierte die Krise eine grundlegende Re-Orientierung der Stromkonzerne. Sie richteten die Schwerpunkte ihrer zukünftigen Geschäftstätigkeiten neu aus und nahmen teils tiefgreifende Veränderungen ihrer Organisationsstruktur vor. E.ON beschloss die Abspaltung der konventionellen Erzeugungssparte und fokussierte sich auf die Geschäftsbereiche erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb. RWE kündigte eine Aufspaltung in umgekehrter Weise an – das traditionelle Geschäft verblieb im Konzern, während die Bereiche erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb abgespalten und schrittweise veräußert werden sollten. Vattenfall gab das deutsche Braunkohlegeschäft ab und zog sich damit zu weiten Teilen aus dem deutschen Markt zurück. Die EnBW vereinfachte ihre Unternehmensstruktur, sah aber von der Abspaltung größerer Geschäftsbereiche ab. Gleichzeitig justierten die Unternehmen die Schwerpunkte ihrer zukünftigen Geschäftstätigkeiten neu. Eine Säule zukünftigen

Wachstums sollten erneuerbare Energien darstellen, wobei die Unternehmen aufgrund ihrer verschlechterten finanziellen Lage in diesem Geschäftsfeld vermehrt auf Partnerschaften setzten. Dazu erfuhr der Netzbetrieb als stabile Quelle zukünftiger Einnahmen eine Neubewertung. Als dritter Pfeiler des zukünftigen Geschäftes identifizierten die Stromkonzerne Energiedienstleistungen. Dieser relativ heterogene Bereich umfasste Geschäftsfelder wie intelligente Haussteuerung, dezentrale Energiespeicher, Betrieb von Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Services zur Direktvermarktung von erneuerbaren Energien. Um darüber hinaus zukunftsfähige Wachstumsbereiche zu erschließen, institutionalisierten die Stromkonzerne die Suche nach zukünftigen Geschäftsmodellen – und zwar auf zweierlei Weise: Zum einen, indem sie Partnerschaften mit Start-Ups ausweiteten und zum anderen, indem sie innerhalb der Konzerne Schutzräume etablierten, in welchen neue Ideen abseits der etablierten Geschäftstätigkeiten entwickelt werden konnten.

Zum Ende des Untersuchungszeitraumes schien die kritischste Phase für die großen Stromkonzerne vorüber. Das Feld ist jedoch zum Zeitpunkt der Niederschrift nach wie vor entlang der beiden Deutungen – zentralistische Stromversorgung in fossil/nuklear betriebenen Großkraftwerken beziehungsweise kleinteilige Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien – fragmentiert. Die großen Konflikte waren zwar entschärft, es hatte sich jedoch noch keine stabile Feldordnung herausgebildet, welche eindeutig die Vision der etablierten Akteure oder die der Erneuerbare-Energien-Bewegung ins Zentrum stellen würde.

Teil 3: Analyse, Interpretation und Ausblick

11. E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall und die Transformation des deutschen Elektrizitätssektors: Zusammenfassende Interpretation

Im folgenden Kapitel werden die oben ausführlich dargestellten Entwicklungen im deutschen Stromsektor auf die in Kapitel 4 ausgearbeitete theoretische Rahmung zurückgespiegelt und vor diesem Hintergrund zusammenfassend interpretiert. Hierbei sollen die in Kapitel 1 aufgeworfenen Forschungsfragen beantwortet werden.

Wie im theoretischen Teil ausführlicher dargestellt, wird der deutsche Stromsektor in der vorliegenden Arbeit als Handlungsfeld konzipiert (Fligstein und McAdam 2012; Bourdieu 2005; Bourdieu und Wacquant 1992). Dieses Feld war im Untersuchungszeitraum von tiefgreifenden Veränderungen bestimmt: Staatliche Eingriffe wie die Förderung erneuerbarer Energien alterierten die formellen Feldregeln und veränderten die Wertigkeit von Ressourcen während gleichzeitig neue Player in das Feld eintraten und Druck auf bestehende Strukturen ausübten. Dazu beeinflussten Veränderungen in benachbarten Feldern (etwa regional angrenzenden Märkten oder übergeordneten Rohstoffmärkten) die Geschehnisse im Feld während exogene Schocks wie die Wirtschaftskrise oder die Nuklearkatastrophe von Fukushima auf ökonomischer wie sozio-kultureller Ebene zu einer Erschütterung der bestehenden Verhältnisse führten. Diese Transformationsimpulse wurden wiederum von den Feldakteuren in unterschiedlicher Weise aufgenommen und verarbeitet – abhängig von deren Position im Feld, deren Ressourcen (und damit Machtpotentiale) sowie ihrer Deutung der Geschehnisse. Dies führte zu Veränderungen der Konstitution des Feldes: Der Positionen der Akteure zueinander sowie deren Ausstattung mit Ressourcen (ökonomisches, technologisches, soziales sowie symbolisches Kapital), der (nicht nur formellen) institutionellen Regeln des Feldes und deren Deutung durch die Feldakteure sowie des technologischen Profils des Feldes, also den Charakteristika der verwendeten Technologien.

Im Folgenden soll zunächst der Transformationsprozess beschrieben werden und die *Rolle* bestimmt werden, welche den Stromkonzernen in diesem Prozess zukam. Hierauf werden im zweiten Unterabschnitt die *Unterschiede* zwischen den Aktivitäten der Stromkonzerne aufgezeigt und ursächlich erklärt. Schließlich wird in einem dritten Teil der Frage nachgegangen, wie sich das langjährige *Beharrungsvermögen* der Stromkonzerne verstehen lässt sowie deren *Re-Orientierung* in Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima. Ein Ausblick auf *zukünftige Entwicklungen* schließt das Kapitel ab.²⁴⁵

11.1 Die Transformation des deutschen Stromsektors 1998–2015

Im Folgenden soll zunächst der Prozess der Transformation des deutschen Elektrizitätssektors in zusammenfassender, stilisierter Weise beschrieben werden. Dies erfolgt entlang der beiden idealtypischen Linien technologischer sowie institutioneller Wandel, woraus schließlich eine übergreifende Signatur des Transformationsprozesses abgeleitet werden soll. Anschließend wird überblicksartig der Umgang der Stromkonzerne mit den verschiedenen Transformationsimpulsen dargestellt und der Frage nachgegangen, inwieweit die vier Unternehmen die Transformation des deutschen Stromsektors beschleunigt oder blockiert haben.

11.1.1 Technologischer Wandel

Der technologische Wandel im Feld der Stromversorgung wird im Folgenden entlang der Veränderungen des technologischen Profils des Feldes, also der Charakteristika der Technologien, welche im Feld Verwendung finden (ausführlicher Abschnitt 4.1.3), beschrieben. Dieses Profil wandelte sich im Untersuchungszeitraum tiefgreifend. Während das traditionelle Energieversorgungssystem von einem zentralistischen Verbund aus Großkraftwerken

²⁴⁵ Die Darstellung in diesem Kapitel basiert auf den oben ausführlich hergeleiteten empirischen Ergebnissen und erfolgt an dieser Stelle in vergleichsweise aggregierter Form. Das bedeutet auch, dass Ergebnisse hier nur referenziert werden, wenn sie Inhalte aufführen, welche oben noch nicht ausführlich behandelt wurden. Bei tiefergehendem Interesse sei nochmals auf diese detaillierten Darstellungen verwiesen.

unter Verwendung von fossilen und nuklearen Brennstoffen gekennzeichnet war, entwickelte sich in der geschützten EEG-Nische – getragen von neuen Akteuren – ein Parallelsystem aus dezentraler Erzeugung auf Basis von regenerativen Energieträgern in kleinteiligen Strukturen heraus, welches ab Mitte der 2000er Jahre vermehrt Druck auf die etablierten Strukturen ausübte. Die Veränderungen des technologischen Profils sollen entlang der eingangs aufgestellten von Dolata (2003, 2011) abgeleiteten Klassifikationsmerkmale von Technik – welchen induktiv ein weiteres hinzugefügt wird – beschrieben werden:

Zunächst veränderte sich mit dem steigenden Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen die *Größenordnung* der zur Stromproduktion verwendeten Technologien. 2015 wurde knapp 30 Prozent des Stroms in Deutschland in Erneuerbare-Energien-Anlagen produziert, welche (mit wenigen Ausnahmen) kleiner und weniger organisationsintensiv waren als die herkömmlicherweise im Feld verwendeten Produktionsanlagen. Dieses Charakteristikum der erneuerbaren Energien ermöglichte es weniger professionellen und kapitalstarken Akteuren sich an der Stromproduktion zu beteiligen, was gleichzeitig mit einem inkrementellen Wandel weg von einem zentralistischen System hin zu einem dezentral organisierten Verbund kleinteiliger Anlagen einherging. Diese Entwicklung erforderte eine erhöhte Flexibilität anderer technologischer Komponenten insbesondere auf der Verteilnetzebene (siehe unten).

Ein an dieser Stelle induktiv hinzugefügtes Klassifikationsmerkmal von Technik ist das der *Steuerbarkeit*, das heißt der Frage danach, wie stark sich die Produktion einer Anlage beeinflussen lässt. Konventionelle Kraftwerke und verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologien weisen unterschiedliche Einschränkungen in ihrer Regelbarkeit auf. Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke lassen sich nur vergleichsweise langsam herauf- und herabregeln, während gleichzeitig der Betrieb unterhalb einer bestimmten Mindestauslastung technisch nicht möglich ist.²⁴⁶ Es bestehen also vor allem Einschränkungen bei der Abregelung der Anlagen. Diese sind in erster Linie technischer Natur, jedoch auch ökonomischer: Aufgrund hoher Fixkosten bei gleichzeitig vergleichsweise geringer variabler Kosten steigt die Wirtschaftlichkeit der Anlagen mit erhöhter Auslastung. Gaskraftwerke und mit Einschränkung Steinkohlekraftwerke sind dagegen flexibler regelbar, jedoch bezüglich der variablen Kosten teurer. Während Biomasse-, Biogas- und

246 Zu technischen Details bezüglich der Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke siehe etwa Hundt et al. (2009, S. 24 ff.) oder Lambertz et al. (2012, S. 20).

Wasserkraftanlagen grundsätzlich ebenfalls steuerbar sind, lässt sich die witterungsabhängige Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (sowie mit Abstrichen von Wasserkraftanlagen) nur durch temporäre Abschaltung beeinflussen. Insbesondere eine Erhöhung der Leistung ist nicht möglich. Der Anteil an dargebotsabhängigen und damit nicht steuerbaren Anlagen an der Stromproduktion lag 1998 in Deutschland noch bei unter einem Prozent und erhöhte sich bis 2015 auf 18,3 Prozent (12,3 Prozent Windkraft und 6 Prozent Photovoltaik). Damit stieg der Bedarf an Flexibilitätsoptionen: neben flexibel regelbaren Kraftwerken (vor allem Gas, aber auch Steinkohlekraftwerken) sind das Speicher sowie zusätzliche oder intelligente Netze. Gleichzeitig wurde es zunehmend schwierig, eine Funktion für Anlagen zu finden, welche sich nicht unterhalb einer bestimmten Mindestleistung betreiben ließen.

Dazu veränderte sich der *Grad an Spezialisierung* der Techniken des Feldes. Zum einen bildeten sich für die traditionellen Technologien des Feldes alternative Nutzungsmuster und Funktionszuschreibungen aus. Hier lassen sich zwei Beispiele aufführen, von denen das erste die Verteilnetze betrifft. Da ein großer Teil der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf den unteren Netzebenen angeschlossen ist, waren die Netzbetreiber immer häufiger für das Management schwankender Lasten zuständig. Die Verteilnetze hatten vermehrt gleichzeitig die Rolle von Einspeisenetzen zu erfüllen, wobei sich die vorrangige Funktion je nach Höhe der fluktuierenden Einspeisung im Stundentakt wandeln konnte. Dieses komplexer werdende Management lokaler Energieflüsse stellte zwar auch die Basis für eine Vielzahl neuer Geschäftsfelder dar (intelligente Netze, virtuelle Kraftwerke) und bot damit prinzipiell auch Chancen für die Stromkonzerne. Ungünstigerweise hatte sich mit dem Verteilnetzbereich ein Geschäftsbereich als zukunftssträchtig erwiesen, auf den die großen Vier im Zuge von sinkender Legitimität und Rekommunalisierungstrend maßgeblichen Einfluss verloren hatten. Zweitens veränderte sich die Rolle konventioneller Kraftwerke im Feld. Im traditionellen Stromversorgungssystem wurden die Schwankungen des Stromverbrauchs im Tagesverlauf entlang der Kategorien Grundlast, Mittellast und Spitzenlast unterschieden, wobei den verschiedenen konventionellen Kraftwerken in Abhängigkeiten von deren Regelbarkeit und der Kostenstruktur jeweils eine spezifische Rolle bei der Abdeckung dieses Bedarfs zugewiesen war. Wetterabhängig produzierende (und mit Vorrang einspeisende) erneuerbare Energien ließen sich dagegen nicht in dieses System einordnen. In sonnen- und windreichen Stunden lieferten Windkraft- und

Photovoltaikanlagen große Teile des Strombedarfs im Alleingang, während im Gegenzug in Zeiten geringer Sonneneinstrahlung und Windflaute der Bedarf praktisch alleinig durch konventionelle Anlagen zu decken war. Im Zeitverlauf wandelte sich so die Rolle der flexibleren konventionellen Kraftwerke (Gas- sowie mit Abstrichen Steinkohlekraftwerke) immer mehr von ehemaligen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken hin zu Lieferanten von Residuallast. Der erhöhte Beitrag dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien führte also nicht nur im Schnitt zu einer sinkenden Auslastung konventioneller Kraftwerke, durch die Anforderung einer erhöhten Flexibilität waren die Betreiber auch immer häufiger dazu gezwungen, diese Anlagen abseits ihrer technologisch und wirtschaftlich effizientesten Einsatzweise zu nutzen. Damit führte die Veränderung des technologischen Profils des Feldes (und dessen ökonomische Implikationen) letztlich zu einer Reduzierung des Wertes eines großen Teils der Produktionsmittel der Stromkonzerne.

Zum anderen sind viele der sich im Zuge der Dezentralisierung der Stromerzeugung und der Vernetzung mit anderen Funktionsbereichen (wie etwa Wärmeerzeugung oder Mobilität) herausbildenden neuen Techniken von einem geringeren Spezialisierungsgrad gekennzeichnet. Teilweise ließe sich ein und dieselbe Technik unterschiedlichen Anwendungen zuführen. Wenn etwa eine Solaranlage mit intelligenter Haussteuerung, Stromspeicher und Elektrotankstelle in der Garage verbunden wird, kann das Elektroauto zu Überschuss-Zeiten Strom speichern und durch die Simulierung von Last zur Netzstabilität beitragen, während wiederum in Zeiten geringer Stromproduktion der gespeicherte Strom zur Deckung von Residuallast herangezogen werden kann. Diese Entwicklungen – deren Ergebnis aktuell noch nicht absehbar ist – erforderten zum Ende des Untersuchungszeitraumes hin (und voraussichtlich auch weiterhin) von den Feldakteuren wachsende Fähigkeit und Bereitschaft, die Technologien des Feldes im Kontext unterschiedlicher Funktionszusammenhänge zu denken.

Der *Charakter der Wissensbasis* der Technologien im Feld veränderte sich im Untersuchungszeitraum zunächst nicht tiefgreifend. Auch bei den erneuerbaren Energien handelte es sich um Techniken, welche maßgeblich auf praxisorientiertem, anwendungsnahem Ingenieurwissen beruhen. Dennoch war der Zugang zu deren Nutzung im Falle dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen für unprofessionelle Akteure bedeutend leichter als im Falle der traditionellen Technologien des Feldes, da sich Servicedienstleister etabliert hatten, welche die Wartung entsprechender Anlagen anboten. Hier-

durch ließ sich für den Betrieb notwendiges Wissen für die Besitzer externalisieren. Jedoch veränderte sich der Anspruch der verschiedenen Tätigkeitsbereiche im Feld. Während die Erzeugung und die Einspeisung von Strom weniger herausforderungsvoll geworden war, stieg der Anspruch von Netzmanagement und Koordination des Gesamtsystems. Dies zeigt sich beispielsweise in der drastisch gestiegenen Häufigkeit von Eingriffen in den Betrieb von Kraftwerken (Drosselung oder Erhöhung der Leistung) durch die Übertragungsnetzbetreiber – sogenannte Redispatch-Maßnahmen. Die Zahl an solchen Eingriffen stieg nach Angaben der Bundesnetzagentur seit 2010 konstant. 2015 verzeichnete die Behörde knapp zehnmal so viele Eingriffe wie noch im Jahr 2010 (Bundesnetzagentur 2017).

Dazu hat sich der Charakter der *Abhängigkeit* des Feldes von externen *Innovationstätigkeiten* im Untersuchungszeitraum gewandelt. Und zwar zwei zeitversetzten, in entgegengesetzte Richtung verlaufenden Trends folgend: Der traditionelle Energiesektor der 1990er Jahre war relativ stark durch externe Innovationstätigkeiten geprägt – die Feldakteure verstanden sich als Produzenten von Elektrizität, aber nicht als Entwickler der hierfür verwendeten Technologien. Durch die wachsende Bedeutung der Erneuerbare-Energien-Branche, welche traditionell von einer praxisorientierten, innovativen Bastlerszene in ihrem Kern geprägt war, erhöhte sich zunächst die feldinterne Innovationskraft. Zwar passten sich die Erneuerbare-Energien-Akteure tendenziell im Zeitverlauf an die etablierten Akteure an, dennoch war der Anteil endogener Wissensgenerierung immer noch höher als vor dem Eintritt dieser neuen Akteure. Gleichzeitig deuten jedoch die jüngeren Entwicklungen in Zusammenhang mit der voranschreitenden Digitalisierung der Elektrizitätsversorgung sowie der Vernetzung verschiedener Sektoren in entgegengesetzte Richtung. So scheinen Akteure anderer Felder, etwa aus dem Bereich der Informationstechnik oder der Automobilwirtschaft zunehmend Bedeutung für die Wissensgenerierung im Feld der Stromversorgung zu gewinnen – die weiteren Entwicklungen sind auch hier zum Zeitpunkt der Niederschrift nicht abzusehen.

Beides – vermehrt endogene Innovationen durch erneuerbare Energien Akteure sowie jüngste exogene Impulse durch neue Akteure anderer Sektoren – bedeutet, dass die Originatoren neuen Wissens im Zeitverlauf gewechselt haben. Für die Stromkonzerne wiederum bedeutet dies, dass Innovationstätigkeiten vermehrt abseits derjenigen Netzwerke stattfanden und weiterhin potentiell stattfinden, zu welchen sie historisch etablierten Zugang besitzen.

Tabelle 45 zeigt eine stilisierte Gegenüberstellung der Veränderungen des technologischen Profils des Feldes im Untersuchungszeitraum

Tabelle 45: Stilisierte Gegenüberstellung des technologischen Profils des Feldes 1998 und 2015

	Technologisches Profil des Feldes 1998	Technologisches Profil des Feldes 2015
Größenordnung/ Kapitalintensität	Hohe Kapitalintensität bei Erzeugungsanlagen. Großtechnische Anlagen.	Wachsende Anzahl an weniger kapitalintensiven, dezentral vernetzten Anlagen.
Steuerbarkeit	Mindestlast bei konventionellen Kraftwerken. Vergleichsweise träge Regelbarkeit bei Braunkohle- und Kernkraftwerken.	Wachsender Anteil nicht regelbarer Windkraft- und Photovoltaikanlagen.
Spezialisierungsgrad	Hochspezialisierte Technologien in eng gefasstem Funktionszusammenhang (klare Zuständigkeiten entlang der Kategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlast).	Teilweise Re-Interpretation oder Neuaushandlung der Funktionszuschreibung von Anlagen (bspw.: Verteilnetze vs. Einspeisenetze; Regelenergie vs. Residuallast). Dazu neue Technologien mit multiplen Funktionen.
Wissensbasis	Spezifisches (Ingenieurs-)Fachwissen.	Spezifisches (Ingenieurs-)Fachwissen. Jedoch für den Betrieb nicht zwangsläufig erforderlich. Komplexitätsgrad des Gesamtsystems gestiegen.
Unabhängigkeit	Technikentwicklung findet vor allem außerhalb des Feldes statt.	Teilweise stärker endogene Technikentwicklung bei erneuerbaren Energien – vermehrt exogene Impulse im Zuge von Digitalisierung und Sektorkopplung.

Diese Veränderungen des technologischen Profils des Feldes führten nicht nur zu einer schleichenden Reduzierung der Wertigkeit des technologischen Kapitals der großen Stromkonzerne (da sich die Passung der vorhandenen Kompetenzen auf die technologischen Charakteristika des Feldes verringert hatte), sie gingen auch mit einer schrittweisen Entwertung derjenigen Produktionsanlagen einher, welche aufgrund der Veränderungen seltener benötigt wurden oder abseits ihrer traditionellen Nutzungsmuster betrieben werden mussten. Der Umgang der großen Vier mit diesen Entwicklungen erfolgte jedoch durchwegs reaktiv, das heißt in zeitlich nachgeschalteter Anpassung an die Veränderungen und die sich daraus ergebenden Implikationen. Dies lag zum einen am inkrementellen Charakter der Veränderungen, welcher eine frühzeitige Antizipation erschwerte, sowie an der kognitiven Verfangenheit der Stromkonzerne im traditionellen technologischen Profil des Feldes und der traditionellen Deutung der institutionellen Rahmung, welche lediglich eine konservative Interpretation der Ereignisse zuließ (ausführlicher unten). Es lassen sich dennoch Aktivitäten aufzeigen, mit welchen die Stromkonzerne (wenn auch zeitverzögert) versuchten, den Veränderungen zu begegnen.

- Gegen Ende der 2000er Jahre ist eine inkrementelle *Neuausrichtung der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten* zu beobachten. Während die Unternehmen zum einen die direkte Erforschung der Potentiale verschiedener Erneuerbare-Energien-Technologien ausweiteten, reduzierten sie zunehmend die Mitte der 2000er Jahre noch schwerpunktmäßig betriebenen Forschungsaktivitäten zur Effizienzsteigerung konventioneller Kraftwerke. In den jüngeren Jahren starteten RWE und Vattenfall zudem Forschungsaktivitäten zur Flexibilisierung ihrer Anlagen, also letztlich zur Anpassung konventioneller Anlagen an wachsende Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien.
- Die Anpassung an das veränderte technologische Profil des Feldes findet auch einen Ausdruck in den im Zuge der Neuausrichtung identifizierten *zukünftigen Geschäftsschwerpunkten* der Stromkonzerne. Dies gilt vor allem für die Ausweitung des Dienstleistungsgeschäftes (wie etwa Services zur Installation oder Wartung erneuerbarer Energien) sowie für Geschäftsmodelle rund um die dezentrale Vernetzung von Anlagen und Angebote rund um die Elektromobilität.

11.1.2 Institutioneller Wandel

Die institutionelle Rahmung eines organisationalen Feldes setzt sich aus einer Vielzahl an Regeln zusammen, welche in unterschiedlichem Ausmaß auf regulativer, normativer sowie kulturell-kognitiver Ebene verfestigt und von einem unterschiedlichen Grad an zeitüberdauernder Stabilität sowie Deutungsoffenheit gekennzeichnet sind (Fligstein und McAdam 2012; Scott 2008; ausführlicher Abschnitt 4.1.2). Der institutionelle Wandel des Feldes der Stromversorgung war im Untersuchungszeitraum maßgeblich geprägt von dem Konflikt zweier unterschiedlicher Deutungen des Feldes und damit verbundenen unterschiedlichen Bewertungen, wie Stromversorgung zu organisieren sei, welche Zielgrößen vorrangig sowie welche Technologien und Praktiken hierbei legitim wären. Dabei handelte es sich um die *traditionelle Deutung* des Feldes, welche zu Beginn des Untersuchungszeitraumes das Feld dominierte und stark vom historisch gewachsenen technologischen Profil des Feldes geprägt war. Dem entgegengesetzt hatte sich seit den 1970er Jahren unter dem Eindruck von Ölkrise und Tschernobyl eine *alternative Deutung* des Feldes herausgebildet, welche vorrangig von ökologischen Motiven getragen wurde und in Widerspruch zu zentralen Prämissen der traditionellen Interpretation stand.

- Die traditionelle Deutung des Feldes war stark an den Zielgrößen technischer und ökonomischer *Effizienz* ausgerichtet. Deren Gewährleistung war dieser Deutung nach nur im *zentralistischen Verbund* von *Großkraftwerken* denkbar. Eine kleinteilige Erzeugungsstruktur erschien demgegenüber abwegig, die Nutzung von volatil produzierenden erneuerbaren Energien nur in geringen Mengen sinnvoll, da diese nicht im Stande waren, auf Abruf die Nachfrage zu decken. Die Wichtigkeit einer umweltschonenden Produktion wurde zwar grundsätzlich wahrgenommen, nachdem allerdings die Nutzung von *fossilen und/oder nuklearen Brennstoffen* als alternativlos betrachtet wurde, beschränkten sich Lösungsvorstellungen zum Umweltschutz auf nachgeschaltete Maßnahmen wie die Reinigung von Abgasen. Die Sensibilität bezüglich dem menschenverursachten Klimawandel und der Notwendigkeit diesem zu begegnen war eher gering. Diese Deutung des Feldes war in den Stromkonzernen bis weit in den Untersuchungszeitraum hinein prägend, bestimmte deren Wahrnehmung der Vorkommnisse im Feld und grenzte ab, welche Praktiken sie für legitim und sinnvoll erachteten.

- Die alternative ökologische Deutung des Feldes stand in Konflikt mit beinahe allen Prämissen der traditionellen Feldinterpretation. Es handelte sich um die Vorstellung einer *dezentralen* Stromversorgung unabhängig von großen Wirtschaftsunternehmen. Das zentrale Leitmotiv war das der *Nachhaltigkeit*, vorrangige Ziele waren daher regionaler Umweltschutz, Ressourcenschonung und Begrenzung des menschenverursachten Klimawandels. Damit schieden Kernkraftwerke ebenso wie Kohlekraftwerke als Produktionstechnologien aus – lediglich Gaskraftwerken wurde eine (wenngleich eingeschränkte) Legitimität zugeschrieben. Längerfristige Zielgröße war damit die komplette Umstellung der Stromversorgung auf *regenerative Energiequellen*.

Im Laufe des Untersuchungszeitraumes wandelte sich die Hoheit zwischen diesen beiden Deutungen des Feldes. Dies nicht nur, weil sie von verschiedenen Akteuren in unterschiedlicher Weise getragen wurden und dadurch mit der Veränderung der Akteursstruktur (auch in angrenzenden politischen Feldern) an Bedeutung gewannen oder verloren. Auch die sich wandelnden regulatorischen Rahmensetzungen unterstützten die beiden Deutungen im Zeitverlauf in unterschiedlich ausgeprägter Weise. Dabei kam es jedoch nicht zu einem linearen Wechsel. Vielmehr war die Entwicklung von einem Auf und Ab und zahlreichen Widersprüchlichkeiten gekennzeichnet, in deren Folge sich eine neue institutionelle Ordnung herausbildete, welche Elemente beider Deutungen miteinander verband.

Im Folgenden soll der institutionelle Wandel des Feldes ausgehend von den Veränderungen der formellen Regularien beschrieben werden. Die Beschreibung erfolgt entlang der thematischen Linien Wettbewerb, nukleare Sicherheit und Umweltschutz/Klimawandel.²⁴⁷

Die mit der *Liberalisierung* umgesetzte vollständige Marktöffnung ging mit der Abschaffung einer Vielzahl tradierter Institutionen einher (Gebietsmonopole, Investitionskontrollen) und überließ die Neuordnung des nun zu Teilen unorganisierten sozialen Raumes den Aushandlungsprozessen der Feldakteure. Die Ausgangssituation (Abschaffung von formell-rechtlichen Institutionen bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung inter-organisationaler

²⁴⁷ Diese Differenzierung ist an Bohn et al. (2017, S. 24) angelegt. Diese stellen in ihrer Arbeit zur wachsenden institutionellen Komplexität auf dem deutschen Strommarkt heraus, dass die Bedeutung der institutionellen Logiken Wettbewerb, Bürgerenergie, (nukleare) Sicherheit sowie Nachhaltigkeit seit Ende der 1990er Jahre (und teilweise bereits davor) an Bedeutung gewann, während die Logiken der Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit im Zeitverlauf kaum Veränderungen unterworfen waren.

Verflechtungen) erlaubte es den mit dem besten Ressourcenstamm ausgestatteten Unternehmen (VIAG, VEBA und RWE) mit Hilfe entsprechenden strategischen Kalküls (Social Skill) das Feld zu ihren Gunsten zu gestalten. Nach vier Jahren liberalisiertem Markt hatte sich 2002 ein stabiles Oligopol aus RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall Europe herausgebildet. Dies bedeutet, dass sich die Stromkonzerne – obgleich sie die Liberalisierung gegenüber der medialen Öffentlichkeit ausdrücklich unterstützten – in ihren Aktivitäten (mit Ausnahme der EnBW) gegen die politischen Zielsetzungen der Marktöffnungen richteten und darauf hinarbeiteten, die Vormachtstellung aus Monopolzeiten auf informeller Ebene zu reproduzieren (vgl. auch Bleicher 2006).

Die Ausnutzung dieser herausgehobenen Position – sich ausdrückend in der Unterbindung von Konkurrenz und steigenden Preisen für Letztverbraucher – hatte für die Stromkonzerne jedoch sinkende Legitimitätszuschreibungen in der öffentlichen Debatte (symbolisches Kapital) zur Folge. Dies führte nicht nur zu einem Erstarken der Rekommunalisierungsbewegung und dem damit einhergehenden Verlust von Einfluss auf der Verteilnetzebene, es resultierte auch in von der EU ausgehenden Forderungen einer stärkeren Re-Regulierung des Marktes. Die Stromkonzerne wendeten sich zwar (wieder mit Ausnahme der EnBW) entschieden gegen diese Vorstöße, aufgrund der im Zuge von Kartelleskapaden gesunkenen öffentlichen Legitimitätszuschreibung und zunehmender Verärgerung vormals wohlgesonnener Politiker (Verlust an sozialem Kapital) war der politische Widerstand jedoch nicht von Erfolg gekrönt. Dies drückte sich in den 2005 und 2011 folgenden Novellen des Energiewirtschaftsgesetzes aus, welche Teile der Feldregeln wieder der Selbstregulierung durch die Feldakteure entzogen, was einem Beschnitt der Machtposition der Stromkonzerne gleichkam. Konkret wurde der Zugang zu den Stromnetzen reguliert und die Entflechtung des Netzbetriebes vorangetrieben. Hierdurch reduzierte sich der Handlungsspielraum der Stromkonzerne zur Mobilisierung ihrer Marktmacht empfindlich.

Um das Thema der friedlichen Nutzung der *Kernenergie* entspannten sich (spätestens) seit der Katastrophe von Tschernobyl 1986 lebhaft öffentliche sowie politische Debatten, welche sich auch im Untersuchungszeitraum fortsetzten. Infolge dessen wurde mehrmals die formell-institutionelle Regelung der Nutzung von Kernenergie in Deutschland abgeändert. Während der erste Atomausstieg von 2002 für die vorliegende Arbeit von geringer Bedeutung ist – er zog lediglich die Abschaltung von zwei Anlagen nach sich

und wurde später revidiert – so hatten sowohl der Beschluss zur Laufzeitverlängerung von 2010 sowie deren Rücknahme nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima tiefgreifenden Einfluss auf die institutionelle Rahmung des Feldes, jedoch – so die hier vertretene Überzeugung – vor allem auf der normativen und kulturell-kognitiven Ebene. Die Laufzeitverlängerung von 2010, auf welche die Stromkonzerne mit langanhaltendem Lobbying-Einsatz hingewirkt hatten, repräsentierte eine Stabilisierung der traditionellen Deutung des Feldes auf mehreren Ebenen: Die rhetorische Funktionszuweisung der Kernenergie als »Brücke ins Zeitalter der regenerativen Energien« bestärkte die alteingesessenen Akteure in ihrer Überzeugung, dass selbiges Zeitalter noch weit in der Zukunft läge – kontrafaktisch zu dem zum damaligen Zeitpunkt bereits weit fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Energien. Dazu stärkte die Entscheidung das Vertrauen der Branche, im Schutz der Politik zu stehen. Nachdem die Kernenergie nicht nur einen zentralen Konfliktpunkt zwischen den beiden Deutungen des Feldes darstellte, sondern auch bezüglich ihrer technologischen Charakteristika repräsentativ für das traditionelle Energiesystem steht,²⁴⁸ hatte die politische Unterstützung dieser Technologie einen enormen symbolischen Charakter. Vor diesem Hintergrund stellte der erneuerte Atomausstieg nach Fukushima sowie die bezüglich dieser Kehrtwende zum Ausdruck gebrachte Kompromisslosigkeit der politischen Entscheidungsträger eine umso tiefere Erschütterung der institutionellen Rahmung des Feldes dar.

Die Stromkonzerne reagierten auf diesen Schock nach einer kurzen Phase der Zurückhaltung mit gerichtlichen Schritten auf verschiedenen Ebenen. Auf der Unternehmensebene zog die politische Kehrtwende jedoch eine große Orientierungslosigkeit nach sich, welche schließlich in einer Neuausrichtung der Organisationsstrukturen und Geschäftstätigkeiten resultierte. Für die großen Vier lässt sich Fukushima, der Atomausstieg und die damit einhergehende Erschütterung ihrer Interpretation des Feldes rückblickend jedoch als – von den finanziellen Verlusten aufgrund von Moratorium und anschließender Sofortabschaltung von acht Reaktoren abgesehen – eher positiv bewerten. Diese Ereignisse rückten die inkrementellen Veränderungen der vorangegangenen Jahre mit einem Mal in den Blick der Entscheidungsträger und erzeugten ein Bewusstsein für die tiefgreifend veränderte

248 Hughes (1987, S. 80) bezeichnet die Kernenergie als »reverse salient« des Elektrizitätsversorgungssystem, also als ein hinter den Entwicklungen der anderen Systemkomponenten zurückbleibendes und deren weitere Entwicklung hemmendes Element eines Großtechnischen Systems.

Lage, während gleichzeitig die noch mit der Laufzeitverlängerung gelungen erschienene Aufrechterhaltung der traditionellen Deutung des Feldes in weite Ferne gerückt war. Bezeichnenderweise wird auch heute noch häufig in der Außendarstellung der Unternehmen Fukushima als Wendepunkt beschrieben für eine Entwicklung, die nicht nur viel früher gestartet war, sondern auch zum Zeitpunkt der Katastrophe bereits weitreichende Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeiten der Unternehmen hatte (beispielhaft EnBW AG 2015). Fukushima kann also als eine Art Weckruf verstanden werden, welcher womöglich größeren Schaden von den Unternehmen abwendete.

Zudem wuchs die öffentliche Wahrnehmung der Problematik des menschenverursachten *Klimawandels* im Untersuchungszeitraum stetig (wenn auch nicht geradlinig) und es wurden verschiedene gesetzliche Eingriffe mit dem Ziel das Voranschreiten der Erderwärmung einzudämmen vorgenommen. Dies war zum einen die ab 2000 forciert vorangetriebene Förderung der erneuerbaren Energien – welche jedoch nicht ausschließlich durch Klimaschutzziele motiviert war – sowie zum anderen der 2005 eingeführte EU-Emissionshandel.

Die Bedeutung des Emissionshandels für die Transformation des deutschen Stromsektors lässt sich vergleichsweise schnell abhandeln: Das Politikinstrument wurde im Ausgestaltungs- und Umsetzungsprozess unter vereinter Lobbykraft nicht nur der Stromkonzerne, sondern auch der energieintensiven Industrie zu einem zahnlosen Tiger heruntergehandelt, welcher, anstatt Anreize in CO₂-Reduzierung zu setzen, im Zeitraum zwischen 2005 und 2012 umfangreiche Geldgeschenke an die in Opportunitätskostenrechnung verständigen Unternehmen verteilte. Nachdem der Markt zum Ende des Untersuchungszeitraumes nach wie vor mit Emissionszertifikaten übertversorgt war und sich die Preise für selbige aus nicht vollständig geklärten Gründen auf niedrigem Niveau stabilisiert hatten (Koch et al. 2014, S. 676), verfehlte das Instrument bis zuletzt jegliche Lenkungswirkung. Vielmehr bestärkten die sich aus der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten ergebenden Extragewinne die Hybris der Stromkonzerne in der zweiten Hälfte der 2000er Jahre und stellten Mittel für überbeuerte Übernahmen zur Verfügung, Mittel, welche nach Fukushima, als die entsprechenden außerplanmäßigen Abschreibungen fällig wurden, für die unternehmerische Neuausrichtung fehlten.

Die Bedeutung des staatlich geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien für den institutionellen Wandel des Feldes ist hingegen vielschich-

tiger. Den wichtigsten Einschnitt in die gesetzliche Rahmung stellte die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 dar. Dieses garantierte Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang beim Einspeisen in die Versorgungsnetze und bot den Betreibern eine auf 20 Jahre festgesetzte Vergütung pro Kilowattstunde Strom (welche auf die Verbraucher umgelegt wurde) und schuf so Investitionssicherheit. Das setzte Anreize für neue Akteure, in die Produktion von Strom einzusteigen. Neben Privatpersonen und Gewerbetreibenden engagierten sich zunehmend auch Landwirte (vor allem mobilisiert durch die 2004er EEG-Novelle) und Finanzinvestoren (besonders nach der Wirtschaftskrise) in der Stromerzeugung. Das EEG schuf einen geschützten sozialen Raum, der sich der Kontrolle der etablierten Feldakteure entzog. Sämtliche Machtressourcen, die den Stromkonzernen (bis zur Re-Regulierung 2005) zur Verfügung standen, um neuen Marktakteuren den Eintritt zu erschweren (Verhinderung von Netzzugang, erhöhte Durchleitungsgebühren), ließen sich nicht gegen die erneuerbaren Energien mobilisieren. Durch das EEG bildeten sich somit institutionelle Parallelstrukturen heraus, die weitestgehend losgelöst von den Institutionen des traditionellen Energiemarktes wirkten. Es formierte sich eine Art Sub-Feld, dessen Akteure von einer alternativen Sicht auf das Feld angeleitet waren – der Vision einer dezentral vernetzten, von unten getriebenen, nachhaltigen Energieversorgung (vgl. auch Fettke und Fuchs 2017). Diese heterogene Gruppe von Akteuren wurde im Zeitverlauf immer professioneller, baute verbandliche Strukturen auf und weitete den Einfluss auf politische Entscheidungsprozesse aus. Mit der personellen Ausweitung und zunehmenden Professionalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche verlor diese jedoch gleichzeitig an Radikalität. So wurden etwa für die Vertreter erneuerbarer Energien neben ökologischen Motiven zunehmend auch ökonomische Motive handlungsanleitend. Unabhängig hiervon gewann die alternative Deutung des Feldes dennoch zunehmend an Bedeutung, da im Zuge des steigenden Ausbaus erneuerbarer Energien ein schleichender Wandel des technologischen Profils des Feldes eingeleitet wurde (siehe oben), welcher ebenso die alternative Deutung des Feldes unterstützte wie er die Aufrechterhaltung der traditionellen Deutung erschwerte.

Es ist jedoch zu betonen, dass sich im Feld der Energiepolitik im Zeitverlauf ein Wandel der Zielsetzung der gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien vollzog. Während die Einführung des EEG im Jahr 2000 und die einflussreiche 2004er Novelle ganz im Zeichen der alternativen Deutung des Feldes standen, wurde spätestens mit der

schwarz-gelben Koalition 2009 zunehmend die Verringerung der Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien zur Zielgröße der Bundesregierung. Von da an ging es im besten Falle um einen Kompromiss zwischen den beiden Deutungslogiken, wenn nicht gar um die Bewahrung der traditionellen Logik, ergänzt durch einen Grundstamm an erneuerbaren Energien. Eine stringente Umsetzung dieses Ziels scheiterte jedoch zunächst am Widerstand einzelner Bundesländer, welche von den entstandenen EE-Industrien profitierten sowie am Lobbying der Erneuerbare-Energien-Branche. Nachdem seit der zweiten Hälfte der 2000er Jahre aufgrund stetig ausgeweiteter Industriebefreiungen und (vermutlich) nicht-intendierter Nebeneffekte neuer gesetzlicher Regelungen (Ausgleichsmechanismusverordnung) die EEG-Umlage insgesamt, sowie insbesondere der Teil der Umlage, welcher von den privaten Haushalten zu entrichten war, laufend gestiegen war, inszenierten Vertreter der Bundesregierung unterstützt von den Stromkonzernen eine Debatte über die Kosten der Energiewende, welche jedoch aufgrund unbeeindruckt hoher Unterstützung der Bevölkerung zunächst keine ausreichende Legitimationsgrundlage für die Abwicklung der Förderung erneuerbarer Energien bieten konnte (vgl. auch Fettke und Fuchs 2017, S. 31). Diese Legitimationsgrundlage lieferte schließlich ein von der EU eingeleitetes Verfahren, welches der Frage nachgehen sollte, ob es sich bei den im EEG festgeschriebenen Industriebefreiungen um einen Fall rechtswidriger staatlicher Beihilfen handle. In Folge dessen stellte die Bundesregierung in ungewohnter Eile das EEG im Sinne der Forderungen der EU-Kommission um, womit Vorschläge zur mengenmäßigen Steuerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, welche der Branchenverband und die Stromkonzerne bereits seit mehr als zehn Jahren vorgebracht hatten, schließlich Umsetzung fanden.

Die institutionelle Rahmung des Feldes zum Ende des Untersuchungszeitraumes stellte sich schließlich als eine – im Detail widersprüchliche – Kombination der beiden Deutungen des Feldes dar. Auf der einen Seite wurde die Abschaffung der Kernenergie eingeleitet. Auf der anderen Seite reduzierte die Bundesregierung die Unterstützung erneuerbarer Energien und wirkte gleichzeitig mit der Unterstützung unrentabel gewordener konventioneller Kraftwerke (durch die Einrichtung einer Kapazitäts- und Netzreserve) einem marktinduzierten Ausscheiden dieser entgegen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde zwar – dem Namen nach – aufrechterhalten, jedoch in einer Instrumentierung, die eher professionelle Akteure begünstigt und damit indirekt großskalige Lösungen anreizt. Die neue Form des EEG

ist damit bedeutend weniger radikal und – wenn man Erfahrungen mit vergleichbaren Politikinstrumenten in anderen Ländern berücksichtigt – mit Blick auf die zu erwartende Ausbaugeschwindigkeit weniger effektiv.

Die Haltung der Konzerne bezüglich der institutionellen Rahmung des Feldes veränderte sich im Untersuchungszeitraum schleichend. So wie die politische Unterstützung erneuerbarer Energien im Zeitverlauf tendenziell abnahm und die EE-Branche an Radikalität verlor, so näherten sich die Konzerne an die alternative Felddeutung an. Diese Entwicklung vollzog sich in drei Schritten.

- Zu Beginn (bis Mitte der 2000er Jahre) betrachteten die Stromkonzerne den Status quo des Feldes als selbstverständlich und weitgehend alternativlos. Diese Sicht lag in der eigenen Position im Feld begründet und war geprägt von einer Ignoranz gegenüber den technologischen Möglichkeiten der erneuerbaren Energien. Die alternative Deutung des Feldes (und deren Vertreter) wurde nicht ernst genommen.
- Ab Mitte der 2000er Jahre kam es zu einer schleichenden Neubewertung der erneuerbaren Energien, deren Potentiale in den Konzernen nun stärker wahrgenommen wurden. Dies drückte sich in der Gründung separater Geschäftseinheiten für diese Technologien in den Jahren 2007 und 2008 auch auf organisationaler Ebene aus. In dieser zweiten Phase versuchten die Stromkonzerne aktiv die traditionelle Deutung des Feldes aufrechtzuerhalten und den aufkommenden institutionellen Druck zu absorbieren, indem sie selektiv einzelne Aspekte der alternativen Deutung aufnahmen. Zum einen investierten die Konzerne vermehrt für die Errichtung großer Windparks – welche in großskaliger Umsetzung einen Brückenschlag zwischen den beiden Deutungen des Feldes repräsentierten. Zum anderen versuchten sie ihre konventionellen Anlagen für eine nachhaltige Zukunft fit zu machen. Hierfür setzten sie sich verstärkt für die Abtrennung und unterirdische Speicherung von CO₂ (CCS) ein und präsentierten die Kernenergie als Teil der Lösung der Klimawandelproblematik.
- In Folge des erneuten Atomausstiegs nach Fukushima und dem politischen Scheitern von CCS konnte der Versuch, die Hoheit der traditionellen Deutung über das Feld durch die Integration einzelner Elemente der alternativen Logik aufrechtzuerhalten, als gescheitert gelten. Die Stromkonzerne konstatierten nun einen grundlegenden »Paradigmenwechsel« im Feld der Energieversorgung und unterstellten sich argumentativ der alternativen Interpretation des Feldes – dies jedoch mit ambivalenten

Zielsetzungen: So kennzeichneten sie konventionelle Kraftwerke zunehmend als Ausgleichskapazitäten für erneuerbare Energien (es waren also nun die konventionellen Kraftwerke, welche sich anzupassen hatten und nicht die erneuerbaren Energien, welche zu integrieren waren), dies jedoch vor allem, um Legitimität für die staatliche Förderung unrentabel gewordener Anlagen zu schaffen. Gleichzeitig kritisierten sie verschärft die Förderinstrumente für erneuerbare Energien und mahnten eine »Marktintegration« selbiger an. Dennoch lassen sich die neu formulierten Geschäftsschwerpunkte (Ausweitung des Dienstleistungsgeschäftes, Neubewertung des Netzbetriebes, weiterer Ausbau erneuerbarer Energien) als eine Ausrichtung an der alternativen Deutung des Feldes lesen. Damit spiegeln die Geschäftsaktivitäten der Stromkonzerne nach Fukushima die Konflikthaftigkeit des Feldes wider: Die durch E.ON, RWE und im Prinzip auch Vattenfall vollzogene Aufspaltung der Geschäftstätigkeiten – ein Unternehmen für konventionelle Anlagen und eines für erneuerbare Energien, Vertrieb und Services – lässt sich als eine Aufspaltung entlang der traditionellen und der alternativen Deutung des Feldes interpretieren. Die teilweise Rückabwicklung dieser radikalen Neuausrichtung durch RWE (siehe Abschnitt 11.4) deutet gleichzeitig darauf hin, dass die Feldkrise nicht überwunden ist und sich nach wie vor keine stabile neue institutionelle Ordnung herausgebildet hat.

11.1.3 Signatur des Wandels

Die dargestellten Veränderungen lassen sich gemäß der Typologie soziotechnischer Transformation (Dolata 2011, S. 144 f.) der Variante »Lang anhaltende Koexistenz, substitutiver oder architektonischer Wandel« zuordnen. Sowohl auf technologischer wie auch auf institutioneller Ebene hatten sich Parallelstrukturen herausgebildet, welche sich über einen relativ langen Zeitraum vergleichsweise unabhängig voneinander entwickelten.

Auf technologischer Ebene wurden, von neuen Akteuren vorangetrieben, Erneuerbare-Energien-Anlagen installiert, welche technologische Charakteristika aufwiesen, die sich von denen der etablierten Technologien des Feldes in entscheidenden Punkten unterschieden. Diese neuen Technologien ließen sich, als ihre Zahl noch gering war, unproblematisch in das bestehende technologische System integrieren. Mit wachsendem Ausbau

wurden jedoch immer stärker Inkompatibilitäten offenkundig, welche Anpassungsleistungen des bestehenden Systems erforderlich machten (da von der Möglichkeit einer Auflösung des Konfliktes durch Abwicklung der erneuerbaren Energien abgesehen wurde). Zum Ende des Untersuchungszeitraumes stellte das technologische Profil eine im Detail nicht abgestimmte Kombination der verschiedenen Elemente der alten und neuen Technologien dar. Ein stabiles neues Profil hatte sich noch nicht klar herausgebildet, Details blieben deutungs offen.

Ebenso war der institutionelle Wandel von dem parallelen Fortbestand zweier konfligierender Deutungen des Feldes bestimmt. Zu Beginn des Untersuchungszeitraumes ließen sich diese Interpretationen vergleichsweise eindeutig zwei isoliert voneinander agierenden Akteursgruppen zuordnen. Während die Vertreter der alternativen (ökologischen) Deutung mit ihrer Professionalisierung an Radikalität verloren, nahmen die etablierten Akteure zunehmend Elemente der alternativen Deutung an. Am Ende des Untersuchungszeitraumes stand wie auch im Falle des technologischen Profils eine formelle institutionelle Rahmung, welche Elemente beider Deutungen integrierte, wobei keiner von beiden die Hoheit zuzuschreiben wäre.

Dies bedeutet, dass sich sowohl auf technologischer wie auch auf institutioneller Ebene zum Ende des Untersuchungszeitraumes noch nicht bestimmen lässt, ob von substitutivem oder architektonischem Wandel zu sprechen ist.²⁴⁹

249 In ähnlicher Weise argumentieren Fettke und Fuchs (2017), welche die Entwicklungen auf dem deutschen Strommarkt entlang der Kategorien von Fligstein und McAdam (2012) analysieren: Demnach begannen die Entwicklungen mit einer Ausdifferenzierung des Feldes – in die beiden Handlungsfelder »traditioneller Strommarkt« und »erneuerbare Energien«, welche jedoch letztlich in einer institutionellen Transformation mündete, in deren Zuge sich die Machtkonstellationen sowie die Erwartungen darüber, wie ein funktionierender Strommarkt auszusehen habe, wandelten. Eine stabile soziale Struktur hat sich jedoch den Autoren zufolge 2015 noch nicht herausgebildet, genauso wenig wäre erkennbar, welche Akteure (Incumbents oder Challenger) die weiteren Entwicklungen prägen würden (Fettke und Fuchs 2017, S. 21).

11.1.4 Die Rolle der Stromkonzerne im Transformationsprozess

Wie lässt sich auf dieser Basis die Rolle der großen Stromkonzerne im Transformationsprozess des deutschen Stromsektors auf den Punkt bringen? Tabelle 46 fasst die wichtigsten Transformationsimpulse im Untersuchungszeitraum zusammen und gibt eine stilisierte Übersicht über den Umgang der großen Vier mit den jeweiligen Veränderungen.

Tabelle 46: Reaktionen der Stromkonzerne auf Transformationsimpulse. Stilisierter Überblick 1998–2015

Zeit	Impuls	Dynamik	Reaktion der Stromkonzerne	Reaktionen gleichgerichtet?
1998	Liberalisierung	Staatliche Intervention	Politisch unterstützt	Ja
			Zur Ausweitung des Einflusses und informellen Reproduktion der regionalen Monopole genutzt	Ausnahme EnBW
2000	Einführung EEG	Staatliche Intervention	Politisch verhalten opponiert	Ausnahme PreussenElektra
2002	1. Atomausstieg	Staatliche Intervention	Zunächst politisch opponiert. Dann versucht, Auswirkungen einzugrenzen	Ja
2004	EEG-Novelle	Staatliche Intervention	Politisch opponiert	Ausnahme EnBW
2000-2006	Sinkende gesellschaftliche Legitimität	Inkrementell	Unterschätzt und weitestgehend ignoriert	Ja
2005	Einführung Emissionshandel	Staatliche Intervention	Proaktives Lobbying	Unterschiedliche Schwerpunktsetzungen
2005	Re-Regulierung	Staatliche Intervention	Politisch opponiert	Ausnahme EnBW
2006	Kartelluntersuchungen	Staatliche Intervention	Öffentlichkeitsarbeit, Studien, Transparenzschaffung	E.ON und RWE (EnBW und Vattenfall weniger betroffen)
Ab ca. 2008	Rekommunalisierungstrend	Inkrementell	Sowohl konfrontative wie kooperative Strategien	Ja
2008	Wirtschaftskrise	Disruptiv	Außerhalb des möglichen Einflussbereiches. In Auswirkungen unterschätzt	Ja

Ab ca. 2008	Negative Marktentwicklungen (Rohstoffpreise, Strompreise etc.)	Inkrementell	Unterschätzt/zunächst fälschlicherweise der Wirtschaftskrise zugeschrieben	Ja
2009	EEG-Novelle	Staatliche Intervention	Politisch verhalten unterstützt	Ja
2010	Laufzeitverlängerung	Staatliche Intervention	Proaktiv herbeigeführt	Ja
1998-2015	Technologischer Wandel	Inkrementell	Zunächst in Auswirkungen unterschätzt	Ja
			Ab 2007 schrittweise Refokussierung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (weg von Effizienzsteigerung konventioneller Kraftwerke hin zu anwendungsbasierter Forschung im Bereich Smart, EE, Mobilität etc.)	Ja
			Ab 2011 öffentliche Kritik an (für Konzerne) negativen Auswirkungen. Lobbying für Unterstützung konventioneller Kraftwerke. Verstärktes Lobbying gegen erneuerbare Energien.	Ja (aber mit unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen)
2011	Fukushima und 2. Atomausstieg	Disruptiv/ Staatliche Intervention	Versuchte Abwendung (wurde durch Politik abgeblockt). Anschließend zunächst Zurückhaltung. Schließlich rechtliche Schritte.	Ja
2012	EEG-Novelle	Staatliche Intervention	Politisch verhalten unterstützt	Ja
2014	EEG-Novelle	Staatliche Intervention	Politisch unterstützt	Ja

Unterschiedliche Graubstufungen in Abhängigkeit der Dynamik des jeweiligen Impulses.²⁵⁰ Eigene Darstellung

²⁵⁰ Auffallenderweise gelang es den Stromkonzernen besser adäquat auf disruptive oder staatlich induzierte Veränderungsimpulse zu reagieren, während sie inkrementelle Veränderungen, die sich über einen längeren Zeitraum entfalteten, häufig unterschätzten oder falsch zuordneten. Dies erwies sich insbesondere als problematisch, wenn sich unterschiedliche Veränderungen mit unterschiedlicher Dynamik zeitlich überlagerten, wodurch

Nachdem es den Konzernen in den ersten turbulenten Jahren nach der Marktöffnung gelungen war, die weitreichende Kontrolle über das Feld (wieder) zu erlangen, setzten sie anschließend auf die Ausschöpfung der sich hieraus ergebenden Profitmöglichkeiten und versuchten gleichzeitig, alle für sie unvorteilhaften Veränderungen abzuwenden. Sie machten sich also für ihre Deutung des Feldes stark und bekämpften alle Entwicklungen, welche dieser Interpretation offensichtlich entgegenstanden, was insbesondere die erneuerbaren Energien und deren Förderung betraf sowie die von der EU ausgehenden Bestrebungen zur Re-Regulierung des Marktes. Erst als in Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima das unternehmenskulturelle Selbstverständnis der Stromkonzerne erschüttert wurde, nahmen sie argumentativ die neue Deutung des Feldes auf und setzten sich aktiv mit den Veränderungen der vorausgegangenen Jahre auseinander. Dies mündete zwar in vergleichsweise tiefgreifenden Re-Orientierungs- und Restrukturierungsmaßnahmen, gleichzeitig verwendeten die Konzerne aber immer noch viel Kraft in eine Abfederung der Auswirkungen des Wandels und versuchten das Auslaufen ihrer traditionellen Geschäftsfelder hinauszuzögern.

Abgesehen von den Jahren direkt nach der Liberalisierung, in welchen die Stromkonzerne die Neugestaltung des Feldes maßgeblich vorantrieben, stellten sie sich in der Zeit danach (etwa ab 2002) nur noch in den seltensten Fällen als Impulsgeber des Wandels dar. Auf geschäftlicher Ebene ließen sie ihre traditionellen Geschäftsaktivitäten weiterlaufen, ohne selbst Veränderungen anzustoßen. Der deutsche Markt war für die Stromkonzerne (außer der EnBW) bereits Anfang der 2000er Jahre weitgehend saturiert (auch aus kartellrechtlichen Gründen) weshalb sie ihre Aktivitäten stärker auf die Erschließung neuer Märkte und die Ausweitung des Einflusses auf europäischer Ebene verlagerten – sie nahmen also durchaus gestaltend Einfluss auf ihre Umwelt, dies jedoch ab 2002 maßgeblich in anderen Feldern. Auch die politischen Aktivitäten der Konzerne in Deutschland waren (mit Ausnahme des Einsatzes für die Laufzeitverlängerung deutscher Atomkraftwerke) von

eine Interpretation der Ereignisse zusätzlich erschwert wurde. Dies traf im Untersuchungszeitraum beispielsweise auf die im Zuge von sinkenden Rohstoff- und Emissionszertifikatspreisen und voranschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien verfallenden Großhandelspreisen für Strom ab 2008 zu, welche zunächst der zeitgleich einschlagenden Wirtschaftskrise zugeschrieben wurden – eine Fehlzuschreibung, welche ein zeitnahes und angemessenes Gegenlenken verhinderte. Diese Frage nach dem Umgang von Unternehmen mit Veränderungen unterschiedlicher Dynamik schließt an Überlegungen von Suarez und Oliva (2005) an und wurde an anderer Stelle ausführlicher behandelt (Kungl und Geels 2018).

Abwehrkämpfen geprägt. Sie setzten sich vor allem reaktiv mit Impulsen auseinander, welche von anderen Akteure gesetzt wurden. Dazu waren die Stromkonzerne im Zeitverlauf (negativ) von Entwicklungen in benachbarten Feldern betroffen, die außerhalb ihres Einflussbereiches standen und denen sie somit nur mit zeitlich nachgeschalteten Anpassungsleistungen begegnen konnten – etwa die Wirtschaftskrise von 2008 sowie die seitdem sinkenden Rohstoffpreise, welche auf die Strompreise drückten.

Aber inwieweit gelang es ihnen unliebsame Entwicklungen in Deutschland abzuwenden, beziehungsweise inwieweit sind die Stromkonzerne als Blockierer der Transformation des deutschen Stromsektors zu charakterisieren? Den im Untersuchungszeitraum wichtigsten Veränderungsimpulsen konnten sie vergleichsweise wenig entgegensetzen. Die erneuerbaren Energien waren gesetzlich vor ihrem Einfluss geschützt und eine Alterierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Sinne der Konzerne ließ sich nicht verwirklichen. Unter anderem weil die Unternehmen diese Entwicklungen in ihren Auswirkungen und ihrer Geschwindigkeit unterschätzten, während sie gleichzeitig die eigene Kontrolle über das Feld (und den eigenen politischen Einfluss) überschätzten, versäumten sie dem EEG frühzeitig mit der erforderlichen Bestimmtheit entgegenzutreten. Die Re-Regulierung des Marktes dagegen und die damit einhergehende Einschränkung ihrer Macht waren sie nicht im Stande abzuwenden, weil sie in Folge der Kartellbildung an öffentlichem Ansehen und Unterstützung durch politische Entscheidungsträger verloren hatten. Lediglich die Stimulierung einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke war den Stromkonzernen (in durchaus erstaunlicher Weise) gelungen. Abgesehen davon, dass dahingestellt sei, ob eine Laufzeitverlängerung tatsächlich die beschriebenen Entwicklungen aufgehalten hätte – man denke nur an die noch umso mehr zugespitzte Situation am Erzeugungsmarkt bei zusätzlichen neun Gigawatt an Kernkraftkapazität –, währte dieser Erfolg nur kurz.

Dies bedeutet letztlich, dass die Transformation des deutschen Stromsektors – abgesehen von den Jahren direkt nach der Liberalisierung – weder von den Stromkonzernen getragen wurde noch von ihnen aufgehalten werden konnte. Zwar besetzten sie durch ihren umfangreichen Anteil an Produktionsanlagen Stellungen, welche dadurch anderen Akteuren (mit potentiell abweichenden Zielsetzungen) entzogen blieben, und verzögerten damit mögliche Entwicklungen – im Resultat gelang es ihnen jedoch nicht, tiefgreifenden Wandel abzuwenden.

11.2 Strukturelle Unterschiede und situativ abweichende Aktivitäten: Vergleich der großen Stromkonzerne

Die obige Darstellung präsentierte die Stromkonzerne als vergleichsweise homogenen Akteursblock, wengleich Tabelle 46 bereits andeutet, dass die Aktivitäten der vier Unternehmen in einigen Situationen durchaus auseinanderfielen. Auf diese Abweichungen soll im Folgenden der Fokus gelegt werden. Hierzu werden strukturelle Unterschiede zwischen den Unternehmen aufgeführt, welche zum Verständnis situativ abweichender Strategien beitragen können.²⁵¹

Dazu werden als erstes Unterschiede in der quantitativen Ausstattung mit ökonomischem Kapital aufgezeigt und die Bedeutung der damit einhergehenden Machtpotentiale thematisiert. Als zweites werden Unterschiede in Art und regionaler Positionierung von Produktionsmitteln diskutiert – und zwar schwerpunktmäßig im Zusammenhang mit abweichenden Positionen der Unternehmen in politischen Aushandlungsprozessen. Als drittes wird schließlich die Rolle der Aktionäre der Unternehmen behandelt und diskutiert, welche Auswirkungen die Eigentümerstruktur auf die Aktivitäten der Unternehmen hatte.

11.2.1 Ökonomisches Kapital, Macht und deren Schattenseiten

Von entscheidender Bedeutung erwies sich im Untersuchungszeitraum die unterschiedlich umfangreiche Ausstattung der Unternehmen mit ökonomischem Kapital (Produktionsmittel, finanzielle Mittel, Vertriebsnetzwerke und Ähnliches). Dies erscheint freilich auf den ersten Blick als intuitiv – dennoch spielte es sich im Detail interessant aus. Es soll anhand einiger zentraler Beispiele aufgezeigt werden, welche Bedeutung der Umfang an ökonomischem Kapital in verschiedenen spezifischen Konstellationen hatte:

Zunächst starteten die acht Verbundunternehmen (und damit die Vorgängerunternehmen der großen Vier) 1998 mit unterschiedlicher Ressour-

251 Obgleich in der empirischen Analyse ausgehend von situativen Abweichungen der Aktivitäten der Akteure auf strukturelle Ursachen rückgeschlossen wurde, erfolgt die Darstellung an dieser Stelle in entgegengesetzter Richtung, das heißt ausgehend von der unabhängigen Variable (strukturelle Unterschiede). Dies hat rein textorganisatorische Gründe, da sich ein an die empirische Analyse angelehntes Narrativ bei diesem Themenkomplex als umständlich erwies.

cenausstattung in den liberalisierten Markt. RWE, VIAG und VEBA präsentierten die dominanten Akteure des Feldes. Sie wiesen nicht nur insgesamt die höchsten Umsätze aus, sie waren auch als einzige der acht Verbundunternehmen breit diversifiziert, was bedeutet, sie besaßen Randbeteiligungen, die sie durch Veräußerung als Kapital für weitere Übernahmen ins Spiel bringen konnten. Dies gab ihnen nicht nur (unterstützt durch ihre Verbindungen zu politischen Entscheidungsträgern) die Möglichkeit, durch Übernahmen beziehungsweise Fusionen ihren Einflussbereich zu erweitern, sondern auch die im Zuge der Zusammenschlüsse aus kartellrechtlichen Gründen abzugebenden Überkreuzbeteiligungen strategisch einem Player (Vattenfall) zuzuspielen, von welchem keine Konkurrenz zu erwarten war. Die EnBW (welche mit deutlich geringerer Kapitalausstattung in die Liberalisierung gestartet war) blieb bei dieser Marktaufteilung zunächst weitestgehend außen vor. In Folge dessen sah sich das Unternehmen an den Rand gedrängt und agierte aus dieser untergeordneten Position zunächst mit konfrontativen Strategien. Obgleich der von der EnBW gestartete offensive Wettbewerb um Kunden nur relativ kurze Zeit dauerte – offenbar war der Preiskampf für alle Beteiligten nicht lange aufrechtzuerhalten (vgl. Becker 2011, S. 97) – er stellte nicht das einzige Beispiel für ein Ausscheren der EnBW aus dem Verbund der vier Versorger dar: Auch in den politischen Verhandlungen zur Re-Regulierung des Marktes durch die Energiewirtschaftsgesetzesnovelle von 2005 positionierte sich die EnBW als einziges der vier Unternehmen für die Einrichtung einer Regulierungsbehörde zur Überwachung von Netzentgelten und Netzzugangsbedingungen, da sie sich hier von Vorteilen für ihre bis dato ruinöse, expansive Vertriebsstrategie (Yellow Strom) erhoffte. Die Unternehmen, welche aufgrund ihres Umfangs an Erzeugungskapazitäten, Verflechtungen mit anderen Unternehmen sowie Verbindungen zu politischen Entscheidungsträgern das Feld kontrollierten (E.ON, RWE), hatten also naheliegenderweise kein Interesse an der regulativen Ermöglichung von Wettbewerb, während das Unternehmen, welches zwar selbst zu groß war um geschluckt zu werden (aus rein kartellrechtlichen Gründen freilich), sich aber dennoch selbst in einer unterprivilegierten Position sah, proaktiv versuchte auf Rahmenbedingungen hinzuwirken, die mehr Wettbewerb erlauben würden.

Während sich die im Vergleich zur EnBW (und Vattenfall) umfangreichere Ressourcenausstattung von E.ON und RWE (beziehungsweise deren Vorgängerunternehmen) zu Beginn als entscheidender Vorteil darstellte, erwies sie sich im weiteren Untersuchungsverlauf als durchaus ambivalent. So

wie die höhere Kapitalausstattung als Machtressource den Möglichkeitenpielraum der beiden Unternehmen erhöhte, so ging sie auch mit Einschränkungen einher.

Aufgrund der größeren Marktanteile (und der vergleichsweise rücksichtslosen Ausnutzung dieser) waren E.ON und RWE bedeutend stärker im Fokus der nationalen und europäischen Kartellbehörden. Während es EnBW und Vattenfall bis zuletzt prinzipiell erlaubt war, in Deutschland Anteile an Stadtwerken oder Regionalversorgern zu erwerben, ließ das Kartellamt im Falle von E.ON und RWE bereits 2003 Übernahmen nur noch bei gleichzeitiger Abgabe von Anteilen an anderen Unternehmen zu. Auch waren RWE und E.ON in stärkerem Umfang behördlichen Untersuchungen ausgesetzt, in deren Ergebnis sie (unter anderem) mit teilweise signifikanten Bußgeldern belegt wurden, was auf die beiden kleineren Unternehmen nicht zutraf.²⁵²

Genauso lastete der Druck zur Entflechtung der Strom- (und Gas-) Netze im Zusammenhang mit der 2009er EU-Binnenmarktrichtlinie bedeutend stärker auf den beiden großen Unternehmen. Formell standen zwar allen vier Unternehmen dieselben Optionen zur Entflechtungen des Netzbetriebes offen. Faktisch wäre es jedoch damals für E.ON äußerst schwierig gewesen, das Übertragungsnetz zu halten. Aufgrund hohen Drucks von Seiten der Kartellbehörden war die Veräußerung der Netzsparte als symbolischer Akt erforderlich, um weiteren Legitimitätsverlust in politischen Feldern zu verhindern. Dies galt in ähnlicher Weise für RWE und deren Veräußerung des Gasnetzes.²⁵³

Gleichzeitig waren die Möglichkeiten der beiden kleineren Unternehmen (und dabei insbesondere der EnBW) zur Tätigkeit strategischer Übernahmen aufgrund der geringeren Ausstattung mit ökonomischem Kapital eingeschränkt. Wie in Abschnitt 5.3 in der Übersicht sowie in der Detailbeschreibung in Kapitel 7–10 aufgezeigt, folgten die unternehmerischen Schwerpunktsetzungen der vier Unternehmen im Zeitverlauf denselben Linien: Die Phase zwischen 1998 und 2005 war von funktionaler Fokussierung und Expansion im Kernbereich durch Unternehmensakquisitionen gekenn-

252 Obgleich deren Beteiligung an kartellrechtlich bedenklichen Absprachen an verschiedenen Stellen vermutet wurde (siehe etwa Becker 2011, S. 188 f.).

253 Letztendlich veräußerten alle Unternehmen mit Ausnahme der EnBW ihr Übertragungsnetz. Im Falle von RWE und Vattenfall ging der Verkauf jedoch nicht auf politischen Druck zurück (siehe ausführlicher Abschnitt 9.2.3).

zeichnet. Zwischen 2005 und 2008 bauten die Unternehmen schwerpunktmäßig Produktionskapazitäten aus, während im strategisch eher unfokussierten Zeitraum zwischen 2008 und 2011 vor allem teure Übernahmen herausstechen. Nach Fukushima erfolgte schließlich in allen vier Unternehmen eine strategische Re-Orientierung in Verbindung mit der Exploration neuer Geschäftsfelder, begleitet von organisationalen Umbaumaßnahmen. Der Unterschied zwischen den Unternehmen bestand (neben unterschiedlichen regionalen Schwerpunktsetzungen) vor allem im Umfang beziehungsweise der Größenordnung der Aktivitäten. So war nicht nur die Anzahl an Übernahmen, sondern auch die Größe der akquirierten Unternehmen in Phase 1 im Falle von E.ON und RWE bedeutend größer, weshalb deren Machtzuwachs (auch in regional benachbarten Märkten) als entsprechend höher einzuschätzen ist. Auch war die sich daran anschließende Konsolidierungsphase im Falle von E.ON und RWE vergleichsweise kurz. Genauso war die schiere Menge der in Phase 2 angeschobenen Kraftwerksprojekte insbesondere im Fall von E.ON immens.

Dies war jedoch auch mit Nachteilen verbunden. Aufgrund der steigenden Marktkapitalisierung bei gleichzeitig hoher Bonität in Phase 1 und 2 standen E.ON und RWE bedeutend stärker unter Investitionsdruck, da Anleger wie auch Ratingagenturen von den (liquiden) Unternehmen lukrative Investitionen erwarteten. Dies drängte die Unternehmen letztlich in über-teuerte Übernahmen in Phase 3.²⁵⁴ Die Bedeutung von finanziellem Kapital als Faktor, welcher zu weiteren Investitionen drängt, wird auch weiter unten in Zusammenhang mit den spezifischen Aktionärsstrukturen der Unternehmen diskutiert.

11.2.2 Standorte, Produktionsmittel und abweichende Positionen in Politikbildungsprozessen

Jedoch nicht nur die rein quantitative Ausstattung mit Ressourcen stellt ein wichtiges Differenzierungskriterium zwischen den Unternehmen dar. Mit Blick auf die Produktionsmittel der Unternehmen spielte im Untersuchungszeitraum sowohl der Typ an Anlagen – genauer die verwendeten Brennstoffe – als auch die (regionalen) Standorte der Anlagen eine Rolle. Dies wird

²⁵⁴ Die rückblickend unrentable Übernahme von Nuon durch Vattenfall kann zwar ebenfalls als unternehmerische Fehlentscheidung gelten, sie folgte jedoch nicht auf Grund von Druck seitens des Kapitalmarktes.

vor allem in Bezug auf die Positionen der Unternehmen in politischen Verhandlungen im Zusammenhang mit Gesetzgebungsverfahren deutlich.

Dies gilt etwa für die Verhandlungen im Vorfeld der nationalen Umsetzung des EU-Emissionshandels 2005. Die Unternehmen E.ON und EnBW, deren Erzeugungsmix stark von der Kernenergie geprägt und gleichzeitig im Vergleich zu den anderen beiden Unternehmen weniger emissionsintensiv war, versuchten Sondervorteile für Kernkraftwerke zu erwirken und gleichzeitig die durch das Instrument für die CO₂-lastigeren Unternehmen RWE und Vattenfall entstehenden Vorteile in Grenzen zu halten. RWE und Vattenfall zielten im Gegenzug auf eine möglichst hohe Ausstattung ihrer Anlagen mit kostenlosen Emissionszertifikaten (etwa durch die Berücksichtigung von Early Actions in die Modernisierung von Anlagen).

Entlang ähnlicher Linien vollzogen sich die Positionen der Unternehmen in den 2012 anlaufenden Debatten um die Unterstützung (aufgrund gesünderer Einsatzzeiten und sinkender Strompreise) unrentabel gewordener konventioneller Kraftwerke. Jedoch kam hier zusätzlich der Faktor der regionalen Standorte der Kraftwerke als zentrales Unterscheidungskriterium ins Spiel: Die Unternehmen hatten ab 2012 vermehrt angekündigt, unrentable Anlagen vom Netz nehmen zu wollen. Über die Erlaubnis zu deren Stilllegung entschied die Bundesnetzagentur – und zwar unter anderem nach dem Kriterium prognostizierter regionaler Netzengpässe. Die Stromkonzerne forderten nun finanzielle Kompensation für den Weiterbetrieb unrentabler Anlagen. Die spezifischen Forderungen der Konzerne fielen jedoch auseinander. E.ON und RWE forderten die Einrichtung technologieoffener Kapazitätsmärkte, das heißt Auktionen, an denen prinzipiell alle Kraftwerke teilnehmen könnten. Die EnBW und Vattenfall dagegen hielten ein solches Instrument für nicht erforderlich und sprachen sich für die gezielte Unterstützung ausgewählter systemrelevanter Kraftwerke aus. Diese unterschiedlichen Positionen sind vor dem Hintergrund der regionalen Position der Anlagen der Unternehmen zu verstehen. Die EnBW besaß vor allem Anlagen in Süddeutschland, welche von der Bundesnetzagentur aufgrund bei Stilllegung drohender Netzengpässe als systemrelevant ausgewiesen worden waren. Vattenfalls Braunkohlekraftwerke waren zum damaligen Zeitpunkt noch rentabel zu betreiben, während das Unternehmen für die eigenen Pumpspeicherkraftwerke perspektivisch Förderung erwarten konnte (aufgrund deren Eignung zur Simulierung von Last). Die von RWE zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke hingegen waren alle von der Bundesnetz-

agentur als abkömmlich bewertet worden. E.ON besaß sowohl systemrelevante Anlagen im Süden Deutschlands als auch Kraftwerke, welche ohne Gefahren für die Netzstabilität stillgelegt werden konnten. Somit hätten offene Kapazitätsmärkte für RWE und E.ON die Chance geboten, deren unrentable (und nicht systemrelevante) Kraftwerke wieder ins Spiel zu bringen, während die anderen beiden Unternehmen EnBW und Vattenfall aufgrund der Bedeutung ihrer Anlagen in jedem Fall mit einer Vergütung rechnen konnten.

Die regionale Position von Produktionsmitteln spielte jedoch auch im Netzbereich eine Rolle. Im Politikbildungsprozess um das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2000 setzte sich die PreussenElektra für die mit dem Gesetz einhergehende Neuausrichtung der Förderung erneuerbarer Energien ein. Da im Netzgebiet der PreussenElektra vergleichsweise viele Windkraftanlagen installiert waren, für deren Vergütung das Unternehmen nach dem bis dahin gültigen Stromeinspeisungsgesetz zuständig war, profitierte es von der mit dem EEG eingeführten überregionalen Umlegung der Kosten. Andere Unternehmen, wie etwa die RWE, in deren Netzbereich bedeutend weniger Windanlagen standen, sprachen sich jedoch deutlich gegen das EEG (und den damit verbundenen überregionalen Ausgleich) aus.

Die Unterstützung der Förderung erneuerbarer Energien durch die EnBW (im Zuge der ersten EEG-Novelle 2004) ging zwar in erster Linie auf deren Interesse zurück, Investitionssicherheit für ihr geplantes großes Laufwasserkraftwerk in Rheinfelden schaffen – das Unternehmen konnte sich jedoch auch nur ohne Gefahren für das eigene Geschäft für das Gesetz aussprechen, weil der Ausbau (und auch der zu erwartende zukünftige Ausbau) volatiler erneuerbarer Energien und die damit einhergehenden Probleme für konventionelle Kraftwerke in der eigenen Schwerpunktregion (Baden-Württemberg) vergleichsweise gering waren.

Und auch bei den Entscheidungen bezüglich der Veräußerung der Übertragungsnetze in Folge des 2009er Binnenmarktpakets der EU waren regionale Kriterien von Bedeutung. Vattenfall etwa begründete die Veräußerung ihres Übertragungsnetzes unter anderem mit den steigenden erforderlichen Investitionen aufgrund des starken Ausbaus der Windenergie in ihrem Netzbereich. Im Falle der EnBW entschied sich im Gegenzug das Unternehmen, in dessen Netzbereich der geringste Anteil an erneuerbaren Energien installiert war, für den Weiterbetrieb des Netzes.

11.2.3 Politische Einflussnahme, regionale Interessen und Anlagedruck: Die Rolle der Anteilseigner

Die Unternehmen wiesen im Untersuchungszeitraum unterschiedliche Eigentümerstrukturen auf, welche Auswirkungen auf deren Positionierung im Feld und ihre Reaktionen auf bestimmte Veränderungsimpulse hatten. Zum einen entscheiden die in einem Unternehmen investierten Aktionäre nach bestimmten Kriterien, ob sie die Aktien halten oder abstoßen wollen, und zum anderen können Aktionäre mit steigendem Anteil an dem Unternehmen Einfluss auf dessen Aktivitäten nehmen, indem sie etwa Forderungen an die Unternehmensleitung stellen oder Entscheidungen im Aufsichtsrat blockieren.

Die Anteile von *E.ON* waren über den gesamten Untersuchungszeitraum im Streubesitz institutioneller sowie privater Anleger, wobei kein einzelner Anleger genügend Anteile besaß, um zielgerichteten Einfluss auf die Geschäftstätigkeiten auszuüben (größter Einzelaktionär war die amerikanische Investmentgesellschaft BlackRock mit knapp 6 Prozent der Unternehmensanteile; wallstreet:online AG 2015). Aufgrund dessen hatte sich das Unternehmen zwar nicht mit den Partikularinteressen einzelner Anleger auseinanderzusetzen, musste sich jedoch gleichzeitig stark an den Gesetzmäßigkeiten des Kapitalmarktes ausrichten:

»Ich glaube es gibt da zwei Effekte: Der eine Effekt ist, wir waren schon unter besonderem Druck des Kapitalmarktes. Was dazu geführt hat, dass glaube ich die... die... die Betrachtung von Wirtschaftlichkeit und Renditen bei uns stärker im Fokus stand als bei den anderen genannten drei Unternehmen. Das war sicherlich ein Nachteil. Der Vorteil war, wir hatten aber auch keinen einzigen Großaktionär, der versucht hat, sich einzumischen oder sich eingemischt hat« (E.ON Interview 3).

Die Abwesenheit einflussreicher Einzelaktionäre gab E.ON zwar die Freiheit, vergleichsweise autonom über die geschäftliche Ausrichtung zu verfügen. Dabei hatte sich das Unternehmen allerdings an den Bewertungskriterien der Ratingagenturen sowie den grundlegenden Erwartungen institutioneller Anleger nach attraktiven Renditen auszurichten. Damit war es E.ON zwar möglich relativ schnell und bei Bedarf mit radikalen Maßnahmen auf Veränderungen zu reagieren, ohne zuvor die Erlaubnis der Aktionäre einholen zu müssen (die vergleichsweise zügige Neuausrichtung nach Fukushima kann als Beispiel dienen), der beschriebene Druck von Seiten des Kapitalmarktes drängte das Unternehmen aber auch in Phase 2 in ökonomisch unvorteilhafte Investitionen.

Die Aktionärsstruktur der RWE dagegen war von dem gleichzeitigen Engagement nordrhein-westfälischer Kommunen und institutioneller Anleger geprägt. Die in RWE investierten Banken, Versicherungen oder Fondsgesellschaften erwarteten ebenso wie im Falle von E.ON entsprechende Renditen auf ihre Investitionen und damit letztlich eine primär wachstumsorientierte strategische Ausrichtung (der größte Einzelaktionär in dieser Kategorie war auch hier BlackRock mit 3 Prozent der RWE-Anteile; RWE AG 2015c, S. 14). Bei den in komplexen Zusammenschlüssen organisierten kommunalen RWE-Aktionären handelte es sich dagegen um nordrhein-westfälische Gebietskörperschaften sowie (zu geringerem Teil) um Finanzdienstleister und Stadtwerke, welche – gemessen an ihrer stimmrechtlichen Präsenz auf den Hauptversammlungen – über den gesamten Untersuchungszeitraum im Mindesten eine Sperrminorität innehatten und damit als einziger Anleger bei RWE direkten Einfluss hatten. Die kommunalen RWE-Aktionäre vertraten Standortinteressen, welche aufgrund der Historie der Region sowie des Unternehmens schwerpunktmäßig auf der Bewahrung der Arbeitsplätze in der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern sowie dem Braunkohletagebau lagen. Die kommunalen RWE-Aktionäre setzten sich nicht nur in ihrem Sinne in (bundes-)politischen Entscheidungsprozessen für ihre Interessen ein, sie forderten auch von dem Unternehmen die Übernahme von Verantwortung für die Region ein. Aufgrund dieser Partikularinteressen stellten die kommunalen RWE-Aktionäre ein Hindernis für die frühzeitige Neuausrichtung des Unternehmens dar. Da sie zudem aufgrund der angespannten Haushaltslage (insbesondere der großen Städte) eine stabile Dividende einforderten und gleichzeitig nur in eingeschränkter Weise bereit (oder in der Lage) waren, zusätzliches Kapital zur Verfügung zu stellen, schränkten sie den Handlungsspielraum von RWE in der Krise nach Fukushima zusätzlich ein.

Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Entscheidung der RWE, (als einziges der drei Unternehmen) im Zuge der Restrukturierungsmaßnahmen die Erneuerbare-Energien-Sparte auszugründen und nicht etwa (wie E.ON und Vattenfall) das konventionelle Geschäft abzustoßen. Es kann letztlich nicht bestimmt werden, welche Motive tatsächlich hinter dieser Entscheidung standen, es scheint jedoch zumindest unwahrscheinlich, dass die Kommunen einer Abspaltung des ehemaligen Kerngeschäftes zugestimmt hätten.

Auf der anderen Seite war das Engagement der Kommunen auch mit Vorteilen für RWE verbunden. Sie halfen nicht nur in für das Unternehmen kritischen politischen Debatten (etwa um die Klimaabgabe für Braunkohlekraftwerke 2015) negative Regularien abzuwenden, durch die Verbindungen zu den Kommunen konnten auch die Verluste im Zuge der Rekommunalisierungsbewegung in Grenzen gehalten werden, was insbesondere aufgrund der gesteigerten Bewertung des Verteilnetzgeschäftes in den vergangenen Jahren nicht gering zu schätzen ist.

Kennzeichnend für die Aktionärsstruktur der *EnBW* war der geringe – und zudem im Untersuchungszeitraum stetig sinkende – Streubesitz. Über den gesamten Zeitverlauf hielten sich jeweils zwei Hauptaktionäre das Gleichgewicht. Dies war auf der einen Seite der »Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke« (OEW) – ein Zusammenschluss baden-württembergischer Gebietskörperschaften – sowie auf der anderen Seite das Land Baden-Württemberg (bis 2000 und ab 2010) beziehungsweise der französische Energiekonzern *Électricité de France* (EDF) (zwischen 2000 und 2010). Tabelle 47 zeigt eine Übersicht der wesentlichen Veränderungen im Zeitverlauf.

Tabelle 47: Aktionärsstruktur der *EnBW* im Zeitverlauf

	1998	2002	2011	2015
Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (OEW)	34,75	34,5	45,01	46,75
Land Baden-Württemberg	25,13	---	45,01	46,75
<i>Électricité de France</i> (EDF)	---	34,5	---	---
Sonstige Investoren	37,92	29,51	8,13	6,13
Streubesitz	2,2	1,49	1,85	0,39

Zentrale Wegmarken. Quelle: Geschäftsberichte und direkte Anfrage beim Unternehmen.²⁵⁵ Eigene Zusammenstellung

²⁵⁵ Die Daten für 1998 sind nicht öffentlich zugänglich und wurden direkt beim Unternehmen angefragt. Der Einstieg der EDF erfolgte im Jahr 2000 mit der Übernahme des 25,1-prozentigen Anteils des Landes Baden-Württemberg. Für das Jahr 2000 lagen jedoch keine Informationen zur Aktionärsstruktur vor. Diese wurden vom Unternehmen erst ab 2002 regulär in den Geschäftsberichten aufgeführt. Die Kategorie »Sonstige Investoren« umfasst zum überwiegenden Teil verschiedene kommunale Aktionäre sowie in geringem Ausmaß institutionelle Anleger oder vom Unternehmen selbst gehaltene Aktien.

Dies bedeutet zunächst, dass sich die EnBW weniger der kurzfristigen Logik des Kapitalmarktes zu fügen hatte, wie ein befragter EnBW-Manager angab:

»Weil sie beide [die OEW und die Landesregierung Baden-Württemberg; Anm. d. Verf.] am langfristigen Interesse des Unternehmens im Land interessiert sind, gucken wir jetzt nicht von Quartal zu Quartal, die gucken auch auf die Returns und auf die Dividende, aber nicht mit dieser Kurzfristigkeit. Sondern die sind auch in der Lage zu akzeptieren, der Umbau des Unternehmens dauert jetzt vielleicht in diesem und jenen Aspekt einfach ein paar Jahre« (EnBW Interview 6).

Ein Vertreter der OEW gab hierzu an:

»Ich meine, wir wollen natürlich unterm Strich auch ein bisschen Dividende haben, das ist auch klar. Wir haben auch eigene Verpflichtungen, Kapitaldienst, den wir leisten müssen usw. Aber ansonsten... und das haben wir auch früher auch schon immer, auch mit der EDF diskutiert, wir haben nie mehr wie 40 Prozent ausgeschüttet. Und der Rest ist im Unternehmen geblieben, um sich einfach weiterentwickeln zu können. [...] für uns ist wichtig, dass es unserem Unternehmen gut geht, dass wir eine Perspektive haben, dass wir unsere Leute gut versorgt bringen, dass wir Wachstum generieren. [...] aber diese maximale Gewinnerzielungsabsicht haben wir als kommunale Anteilseigner nicht« (OEW Interview 1).

Im Vergleich zu den nordrhein-westfälischen Kommunen und deren Bedeutung für die RWE stellte die OEW für die EnBW jedoch weniger ein Hindernis zur unternehmerischen Neuausrichtung dar. Dies lässt sich auf zwei Unterschiede zurückführen. Die EnBW unterhielt keine Aktivitäten in der Rohstoffförderung und die im OEW-Gebiet befindlichen fossilen Großkraftwerke waren aufgrund ihrer Lage in Süddeutschland perspektivisch nicht von der Schließung gefährdet. Die einzigen potentiellen Standortinteressen der OEW betrafen süddeutsche Kernkraftwerke. Die perspektivische Stilllegung dieser Anlagen war allerdings politisch verfügt und obgleich die OEW diese Entscheidung nicht guthieß, so schien sie doch an deren Endgültigkeit zu glauben.

Von Bedeutung waren im Untersuchungszeitraum allerdings partikuläre Interessen der zwischen 2000 und 2010 in die EnBW investierten EDF. Unter anderem auf deren Interessen ist die im Vergleich zu den anderen Unternehmen geringe regionale Diversifizierung der EnBW zurückzuführen. Selbst ein europaweiter Player, hatte das französische Unternehmen kein Interesse an einem Engagement der EnBW in den eigenen (Ziel-)Märkten.²⁵⁶

256 Zu den Gründen für den letztlich Ausstieg der EDF bei der EnBW berichtete ein interviewter EnBW-Manager: »Zum Ende der Ära EDF wurde aber klar, dass die EDF einerseits gemerkt hat, sie wird nie uns führen können wie sie eine 100-Prozent-Tochter

Aufgrund dieser Fokussierung auf den deutschen Markt war die EnBW über den gesamten Untersuchungszeitraum bedeutend abhängiger von den Entwicklungen im Heimatmarkt. Die vergleichsweise konsequente Ausrichtung des Unternehmens auf die Ziele der Energiewende ist auch auf diesen historisch starken Fokus auf den deutschen Markt zurückzuführen – das Unternehmen besitzt schlicht weniger Möglichkeiten in andere regionale Märkte auszuweichen.

Vattenfall Europe befand sich im gesamten Untersuchungszeitraum mehrheitlich in Besitz des schwedischen Mutterkonzerns (2003 zu 94 Prozent, seit 2008 zu 100 Prozent), bei dem es sich wiederum um ein 100-prozentiges schwedisches Staatsunternehmen handelt. Deshalb war die deutsche Vattenfall-Division in ihren Aktivitäten immer auch von den öffentlichen Diskursen und der politischen Situation in Schweden bestimmt. Nachdem das Thema menschenverursachter Klimawandel Mitte der 2000er Jahre vermehrt öffentliche Aufmerksamkeit erfuhr, übte die schwedische Regierung zunehmend Druck auf das Unternehmen aus, die eigene Stromerzeugung klimafreundlicher zu gestalten. Dies resultierte ab 2007 in stetig verschärften Nachhaltigkeitsvorgaben, die schwer mit den deutschen Braunkohleaktivitäten des Unternehmens vereinbar waren. Insbesondere war die klimaschädliche Stromproduktion Vattenfalls in Deutschland der schwedischen Bevölkerung schwer zu vermitteln – immerhin setzte das Unternehmen im Heimatmarkt mehrheitlich auf Wasserkraft und (ebenfalls als klimafreundlich dargestellter) Kernenergie. Als sich abzeichnete, dass in Deutschland kein gesetzlicher Rahmen für den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen zur CO₂-Abscheidung (CCS) durchzusetzen war und damit die letzte Möglichkeit Legitimität für das Braunkohlegeschäft zu schaffen dahinschwand, wurde der Verkauf dieser Sparte unabwendbar.

EDF Energy in England führt. Und die EDF hat schon immer gesucht, diese echte Herrschaftsmöglichkeit, Beherrschungsmöglichkeit über den Konzern. Und da wurde klar, dass sie das nicht bekommt. Auch aus dem Willen und dem Selbstbewusstsein des zweiten großen Aktionärs folgend... [...] Und das zusammen mit auch, [...] landespolitische Themen und ähnlichem, führte dann zum Exit der EDF. Also auch das ist nie monokausak (EnBW Interview 3).

11.2.4 Die unterschiedliche Rolle der vier Unternehmen im Transformationsprozess

Inwieweit unterscheidet sich damit die Rolle, welche die vier Stromkonzerne in der Transformation des deutschen Stromsektors spielten? Sie unterscheidet sich zwar nicht grundlegend, lässt sich aber im Detail ausdifferenzieren. Im Folgenden soll eine stilisierte Abgrenzung der vier Unternehmen vorgenommen werden:

- E.ON stellte den mächtigsten Akteur im Feld dar. Als Nebeneffekt der eigenen Machtausweitung und -auspielung sorgte das Unternehmen für grundlegende Stabilität im Feld. Als jedoch im Zuge von Wirtschaftskrise, verschlechterter Marktbedingungen und politischem Druck der Status quo weder aufrechtzuerhalten war noch weiterhin trug, reduzierte das Unternehmen vergleichsweise schnell das Engagement in Deutschland und richtete sich relativ radikal neu aus. E.ON stellte also nicht nur das einflussreichste, sondern auch das flexibelste der vier Unternehmen dar.
- RWE repräsentierte den konservativen Pol unter den vier Unternehmen. Die grundsätzlichen Strategieschwenke erfolgten bei RWE meist etwas zeitverzögert zu E.ON und waren durch geringere Bestimmtheit gekennzeichnet. Damit lässt sich RWE als das am wenigsten anpassungsfähige der vier Unternehmen skizzieren.
- Vattenfalls Rolle im Transformationsprozess war im Vergleich zu den anderen Unternehmen eher passiv. Das Unternehmen hatte sich in seiner nach dem Markteintritt festgelegten Rolle eingerichtet, welche ein allzu aktives Gestalten des deutschen Marktes nicht vorsah. Jedoch trieb das Unternehmen (wie auch EnBW) den Ausbau erneuerbarer Energien ab 2007/2008 in Deutschland gemessen an der Unternehmensgröße engagierter voran als E.ON und RWE.
- Die EnBW stellte das einzige der vier Unternehmen dar, welches sich zeitweise gegen die anderen drei Unternehmen wendete, aus dem Oligopol ausbrach und für ein gewisses Maß an Dynamik im Feld sorgte. Außerdem war die EnBW das Unternehmen, welches die deutschen Geschäftsaktivitäten (aufgrund seiner starken Abhängigkeit vom deutschen Markt) nach Fukushima am konsequentesten auf die Ziele der Energiewende ausrichtete.

11.3 Organisationale Trägheit und deren Überwindung: Der Fall der deutschen Stromversorger

Im Anschluss an die theoretische Diskussion zu organisationaler Trägheit in Abschnitt 4.3.1 wird im Folgenden zunächst die Rigidität der Stromkonzerne entlang verschiedener Dimensionen betrachtet, bevor den Mechanismen nachgegangen wird, welche diese Trägheit aufrechterhalten. Zum Abschluss soll auf dieser Basis diskutiert werden, wie die Überwindung der Trägheit, welche sich in der Neuausrichtung der Unternehmen nach Fukushima zeigte, erklärt werden kann.

11.3.1 Dimensionen organisationaler Trägheit

Als erstes soll aufgezeigt werden, entlang welcher Dimensionen sich bei den Stromkonzernen organisationale Trägheit beobachten lässt.

Mit Bezug auf die *ökonomische Dimension* von Trägheit lassen sich zwei Phänomene beschreiben. Zum einen stellten die Produktionsmittel der Stromkonzerne – maßgeblich Stromnetze und Kraftwerke – Sunk Costs dar, deren Wert es für die Unternehmen zu bewahren galt. Eine stärkere Hinwendung zu erneuerbaren Energien in Deutschland hätte aufgrund deren politisch verfügbaren Einspeisevorrangs und ihrer technologischen Charakteristika zu einer Entwertung konventioneller Kraftwerke geführt. Dem entgegengesetzt bestand in den Konzernen das Interesse, konventionelle Anlagen so lange als möglich bei gleichzeitig hoher Auslastung zu betreiben. Dass dies ein Hindernis zur Neuausrichtung darstellte, wird insbesondere deutlich, wenn man die abweichenden Strategien der Unternehmen außerhalb Deutschlands in den Blick nimmt. In anderen Ländern – wo die Konzerne entweder keine konventionellen Anlagen besaßen oder die gesetzlichen Rahmenbedingungen erneuerbare Energien nicht in direkte Konkurrenz zu diesen treten ließen – investierten die Stromkonzerne durchaus vergleichsweise frühzeitig in große Windparks, wie etwa E.ON und RWE im vereinigten Königreich. Das bedeutet, das ökonomische Kapital der Unternehmen stellte zwar auf der einen Seite einen Machtfaktor dar, welcher sich zur Kontrolle der Vorgänge im Feld mobilisieren ließ, auf der anderen Seite bildete es jedoch gleichzeitig einen Hemmfaktor für eine zeitige Neuausrichtung. Darüber hinaus führte die Abhängigkeit der Stromkonzerne von Fremdkapital zu einer starken Orientierung ihrer Strategien am Kapitalmarkt. Das

bedeutet, sie konnten letztlich nur strategische Ausrichtungen wählen, welche von Anlegern wie auch Ratingagenturen als zukunftsfruchtig bewertet wurden. Dies setzte lange Zeit Anreize, weiterhin entlang bestehender Geschäftsmodelle zu investieren, da zumindest bis zur Wirtschaftskrise auch die für Kapitalmarktakteure bedeutungsvollen unternehmerischen Kennzahlen (wie auch das Verhalten der Anleger) den nach der Liberalisierung eingeschlagenen Weg (Fokussierung, Expansion, Stromerzeugung in großen fossil/nuklear befeuerten Anlagen) unterstützten. Ein interviewter RWE-Manager sagte über die Investitionen um 2005, 2006: »Auch von Kapitalmarktseite war ein weiterhin starkes Engagement in konventionellen Kraftwerken gewünscht« und nennt als Gründe »hohe prognostizierte Eigenkapitalrenditen aufgrund hoher Skaleneffekte bei zusammenwachsenden Märkten« (RWE Interview 1).

Dazu lässt sich auf Trägheit entlang der *technologischen Dimension* verweisen. Die Stromkonzerne besaßen historisch gereifte Kernkompetenzen im Betrieb von fossilen und nuklearen Großkraftwerken und dem Management von Anlagen im zentralistischen Verbund. Die Attraktivität neuer Technologien wurde maßgeblich dadurch mitbestimmt, inwieweit diese anschlussfähig an die im Unternehmen bestehenden Kompetenzen waren. Auf neue Erneuerbare-Energien-Technologien traf dies aufgrund abweichender technologischer Charakteristika nicht (oder nur in eingeschränkter Weise) zu. Insbesondere bestand in den Unternehmen wenig Erfahrung bezüglich kleinteiliger, dezentraler Stromerzeugung. Dies führte auch zu einer Fehleinschätzung der Potentiale alternativer Technologien. E.ON-Chef Johannes Teyssen beschrieb dies gegenüber einer Zeitung mit den Worten: »Das gesamte Geschäft wurde von den großen Produktionsanlagen her gedacht und gesteuert« (Westdeutsche Allgemeine 2014b). Ein befragter EnBW-Manager beschrieb ebenfalls, wie die Kernkompetenzen des Unternehmens die Neuausrichtung der Geschäftsaktivitäten verzögerten:

»Also wir haben uns schon 2010 damit [dezentrale Energielösungen; Anm. d. Verf.] beschäftigt, so richtig angekommen bei EnBW ist es glaube ich erst 2012. Also das war so ein Zeitraum, den es einfach gebraucht hat. Also, wir haben 2010 gesehen, da kommt etwas, oder da ist etwas, wir müssen uns damit beschäftigen, [...] aber unser Problem hier bei dem großen Konzern ist ja...wir wollen das machen, was wir am besten können, was wir schon immer gemacht haben und das ist zentral Kraftwerke und wir schicken den Strom ins Netz und dann ist gut« (EnBW Interview 2).

Vor diesem Hintergrund lässt sich auch verstehen, weshalb mit dem Aufkommen großer Windparks das Interesse der Konzerne in erneuerbare

Energien geweckt wurde – diese ermöglichten einen Brückenschlag zwischen nachhaltiger Stromproduktion und großen Strukturen. Dabei stellte insbesondere der Fokus der Unternehmen auf kapitalintensive Anlagen ein Trägheit-verursachendes Moment dar. Viele Prozesse und Vorgehensweisen innerhalb der Unternehmen waren auf langfristig angelegte Großprojekte optimiert. So berichtete beispielsweise RWE-Chef Peter Terium in einem Zeitungsinterview: »Bisher haben wir Großkraftwerke gebaut und betrieben, mit Kapitalrücklaufzeiten von 20, 25 Jahren. Dafür brauchten wir Beständigkeit. Die Beständigkeit der Vergangenheit steht uns im Wege, um die neuen Produkte zu liefern, die die Energiewende in Zukunft braucht. Das ist ein Kulturschock« (Zeit Online 2012).

Ein weiteres wichtiges Trägheit-verursachendes Phänomen waren (*mikro*-)politische Konflikte. Diese traten im vorliegenden Fall auf zwei Ebenen auf: Unternehmensintern sowie zwischen den Unternehmen und ihren Anteilseignern. Da unternehmerische Neuausrichtungen in der Regel mit der Redistribution von Ressourcen einhergehen, treffen sie häufig auf Widerstand von Akteuren, welche vom Status quo profitieren. In der vorliegenden Forschungsarbeit konnten nur ausschnitthaft Einblicke in unternehmensinterne Prozesse erlangt werden. Dennoch lassen sich Beispiele für Konflikte innerhalb der Unternehmen nennen, welche die Flexibilität der Unternehmen einschränkten. Im Falle von E.ON konnte etwa die Geschäftseinheit für erneuerbare Energien nur gegen erheblichen internen Widerstand insbesondere aus den Abteilungen, welche für Stromproduktion (in konventionellen Anlagen) zuständig waren, etabliert werden. Ein Vattenfall-Manager beschrieb die unternehmensinternen Machtstrukturen folgendermaßen: »In den Konzernfürstentümern, da waren die Chefs der Erzeugung immer die Großen, weil die das Geld eingefahren haben« (Vattenfall Interview 1). Auch im Falle der EnBW gibt es Hinweise, dass Personen, welche sich innerhalb des Unternehmens für Windkraft stark machten, Mitte der 2000er Jahre noch am Widerstand der Führungsriege scheiterten. Diese unternehmensinternen Widerstände reduzierten sich im Zuge von Wirtschaftskrise und unternehmerischer Krise, als zum einen die Einkünfte aus der konventionellen Erzeugung zurückgingen, während gleichzeitig erste Erfahrungen mit erneuerbaren Energien gesammelt wurden, wodurch deren (auch wirtschaftliche) Potentiale ersichtlicher wurden. Die Aufweichung dieser machtbezogenen Hemmnisse hing aber auch mit einem schleichenden Generationenwechsel in den Unternehmen zusammen.

Aber auch in der Abhängigkeit der Unternehmen von ihren Anteilseignern besteht ein potentiell Trägheit-verursachendes Moment. So traten die in RWE engagierten nordrhein-westfälischen Kommunen immer wieder für Standortinteressen – bezüglich Braunkohle-Förderung und Kohleverstromung – ein und beschränkten damit den Handlungsspielraum des Konzerns. Regionale Verbindungen und damit einhergehendes Sozialkapital erweist sich also als zweischneidiges Schwert. Den Vorteilen, etwa in Form von leichterem Zugang zu politischen Entscheidungsprozessen, stehen mögliche Nachteile, etwa die Einforderung von regionalen Investitionen entgegen. Im Falle der RWE konnte das Unternehmen durch die Konzernaufspaltung zumindest die Geschäftsfelder rund um erneuerbare Energien und dezentrale Dienstleistungen dem Einfluss der kommunalen Aktionäre entziehen.

Hinzu kommt unternehmens*kulturell bedingte Trägheit* sowie deren Auswirkungen auf *kognitiver Ebene*. Diese steht in Zusammenhang mit der institutionellen Rahmung und dem technologischen Profil des Feldes sowie der Rolle, welche die Konzerne bei deren Entstehen und Aufrechterhaltung spielten. In den Unternehmen herrschte lange normative Übereinstimmung darüber, wie Elektrizitätsversorgung optimalerweise ausgestaltet zu sein habe und zwar (wie oben ausführlicher dargestellt) in großskaligen zentralistischen Strukturen. Diese kulturelle Prägung lenkte die Aufmerksamkeit der Unternehmen und bestimmte die Interpretation der Vorgänge im Feld. Erneuerbare Energien wurden hierbei immer im Rahmen der traditionellen Deutung des Feldes gedacht,²⁵⁷ weshalb viele ihrer technologischen Eigenheiten lediglich als Nachteile empfunden wurden, während ihr weiterreichender Einfluss unterschätzt wurde. Ein befragter Vattenfall-Manager verdeutlichte beispielsweise: »Es gab ein ganz festes Bild, zum Beispiel: Regelenergie kann nur aus konventionellen Kraftwerken kommen. Ohne Regelenergie können wir keine Systemstabilität herstellen und deswegen kann es gar nicht mehr Erneuerbare geben, die Steuern stören ja alle nur unser System« (Vattenfall Interview 1). Ein EnBW-Manager verwies im Interview auf festgefahrene Vorstellungen bezüglich der Bedeutung der verschiedenen Netzebenen: »[...] diesen Dreh zu machen und zu begreifen,

257 Hier klingt ein mittlerweile klassisches Zitat von Rosenberg an, welches besagt: »When drastically new technologies make their appearance, thinking about their eventual impact is severely handicapped by the tendency to think about them in terms of the old technology. It is difficult even to visualize the complete displacement of an old, long-dominant technology, let alone apprehend a new technology as an entire system« (Rosenberg 1986, S. 24).

dass der Strom auch vielleicht im Verteilnetz eingespeist wird und auch nicht nur von uns produziert wird, sondern von anderen...das war, ist wahnsinnig schwer. [...] teilweise ist das halt bei manchen immer noch nicht angekommen [lacht]« (EnBW Interview 2). Ein E.ON-Manager fasste die kognitiven Aspekte von Trägheit im Interview ganz allgemein:

»Man kann es also so beschreiben, es gibt keinen faktischen Grund, warum man die Entwicklung, so wie sie heute gekommen ist, nicht hätte vorhersehen können. Hätte man alles sehen können, die Logik war da, das Wissen war da, aber die mentale Ausrichtung war ein völlig anderes Geschäft, hat es verhindert, dass man die Erkenntnisse genutzt hat, um etwas Besseres daraus zu machen« (E.ON Interview 4).

Diese eben beschriebenen unternehmenskulturell bedingten Deutungen des Feldes und die daraus hervorgehende organisationale Trägheit reduzierten sich tendenziell bereits in der zweiten Hälfte der 2000er Jahre im Zuge der wachsenden Erfahrungen mit erneuerbaren Energien. Dennoch wurde das unternehmenskulturelle Selbstverständnis der Konzerne erst mit der Nuklearkatastrophe von Fukushima und dem vorgezogenen Atomausstieg in einer Weise erschüttert, die einen Perspektivwechsel auf breiterer Front zuließ.

Diese Differenzierung verschiedener Dimensionen von Trägheit erklärt aber noch nicht, auf welche Weise diese Trägheit reproduziert wird, beziehungsweise, welche Mechanismen zur Aufrechterhaltung von Trägheit beitragen.

11.3.2 Mechanismen organisationaler Trägheit

In Abschnitt 4.3.1 wurden vier verschiedene Mechanismen von Trägheit vorgestellt, welche im Folgenden unter Rückblick auf die Forschungsergebnisse diskutiert werden sollen.

Zunächst sind dies *Komplementaritätseffekte*, im Sinne von Synergien, welche zwischen verschiedenen Komponenten eines technologischen Systems oder Tätigkeitsfeldern eines Unternehmens bestehen und positive Rückkopplungen erzeugen. Solche Effekte lassen sich im vorliegenden Fall deutlich aufzeigen. So war das technologische Profil des Feldes – wie oben ausführlicher dargestellt wurde – gekennzeichnet von Synergien zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen. Jedem Kraftwerkstyp war eine spezifische Rolle im System zugewiesen, was zur Folge hatte, dass sich die einzelnen Anlagen umso rentabler betreiben ließen, desto mehr sich die übrigen Anlagen ebenfalls in dieses System einfügten. Dies setzte für die Unternehmen

Anreize konventionelle Anlagen zu bauen, während gleichzeitig keinerlei Anreize zum Bau (dargebotsabhängiger) erneuerbarer Energien bestanden, da diese lediglich die Synergien im Verbund störten. Dieser Mechanismus wurde im Untersuchungszeitraum durch konservative Investitionspraktiken der Unternehmen aufrechterhalten, während er gleichzeitig im Zuge der inkrementellen Veränderungen des technologischen Profils (genauer: der Auflösung der vormals eindeutigen Funktionen der einzelnen Kraftwerke und den sich verändernden Einsatzzeiten) an Intensität verlor.

Koordinationsseffekte beschreiben vergleichbare Synergien, welche sich jedoch aus den Interaktionen zwischen den Feldakteuren ergeben – es geht also um die Komplementarität der Technologien, welche die verschiedenen Feldakteure nutzten sowie deren tradierte Praktiken. Die eben angeführten Synergien zwischen den Technologien des Feldes erwiesen sich auch auf der Feldebene als für alle (beteiligten) Akteure günstig. So war es für jedes der vier Unternehmen von Vorteil, dass die anderen Unternehmen kompatible Technologien nutzten, da dies die Routinisierung von Prozessen und damit einhergehende Effizienzgewinne ermöglichte. Dieser Effekt setzte für alle Unternehmen zusätzliche Anreize in Deutschland in konventionelle Kraftwerke zu investieren, anstatt Anlagen zu errichten, welche diese Synergien störten. Die Aufrechterhaltung dieser Koordinationsseffekte hing jedoch stark mit adaptiven Erwartungseffekten zusammen.

Adaptive Erwartungseffekte bezeichnen die wechselseitige Ausrichtung der Aktivitäten der Akteure eines Feldes an den erwarteten Aktivitäten der jeweils anderen. Diese waren im vorliegenden Fall sehr ausgeprägt. Es herrschte zwischen den Unternehmen eine (un-)ausgesprochene Übereinkunft, den etablierten Pfad weiterzuverfolgen. Keines der vier Unternehmen erwartete von einem der anderen abweichendes Verhalten – etwa den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland im größeren Stil. Dies lässt sich mit der Kartellbildung nach der Liberalisierung in Verbindung bringen. Während insbesondere in den ersten Jahren die EnBW immer wieder in Opposition zu den anderen Unternehmen trat, hatte sich um 2002 eine stabile Interessensgemeinschaft aus E.ON (als zentralem Akteur), RWE, Vattenfall und der EnBW gebildet (vgl. Becker 2011, 188 f.). Zwar wichen die Aktivitäten der Unternehmen immer wieder in Detailfragen untereinander ab (siehe oben), es herrschte jedoch bezüglich der grundsätzlichen Geschäftsstrategien eine vergleichsweise stabile Erwartungssicherheit im Feld. Dies verhinderte möglicherweise ein radikaleres Ausscheren eines einzelnen Un-

ternehmens, welches sich dann dem Risiko ausgesetzt hätte, einer geschlossenen Front der anderen Unternehmen gegenüberzustehen. Dieses Kartell geriet ab 2005 zunehmend ins Wanken. Die gesellschaftliche Legitimität und (teilweise) die politische Unterstützung sanken, während Re-Regulierung und Entflechtung die Möglichkeiten der Unternehmen zur Ausübung von Marktmacht verringerten. In Folge der Krise veräußerten die Unternehmen schließlich nicht nur entscheidende Marktanteile, auch sahen sie sich aufgrund unterschiedlicher Assets mit unterschiedlichen Problemen konfrontiert, wodurch sich letztlich heterogene Interessenslagen herausbildeten.

Hinzu kommen *Lerneffekte*. Mit zunehmender Erfahrung in einem bestimmten Tätigkeitsbereich steigt die Geschwindigkeit, Genauigkeit und Zuverlässigkeit entsprechender Ausführungen, wodurch Anreize gesetzt werden, diese Fertigkeiten weiter zu vertiefen. Die oben angeführten Sunk Costs in der Ausbildung von Personal wie auch die beschriebenen Einschränkungen der Handlungsoptionen eines Unternehmens aufgrund technologischer Kompetenzen stellen Phänomene von Trägheit dar, welche auf solche Weise entstanden sind. Diese Lerneffekte wirkten im Untersuchungszeitraum in zweierlei Weise weiter: Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Stromkonzerne fokussierten sich lange Zeit auf die Vertiefung der Kernkompetenzen der Unternehmen. Selbst im Angesicht steigender Anteile erneuerbarer Energien erforschten die Unternehmen schwerpunktmäßig Maßnahmen zur Effizienzsteigerung konventioneller Kraftwerke – eine Trendwende ist hier erst gegen Ende der 2000er Jahre zu beobachten. Außerdem investierten die Unternehmen im Falle von Neubauprojekten größtenteils in konventionelle Kraftwerke und versuchten hierbei gezielt Lerneffekte zu nutzen, wie ein E.ON-Manager im Interview betonte: »Also wir waren der felsenfesten Überzeugung, dass wir damals mit dieser Konvoi-Technologie aus 1.100 MW Steinkohlekraftwerk sozusagen einen industriellen Markt für Kohlekraftwerke bauen, die wirklich alle gleich sind, damit wir eben auch Vorteile vom Design, vom Projektmanagement usw. haben« (E.ON Interview 3). Hierdurch vertieften sie ihre Kompetenzen auch auf der operativen Ebene, wodurch der Wechsel zu anderen Tätigkeitsbereichen, in denen die Lernkurve wieder ganz von vorne beginnen würde, stetig unattraktiver wurde.

Im (managementwissenschaftlichen) Diskurs um die sogenannte »ambidexterity« von Organisationen (zur Übersicht O'Reilly III und Tushman 2013) wird darauf abgestellt, dass für den Erfolg eines Unternehmens eine

ausgewogene Balance zwischen explorativen und exploitativen Unternehmensaktivitäten bedeutsam ist. Unternehmen sollten sich demnach gleichzeitig mit neuen Technologien beschäftigen und damit in Märkten präsent sein, in denen Flexibilität, Autonomie und Experimentierfreudigkeit gefragt sind, wie auch Engagement in reifen Technologien und bestehenden Märkten zeigen, welche Effizienz, Kontrolle und inkrementelle Weiterentwicklung des Bestehenden honorieren. Die Stromkonzerne hatten jedoch bis (mindestens) Fukushima einseitig auf exploitatives Wachstum gesetzt – und zwar sowohl bezüglich der Aneignung neuen Wissens wie auch bezüglich ihrer Geschäftsaktivitäten – ein Vorgehen, welches unter anderem durch die positiven Rückkopplungen aus Lerneffekten bestärkt wurde. Im Zuge der Re-Orientierung wurden diese Strategien teilweise aufgebrochen und sowohl im Bereich der Forschung- und Entwicklung wie auch bezüglich der neudefinierten zukünftigen Geschäftsfelder exploitative Strategien stärker durch explorative ergänzt.

11.3.3 Organisationale Re-Orientierung: Überwindung oder Auflösung von Trägheit?

Aus diesen Darstellungen geht hervor, entlang welcher Dimensionen sich bei den Stromkonzernen organisationale Trägheit ausmachen lässt und welche Mechanismen zur Aufrechterhaltung dieser Trägheit beitragen. Wie lässt sich jedoch die Re-Orientierung der Stromkonzerne nach Fukushima erklären? In Anlehnung an Sydow et al. (2009) will ich zwischen der Auflösung von organisationaler Trägheit und deren (intentionaler) Überwindung unterscheiden.²⁵⁸ Zunächst können verschiedene exogene wie auch endogene Dynamiken zur *Auflösung* von organisationaler Trägheit im Zeitverlauf beitragen. Dabei kann es sich um unvorhergesehene Ereignisse wie exogene Schocks, Katastrophen oder Krisen handeln sowie um weniger drastische inkrementelle Feldveränderungen. Genauso können jedoch auch Nebenef-

²⁵⁸ Diese Unterscheidung ist der Theorie organisationaler Pfadabhängigkeit entnommen.

Hier ist die Rede von Pfadauflösung (Dissolution) in Abgrenzung zu intentionalem Pfadbruch (Path Breaking). Bei organisationaler Pfadabhängigkeit im Sinne der Autoren handelt es sich allerdings um einen sehr speziellen Fall organisationaler Trägheit, welcher in Kontrast zu dem eher allgemeinen Zugriff der vorliegenden Arbeit steht. Über das Verhältnis des hier angelegten Verständnisses von organisationaler Trägheit zum Konzept der Pfadabhängigkeit siehe Abschnitt 4.3.1.

fekte organisationaler Entscheidungen auf eher zufällige Weise organisationale Trägheit reduzieren (vgl. Sydow et al. 2009, S. 701). Beides ließ sich im vorliegenden Fall beobachten. Zum einen verringerte sich organisationale Trägheit im Zuge von Veränderungen des Feldes und zum anderen führten Veränderungen der Aktivitäten der Unternehmen im Nebeneffekt zur Verringerung der Rigiditäten. Mit Bezug auf die Mechanismen, welche Trägheit reproduzieren, lässt sich dies weiter systematisieren: So wie diese Mechanismen Trägheit (re-)produzieren, so reduziert sich organisationale Trägheit, wenn die zugrunde liegenden Mechanismen an Wirkungen verlieren. Dies geschieht etwa, wenn sich durch technologische oder institutionelle Wandlungsprozesse Synergieeffekte zwischen verschiedenen Tätigkeitsfeldern oder Produktionsmitteln verringern oder wenn die Abnahme der Wertigkeit technologischer Kompetenzen und der zugrunde liegenden Lerneffekte eine Reduzierung der Wechselkosten zu Alternativtechnologien zur Folge haben.

Die *Überwindung* von organisationaler Trägheit dagegen setzt eine intentionale Auseinandersetzung mit den sie begünstigenden Faktoren und den ihr zugrunde liegenden Prozessen voraus. Diese ist nur durch die Einnahme einer Außenperspektive möglich. Wenn es Akteuren in leitenden Positionen gelingt, von einem operativen Modus in einen beobachtenden Modus zu wechseln und so die Prozesse im Inneren der Organisation mit kritischem Abstand zu durchleuchten, ist eine Abkehr von tradierten Handlungsmustern denkbar (Sydow et al. 2009, S. 702; Sydow et al. 2005, S. 21 ff.). Nach Fukushima verstärkte sich beispielsweise das Bewusstsein innerhalb der Konzerne für die eigene Verfangenheit in traditionellen Denkmustern. Einige der anschließend gestarteten organisationsinternen Maßnahmen lassen sich als bewusste Versuche der Unternehmensführung verstehen, verkrustete Strukturen – »Lehmschichten« (RWE Interview 5) – innerhalb der Unternehmen aufzubrechen und die Verbreitung neuer Denk- und Handlungsweisen zu stimulieren. Dies betrifft etwa die jüngsten Effizienz- und Reorganisationsmaßnahmen der Unternehmen (Verschlankung der Organisationsstruktur), Programme zur Veränderung der Führungskultur (Management of Change) oder Maßnahmen zur Verbesserung der internen Kommunikation (Schnelleres Reporting, klarere Definition von Zuständigkeiten). Ein interviewter RWE-Manager betonte den Umfang solcher Maßnahmen: »Passion for Performance, Next Level Leadership und New Way of Working. Also wir machen im Moment Projekte noch Projekte, um eine neue Kultur rein zu kriegen« (RWE Interview 5).

Tabelle 48: Dimensionen und Mechanismen von Trägheit und die Veränderung ihrer Ausprägung im Zeitverlauf

	Situation um 2000	Veränderungen im Zeitverlauf
Dimensionen von Trägheit		
Ökonomische Dimension	Produktionsmittel: Sunk Costs in konventionellen Kraftwerken. Erneuerbare-Energien-Ausbau entwertet konventionelle Kraftwerke.	Ab 2010: Abschreibungen auf konventionelle Kraftwerke – Sunk Costs verringern sich.
	Finanzielles Kapital: Unternehmen sind abhängig von Fremdkapital. Kapitalmarkt setzt Anreize für Investitionen entlang der etablierten Geschäftsmodelle.	Ab 2008: Kapitalmarkt setzt weniger Anreize zur Aufrechterhaltung etablierter Geschäftsmodelle.
Technologische Dimension	Kompetenz in großen zentralistischen Strukturen nicht auf erneuerbare Energien übertragbar. Unterschätzung alternativer Technologien.	Ab 2006/2007: Wachsende Kompetenzen im Bereich erneuerbare Energien – große Windparks als Crossover.
		Ab 2010/2011: Wachsende Kompetenz im Bereich dezentraler Umsetzungen.
(Mikro-)politische Dimension	Unternehmensintern: Dominanz der Vertreter des konventionellen Geschäftes in den Unternehmen.	Ab 2008: Gewinne des konventionellen Geschäftes sinken, während Gewinne Erneuerbarer-Energien-Divisionen steigen.
	Technologische Präferenzen in den Führungsriegen zu Ungunsten erneuerbarer Energien.	Schleichender Generationenwechsel in den Unternehmen.
	Interessen der Anteilseigner: Heterogen. Standortinteressen kommunaler Aktionäre.	Interessen der Anteilseigner bleiben heterogen.
Kulturell-/Kognitive Dimension	Unternehmenskultur stark durch traditionelle Deutung des Feldes dominiert.	Zeitübergreifend: Inkrementelle kulturelle Öffnung. 2011: Fukushima und Atomausstieg erschüttern kulturelles Selbstverständnis und brechen etablierte Denkmuster auf. Innerorganisationale Maßnahmen zur Reduzierung kulturell-kognitiver Trägheit
	Funktional fixierte Rollenzuschreibungen einzelner Technologien.	Ab 2009: Funktional fixierte Rollenzuschreibungen einzelner Technologien werden im Zuge der Veränderungen des technologischen Profils des Feldes auf die Probe gestellt und relativiert.

	Situation um 2000	Veränderungen im Zeitverlauf
Mechanismen von Trägheit		
Komplementaritätseffekte	Unternehmen profitieren vom Charakter der Verflechtung ihrer konventionellen Kraftwerke/Synergien zwischen ihren konventionellen Kraftwerken.	Synergien zwischen Kraftwerken nehmen mit Veränderung des technologischen Profils des Feldes ab (Erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien, verringerte Auslastung konventioneller Kraftwerke, sich verändernde Funktionszuschreibung der Kraftwerke).
Koordinations-effekte	Interaktion der Unternehmen werden erleichtert durch Charakter der Verflechtung der Technologien/Synergien zwischen konventionellen Kraftwerken.	Synergien zwischen etablierten Akteuren nehmen mit Veränderung des technologischen Profils des Feldes ab (Erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien, verringerte Auslastung konventioneller Kraftwerke, sich verändernde Funktionszuschreibung der Kraftwerke).
Adaptive Erwartungseffekte	Anreize zur Konformität zwischen etablierten Akteuren.	Ab 2008: Sinkende Anreize zur Konformität. Heterogenisierung der spezifischen Situationen der Unternehmen.
	Kartellbildung schafft Erwartungssicherheit in grundlegenden Fragen.	Ab ca. 2005: Gemeinsamer Marktanteil sinkt. Kartell verliert an Einfluss.
Lerneffekte	Vertiefung bestehender Kompetenzen durch konservative FuE-Aktivitäten.	Ab ca. 2008: Re-Orientierung der FuE-Schwerpunkte. Weniger konservative Forschung. Mehr Forschung zu alternativen Technologien und dezentralen Anwendungszusammenhängen.
	Vertiefung bestehender Kompetenzen durch Investitionstätigkeiten entlang etablierter Geschäftsmodelle.	Ab 2011: Suche nach neuen Geschäftsfeldern. Geringere Vertiefung bestehender Kompetenzen.

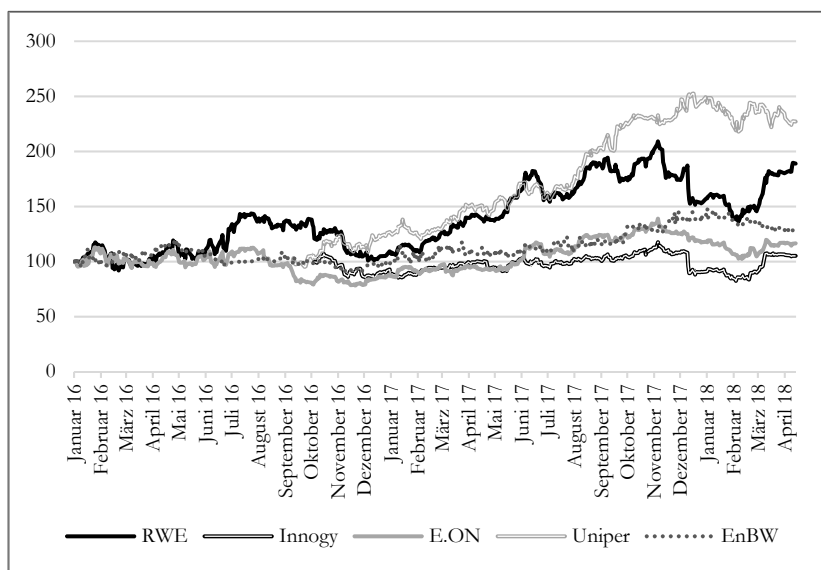
Tabelle 48 zeigt eine zusammenfassende Darstellung der Dimensionen und Mechanismen von Trägheit zu Beginn des Untersuchungszeitraums und stellt Veränderungen im Zeitverlauf auf. Diese Veränderungen gingen jeweils in unterschiedlichem Maße auf exogene oder endogene Prozesse der Auflösung von Trägheit sowie auf intentionale Maßnahmen zu deren Überwindung zurück.

11.4 Das Feld der Stromversorgung im Jahr 2015 als Ausgangspunkt weiterer Entwicklungen

Was bedeutet all dies für die Zukunft des deutschen Stromsektors? Wie ausführlich dargestellt wurde, durchlief der deutsche Stromsektor seit dem Ende der 1990er Jahre eine tiefgreifende Transformation. Es zeigte sich auch, dass der Status des Feldes zum Ende des Untersuchungszeitraumes im Jahr 2015 immer noch von der Ko-Existenz zweier alternativer und im Detail konfligierender Feldordnungen geprägt war – und zwar sowohl auf institutioneller wie auf technologischer Ebene. Eine neue, stabile Sektorstruktur hatte sich noch nicht herausgebildet. Die Entwicklungen im Untersuchungszeitraum waren geprägt von dem Eintritt neuer Player und dem fulminanten Aufstieg der Erneuerbare-Energien-Branche. Parallel verloren die ehemals etablierten Player – die großen Stromkonzerne – seit der Wirtschaftskrise zunehmend an Bedeutung. Nicht nur sank ihr Anteil an den Ressourcen des Feldes, auch fand eine schleichende Entwertung vieler ihrer Produktionsmittel statt. Was lässt sich ausgehend von der Konstitution des Feldes zum Ende des Untersuchungszeitraumes über die weiteren Entwicklungen sagen? Obgleich die Transformation noch im Gange ist und sich eindeutige Prognosen verbieten, lässt sich doch auf Basis der dargestellten Ergebnisse der Möglichkeitsraum zukünftiger Entwicklungen abstecken und die zukünftige Bedeutung der großen Stromkonzerne im Feld abschätzen.

Zum Zeitpunkt der Niederschrift der Arbeit scheint die kritischste Phase für die großen Stromkonzerne vorüber. Ein Blick auf die Börsenkurse der Unternehmen sowie deren Spin-Offs nach 2015 (siehe Abbildung 32) zeigt drei interessante Entwicklungen: Zunächst (1) weist der Trend bis Ende 2017 nach oben, wenngleich nicht linear und nicht für alle Unternehmen in der gleichen Weise. Dabei ist (2) insbesondere bemerkenswert, dass die Unternehmen, in denen das konventionelle Geschäft gehalten wird (RWE und Uniper), von den Investoren merklich positiver bewertet wurden als die für erneuerbare Energien, Netze und Service zuständigen Unternehmen E.ON und Innogy. Außerdem (3) ist zu beobachten, dass sich nach einem Kurseinbruch für RWE, Innogy und E.ON Ende 2017 eine turbulente Phase mit teils auseinanderfallenden Entwicklungen anschließt, es ist also offenkundig noch keine Ruhe im Stromsektor eingeleitet.

Abbildung 32: Entwicklungen der Börsenkurse von EnBW, RWE, E.ON und deren Abspaltungen 2016–2018



Normalisiert nach jeweiligem Startwert (Januar 2016 beziehungsweise Börsenstart bei Innogy und Uniper). Quelle: Finanzen.net. Börse Frankfurt. Schluss

Die positive Bewertung des traditionellen Geschäftes durch die Anleger ist zunächst nicht abwegig. Im konventionellen Erzeugungsbereich dürfte die schwerste Zeit überstanden sein. Zum einen fand eine erste Marktberingung statt – die prekäre Profitabilität konventioneller Anlagen in den Jahren nach 2011 war schließlich auch ein Symptom von Überkapazitäten auf dem deutschen Markt – und die politischen Debatten um die finanzielle Unterstützung unrentabler Kraftwerke mündeten in einer für die Unternehmen mittelfristig gangbaren Lösung. Zum anderen wurde der Ausbau erneuerbarer Energien durch die Festlegung von festen Ausbaukorridoren im EEG 2014 in seinen Dynamiken gebremst und perspektivisch in erwartbare Bahnen gelenkt. Aufgrund dessen ist davon auszugehen, dass die bestehenden konventionellen Kraftwerke der Stromkonzerne auch noch auf absehbare Zeit für die Stromversorgung benötigt werden dürften, was für ein Mindestmaß an politischer Unterstützung und damit die Gewährleistung einer auskömmlichen Rentabilität sorgen sollte. Folgerichtig identifizierte RWE auch die Sicherung von »Versorgungssicherheit« als ihr neues »Kerngeschäft«

(RWE AG 2017a) und auch Uniper – in dem die konventionellen E.ON Kraftwerke gebündelt wurden – stellte fest: »Unipers flexibel und bedarfsgerecht einsetzbare Erzeugungskapazität spielt eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit während des Übergangs zu einer CO₂-neutralen Stromversorgung in der fernen Zukunft« (Uniper SE 2016, S. 15). Bestehenden Risiken in diesem Geschäftsfeld begegnen die beiden Unternehmen durch die Ausweitung der Aktivitäten im globalen Strom- und Rohstoffhandel (RWE AG 2016, S. 19), im Falle von Uniper mit zusätzlichem Schwerpunkt auf das (Flüssig-)Gasgeschäft (Uniper SE 2016, S. 15). Potentielle Herausforderungen drohen jedoch, falls entweder massive Verbesserungen im Lastmanagement in Verbindung mit großflächigem Netzausbau, eine voranschreitende Kopplung des Stromsektors mit anderen Funktionsbereichen (etwa Transport/Mobilität) oder ein umfangreicher Stromspeicherroll-out den Bedarf an Residuallast reduzieren sollten. Letzteres scheint aufgrund jüngster Entwicklungen – stark sinkende Preise für Solarstromspeicher und der Markteintritt großer Unternehmen der Automobilbranche (Figgener et al. 2017, S. 46 ff.) – nicht mehr völlig abwegig. Solange solche Entwicklungen allerdings nicht unerwartet schnell eintreten, nehmen Uniper, RWE, EnBW und (in geringerem Umfang) Vattenfall immer noch eine zentrale Position im Feld ein, denn sie kontrollieren einen Bereich, in welchem praktisch keine Konkurrenz droht – da weder der Markt noch die aktuellen politischen Rahmenbedingungen relevante Anreize zur Errichtung von (konventionellen) Neuanlagen und residuallastfähigen erneuerbaren Energien setzen.

Dazu sind die von der Erneuerbare-Energien-Branche ausgehenden Herausforderungen für die Stromkonzerne überschaubar geworden. Durch die Umstellung der Erneuerbare-Energien-Förderung auf ein Ausschreibungsmodell mit festgelegten Ausbauvolumina sind die Marktentwicklungen in diesem Bereich – vor allem im Vergleich zur Situation in den 2000er Jahren – bedeutend prognostizierbarer geworden. Unvorhergesehene Dynamiken, wie etwa der Photovoltaik-Boom der Jahre 2010, 2011 und 2012 sind in dieser Form erst einmal nicht mehr zu erwarten. Gleichzeitig haben die Stromkonzerne ihre Aktivitäten im Erneuerbare-Energien-Bereich selbst noch einmal verstärkt. In den ersten deutschen Ausschreibungsrunden bewarben sich auch die Stromkonzerne erfolgreich – für Windkraftanlagen an Land (Innogy SE 2017), Windkraftanlagen auf See (EnBW AG 2017b) sowie

Photovoltaik-Freiflächenanlagen (EnBW AG 2015c, 2017c).²⁵⁹ Abseits hiervon haben sie sich seit 2007/2008 umfangreiche Kompetenzen im Bau von Windparks erarbeitet und ihre Aktivitäten in diesem Bereich auch nach dem Untersuchungszeitraum (und vor allem im Ausland) konsequent fortgesetzt (Innogy SE 2016a, S. 27; Vattenfall AB 2016a, S. 8; EnBW AG 2016b, S. 8; E.ON SE 2016b, 2016d, 2017a).

Der ehemalige Konflikt zwischen den großen Versorgern und der Erneuerbare-Energien-Branche hat sich also deutlich entschärft. Aber was ist mit neuen Playern, welche erst im Zuge der jüngsten Entwicklungen – voranschreitende Sektorkopplung, dezentrale Vernetzung und verstärkte Digitalisierung – auf den Plan getreten sind? Die Herausforderer der Zukunft sind vielleicht weniger lokale Bürgerinitiativen als vielmehr Player benachbarter Felder der Automobilwirtschaft oder der Informationstechnik, Elektronikkonzerne und Hausgerätehersteller – zumindest legen zeitgenössische Beobachter dies nahe (Spiegel Online 2015; Stuttgarter Zeitung 2017). Bezüglich dieser Entwicklungen, die vor allem für die an der Energiewende ausgerichteten Unternehmen E.ON, Innogy, EnBW und Vattenfall zur Herausforderung werden könnten, sind die Stromkonzerne allerdings nicht so unbedarft, wie sie es seinerzeit im Fall der erneuerbaren Energien waren. Die Schnittstelle zu den benachbarten Feldern der Wärmeversorgung und der Elektromobilität hatten die Unternehmen beispielsweise bereits relativ früh im Blick. Nach der Neuausrichtung der Konzerne ist dieses Themenfeld noch stärker in den Aufmerksamkeitsbereich gerückt, wie ein Statement von Innogy verdeutlicht: »Mit Blick auf die Konvergenz verschiedener Bereiche wie der Telekommunikation, der Mobilität und der Energiesysteme arbeiten wir kontinuierlich auch an der Entwicklung von Geschäftsmodellen, die über das traditionelle Energieversorgungsgeschäft hinausgehen« (Innogy SE 2016a, S. 24). Und auch die voranschreitende Bedeutung von Informationstechnologien in der Stromversorgung und deren disruptives Potential haben die großen Versorger scheinbar auf der Agenda. Sie forcierten den Wissensaustausch mit etablierten Unternehmen und Start-Ups (Vattenfall GmbH 2017a) und identifizierten so heterogene Anwendungsfelder wie Infrastruktur- und Mobilitätskonzepte, Gebäude- und Produktionsauto-

²⁵⁹ Auch Vattenfall kündigte eine Beteiligung an entsprechenden Ausschreibungen an. Der aktuelle Status ist jedoch unklar (Vattenfall GmbH 2017b). Dafür erhielt Vattenfall in einer dänischen Auktion den Zuschlag für ein Offshore-Projekt in der Ostsee (Vattenfall GmbH 2016b).

mation oder Machine-to-Machine-Kommunikation als potentiell zukunfts-trächtig (Innogy SE 2016a, 31 f.). E.ON bündelte solche Aktivitäten in einem neu gegründeten Digital-Business Unit »für die Entwicklung marktgerechter digitaler Produkte und Kundenlösungen, die Digitalisierung von Prozessen und die Entwicklung von Big Data Lösungen« (E.ON SE 2016c). Außerdem starteten die Versorger Kooperationen mit führenden Playern der IT-Branche wie etwa Google (E.ON SE 2017b) oder Amazon (Innogy SE 2016b).

Ob sich die angestoßenen Geschäftsmodelle in diesen beiden Bereichen – Sektorkopplung wie Digitalisierung – letztlich auszahlen werden und es E.ON, Innogy, EnBW und Vattenfall gelingen wird, sich in diesen neu entstehenden Aktivitätsbereichen zu behaupten, wird sich noch zeigen – die Unternehmen besitzen aber einige strukturelle Vorteile gegenüber ihren Wettbewerbern: Zunächst dürfte sich der Besitz großflächiger Verteilnetze – laut E.ON die »Dreh-scheibe der digitalen Vernetzung« (E.ON SE 2016e, S. 18) – als strategischer Vorteil erweisen. Schließlich betrifft ein Großteil der heute antizipierten Verwendungszusammenhänge von Informationstechnologien im Strombereich das intelligente Management von komplexen Lastströmen, während sich Transport- und Stromsektor ebenfalls auf der Verteilnetzebene treffen. Obgleich die Stromkonzerne im Zuge der Rekommunalisierungsbewegung an Kontrolle über diesen Geschäftsbe-reich verloren haben, beherrschen sie immer noch maßgebliche Anteile.²⁶⁰ Eine ähnlich bedeutungsvolle Ressource dürfte zukünftig der Zugang zum Endkunden sein. Auch hier verfügen die Stromkonzerne immer noch über eine gute Stellung – etwa um intelligente Services oder Komplett-Pakete für Heimproduktion, Speicher und Mobilität anzubieten. Damit besitzen die Unternehmen also immer noch relativ weitreichende Kontrolle über zentrale Eintrittspunkte für neue Player.

Dies alles deutet darauf hin, dass die Stromkonzerne nach ihrer Neuaus-richtung und der Überwindung der größten bilanziellen Herausforderungen – trotz angeführter Unwägbarkeiten – nicht die schlechteste Startposition in der sich neu erfindenden Energiewelt besitzen. Wie sich die Synthese des

²⁶⁰ E.ON etwa betonen ihren Zugang zu Geschäftsfeldern im Zusammenhang mit der de-zentralen Vernetzung von Produktionsanlagen mit den Worten: »Rund ein Drittel aller durch das Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG) geförderten dezentralen Anlagen in Deutschland ist bereits heute an E.ON Netze angeschlossen« (E.ON SE 2016e, S. 18).

fragmentierten Stromsektors genau ausgestaltet wird, bleibt jedoch noch abzuwarten. Dies zeigt sich insbesondere mit Blick auf die jüngsten Ereignisse in der deutschen Energiewirtschaft. Im März 2018 verkündeten E.ON und RWE den umfangreichen Austausch von Beteiligungen. Demnach soll die RWE-Tochter Innogy zerschlagen werden und die Netze an E.ON, die Erneuerbaren-Energien-Anlagen an RWE gehen. E.ON würde dann zum »fokussierten Betreiber europäischer Energienetze und Anbieter moderner Kundenlösungen«, RWE »zu einem führenden europäischen Stromerzeuger bei den erneuerbaren Energien [...], optimal kombiniert mit der Versorgungssicherheit aus konventionellen Kraftwerken und dem Energiehandel« (E.ON SE und RWE AG 2018). Die erst 2014 (beziehungsweise 2015) eingeleitete Trennung der Geschäftstätigkeiten entlang der Linien der »alten« und der (antizipierten) »neuen« Energiewelt wäre damit hinfällig. Stattdessen entstehen nun zwei Konzerne mit signifikanten Marktanteilen im Bereich der Verteilnetze beziehungsweise der Stromproduktion. Für E.ON bedeutet der neue Zuschnitt eine noch stärkere Fokussierung, für RWE dagegen eine Aufweichung des Profils. In beiden Fällen geht die Entscheidung jedoch mit einer Reduzierung der geschäftlichen Risiken einher – bei E.ON aufgrund der Ausweitung der Einkünfte aus reguliertem Verteilnetzgeschäft und bei RWE durch die Ergänzung des konventionellen Kraftwerksparks mit (in einigen Ländern ebenfalls regulierten) Erneuerbare-Energien-Anlagen – und erscheint daher folgerichtig.

Der Deal liegt zum Zeitpunkt der Niederschrift zwar noch den zuständigen Kartellbehörden zur Beurteilung vor (Handelsblatt 2018b), einige Beobachter des Zeitgeschehens wittern jedoch bereits eine erneute Monopolisierung des deutschen Strommarktes (etwa Spiegel Online 2018). Diese Befürchtung ist auch nicht abwegig, insbesondere falls es RWE gelingen sollte – wie offenbar beabsichtigt – auch die konventionellen Kraftwerke der EnBW zu übernehmen (Handelsblatt 2018a). Mit einem entsprechend hohen Anteil an den (auf absehbare Zeit) als Residuallast benötigten Gas- und Steinkohlekraftwerken dürfte eine nicht zu unterschätzende Lobbying-Macht verbunden sein.

Wie auch immer diese Entwicklungen ausgehen mögen, es zeigt sich vor allem eines: Die Transformation des deutschen Stromsektors ist mitnichten abgeschlossen, sondern immer noch in vollem Gange. Und es wird sich zeigen, in welchem Ausmaß die Stromkonzerne in der Lage sein werden, ihr

Kapital strategisch in Position zu bringen, um die Entwicklungen des Sektors in ihrem Interesse mitzugestalten. Vorschnell abschreiben sollte man sie nicht.

12. Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Arbeit bestand darin, eine umfassende Analyse der Rolle der großen Stromkonzerne E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall in der Transformation des deutschen Stromsektors im Zeitraum von 1998 bis 2015 vorzulegen und hieraus einen Beitrag zur Weiterentwicklung sozialwissenschaftlicher Theorie abzuleiten. Zu diesem Zweck habe ich eine Großzahl an Presse- und Unternehmensberichten ausgewertet sowie insgesamt 22 Interviews mit Mitarbeitern der Unternehmen (sowie deren Anteilseignern) durchgeführt und auf dieser Basis die Aktivitäten der vier Unternehmen einer vergleichenden Längsschnittanalyse unterzogen. Im Folgenden will ich zunächst schlaglichtartig einige zentrale Ergebnisse der empirischen Fallstudie anführen. Daraufhin möchte ich den Beitrag zur sozialwissenschaftlichen Theorie diskutieren, bevor ich abschließend einen Ausblick auf zukünftige Forschungsthemen gebe.

Bei der *Transformation des deutschen Stromsektors* handelte es sich um einen vielschichtigen Prozess, welcher sich – nicht immer linear und selten in zielgerichteter Weise – aus einem Wechselspiel ökonomischer, politischer und sozio-kultureller Entwicklungen entfaltete. Veränderungen in benachbarten Märkten oder exogene Schocks wie die Wirtschaftskrise spielten dabei ebenso eine Rolle wie wettbewerbspolitische Debatten auf EU-Ebene oder soziale Bottom-up-Bewegungen wie der Trend zur Rekommunalisierung der Stromversorgung. Die Transformation des deutschen Stromsektors ist also nicht »nur« ein Prozess der Energiewende im Sinne einer technischen Substitution fossiler und nuklearer Energieträger durch erneuerbare Energien, obgleich diese im Kern der Entwicklungen steht. Forciert durch die staatliche Förderung erneuerbarer Energien und getragen von einer engagierten Umweltbewegung hatten sich auf dem deutschen Stromsektor institutionelle und technologische Parallelstrukturen herausgebildet, welche sich längere Zeit unabhängig von den etablierten Sektorstrukturen fortentwickelten. Die

großen Stromkonzerne, welche den deutschen Markt zu größten Teilen kontrollierten und sich aufgrund umfangreicher Wachstumsgewinne und traditioneller Unterstützung durch die etablierte Politik in ihrem Vorgehen bestätigt fühlten, verkannten zunächst die Potentiale der erneuerbaren Energien und beteiligten sich aufgrund hoher Opportunitätskosten, unternehmenskultureller Blockaden und innerorganisationaler Widerstände nicht an deren Ausbau. Mitte der 2000er Jahre unterzogen sie diese Technologien schließlich einer Neubewertung und starteten erste Projekte. Da sie jedoch ihre deutschen Bestandsanlagen vor Konkurrenz schützen wollten und Investitionen in Windparks im Ausland attraktiver erschienen, ließen die Konzerne den deutschen Markt weitestgehend außen vor. Die Energiewende vollzog sich also ohne Zutun der Konzerne. Zwar besetzten sie zentrale Positionen des Marktes und verzögerten dadurch potentiell eine noch tiefgreifendere Transformation, darüber hinaus hatten sie jedoch wenig Anteil am Umbau der deutschen Stromversorgung – weder trieben sie sie voran, noch waren sie in der Lage sie wirkungsvoll aufzuhalten.

Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima und dem vorgezogenen Atomausstieg fanden sich die Unternehmen schließlich in einer tiefgreifenden *Branchenkrise* wieder. Insbesondere im öffentlichen Diskurs wird diese Krise maßgeblich mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie Merkels atompolitischer Kehrtwende in Verbindung gebracht. Dies trifft jedoch nur in Teilen zu. Die hervorgehobene Position im Feld, welche die Konzerne im Zuge der Liberalisierung aufgebaut hatten, geriet bereits ab 2004 zunehmend ins Wanken. Ein allzu rücksichtsloses Ausspielen von Marktmacht hatte Vorstöße der EU zur Stimulierung des Wettbewerbes nach sich gezogen, deren nationale Umsetzung – in Form der Energiewirtschaftsgesetzesnovellen ab 2005 – die Stromkonzerne nicht verhindern konnten, da sie aufgrund sinkenden öffentlichen Ansehens auch an Unterstützung durch ehemals zugegangene Politiker verloren hatten. Die hieraus hervorgegangene Schwächung ihrer Position wurde jedoch zunächst durch Extragewinne aus dem europäischen Emissionshandel überkompensiert. Zu Zeiten der Wirtschaftskrise 2007/2008 steckten die Unternehmen – welche bilanziell vortrefflich aufgestellt waren – ihr Geld in überteuerte Übernahmen und verkannten die sich abzeichnenden Marktverwerfungen im Zuge des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, sinkender Rohstoffpreise und zunehmender Überkapazitäten. Anstatt diesen Negativtrends mit zukunftsfähigen Geschäftsmodellen zu begegnen, setzten die Stromkonzerne auf eine Konservierung des traditionellen Energiesystems und lobbyierten für die Zukunft der Kernenergie und

die Etablierung von unterirdischer CO₂-Speicherung – eine Strategie, welche zunächst aufzugehen schien. Fukushima und der Atomausstieg, welche die Hoffnung auf eine Aufrechterhaltung des Status quo mit einem Mal hinwegfegten, sind jedoch vor diesem Hintergrund nicht zwangsläufig als negativer Einschnitt zu interpretieren. Vielmehr fungierten die atompolitische Kehrtwende und der damit einhergehende Kulturschock als Weckruf für die Stromkonzerne. Mit einem Mal erkannten sie die sich bereits seit Jahren verschlechternde Lage und das Erfordernis einer Anpassung ihrer Geschäftsstrategien. Das bedeutet auch, dass die Krise der Stromkonzerne nur zu Teilen durch den staatlich forcierten Ausbau erneuerbarer Energien zu erklären ist. Sicherlich, dieser hatte massive negative Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeiten der Konzerne. Es wäre jedoch ein Leichtes gewesen, diesen Herausforderungen zu begegnen, hätten die Stromkonzerne frühzeitig adäquat reagiert. Die Krise der Stromkonzerne liegt also letztlich begründet in der langjährigen Überschätzung der eigenen politischen und ökonomischen Macht, (unternehmens-)kulturellem Konservatismus sowie der Neigung, sich einzig auf (kurz- bis mittelfristigen) ökonomischen Erfolg zu fokussieren und dabei längerfristig wichtige Faktoren wie etwa gesellschaftliche Akzeptanz zu unterschätzen.

Die großen Stromkonzerne repräsentierten in diesem Transformationsprozess einen *vergleichsweise homogenen Akteursblock*, welcher aufgrund umfangreichen Zugangs zu relevanten Machtressourcen eine prägende (konservative) Kraft darstellte. Im Detail lassen sich die vier Unternehmen jedoch durchaus differenzieren, immer wieder wichen ihre Aktivitäten voneinander ab. So bezogen sie häufig in politischen Aushandlungsprozessen unterschiedliche Positionen. Genauso wählten sie nach Fukushima teilweise verschiedene Re-Orientierungsstrategien. Solche Differenzen im Aktivitätsprofil ließen sich zu weiten Teilen auf drei Unterscheidungskriterien zurückführen: Der unterschiedliche Anteil verschiedener Brennstoffe an der Stromerzeugung in den vier Unternehmen (Anteil an Kernkraftwerken, Kohle- oder Gaskraftwerken), die regionale Positionierung der Produktionsanlagen (Standorte von Kraftwerken, geographische Ausbreitung des Netzbereiches) sowie die Zusammensetzung der Aktionärsstruktur (institutionelle Anleger, kommunale oder politische Anteilseigner) und die daraus hervorgehenden unterschiedlichen Interessen, welche die Eigentümer im Unternehmen zur Geltung brachten.

Ein zweites Ziel der Arbeit bestand darin, auf Basis der empirischen Arbeit einen Beitrag zur *Reflexion und Weiterentwicklung sozialwissenschaftlicher Theorie* zu leisten. Hier wurden zwei Ansätze verfolgt. Zunächst habe ich Elemente der Bourdieu'schen Feldtheorie in die Feldtheorie von Fligstein und McAdam eingeführt. Dabei geht es insbesondere um das bei *Bourdieu* schärfere Verständnis von den *Ressourcen eines Feldes* und deren Bedeutung für die (Macht-)Position der Feldakteure, welches sich in der Differenzierung verschiedener Kapitalsorten (ökonomisches, technologisches, soziales sowie symbolisches Kapital) kristallisiert. Dieses Instrumentarium bringt für eine qualitative Fallstudie mehrere Vorzüge mit sich. Zum einen lassen sich durch die Zuhilfenahme von (quantitativen) Indikatoren für die verschiedenen in einem Feld umkämpften Ressourcen die Positionen der verschiedenen Akteure sowie Veränderungen dieser Positionen im Zeitverlauf darstellen. Dies erwies sich im vorliegenden Fall, vor allem für die explorative Erstbetrachtung der Fallstudie, als äußerst hilfreich. Im weiteren Forschungsverlauf trugen zudem qualitative Betrachtungen über die dynamischen Interdependenzen zwischen Kapitalsorten zu einer Schärfung der Analyse bei. Die Wertigkeit von Ressourcen ist nicht nur abhängig von der formell-institutionellen Rahmung sowie dem technologischen Profil des Feldes, sondern auch von den Wertzuweisungen der Feldakteure. Ein Feldtransformationsprozess stellt sich also auch als ein Aushandlungsprozess um die hegemoniale Deutung des Feldes bezüglich der Wertigkeit der ins Spiel gebrachten (und umkämpften) Ressourcen dar. Die politischen Debatten um die Bedeutung unrentabel gewordener konventioneller Kraftwerke kann hier als ein Beispiel genannt werden, die Auseinandersetzungen um die Bedeutung der Kernenergie ebenso. Darüber hinaus zeigten sich Interdependenzen zwischen den verschiedenen Ressourcen im Zeitverlauf. So führte die Abnahme des symbolischen Kapitals der Unternehmen ab 2004 (verschlechtertes Image) zu einer Reduzierung der Wertigkeit sozialen Kapitals (geringere Bereitschaft zur Unterstützung durch Politiker), was Veränderungen der formell-institutionellen Rahmung nach sich zog (Re-Regulierung, Unbundling), welche wiederum eine Reduzierung des Wertes ökonomischen Kapitals (in Form von Produktionsmitteln) zur Folge hatten. Der hierdurch für die Unternehmen entstandene Schaden ließ sich auch dann nicht mehr umkehren, als ab etwa 2009 die Bereitschaft politischer Entscheidungsträger zur Unterstützung der Stromkonzerne wieder gestiegen war.

Außerdem habe ich einen Vorschlag für die Zusammenführung verschiedener Arbeiten zu *organisationaler Trägheit* erarbeitet mit dem Ziel, einen

in die Feldtheorie integrierbaren und pragmatisch nutzbaren Forschungsrahmen zur Analyse dieses Phänomens zu entwickeln. Diese Heuristik unterscheidet zwischen Dimensionen von Trägheit sowie Mechanismen, welche Trägheit in Organisationen hervorbringen und aufrechterhalten. Die Arbeit leitet vier Dimensionen von Trägheit ab – eine ökonomische, eine technologische, eine (mikro-)politische und eine kulturell-kognitive Dimension – sowie eine ebensolche Anzahl an Trägheit (re-)produzierenden Mechanismen – Komplementaritäts-, Koordinations-, Lern- sowie adaptive Erwartungseffekte. Mit dieser Heuristik lässt sich nicht nur situative Anpassungsunfähigkeit bei Unternehmen ursächlich begründen, es lässt sich auch die Auflösung von Trägheit nachzeichnen. Etwa wenn sich Mechanismen, welche vormals Trägheit (re-)produziert hatten, aufgrund von Umweltveränderungen oder innerorganisationalen Prozessen mit der Zeit auswaschen oder wenn Organisationen bewusst Maßnahmen starten, um unerwünschte stabilisierende Praktiken oder Strukturen aufzulösen. Im vorliegenden Fall half die Heuristik, das beobachtete Beharrungsvermögen der Stromkonzerne analytisch zu greifen und so besser zu verstehen. Die lange Zeit dominante Ablehnung der Stromkonzerne gegenüber erneuerbaren Energien sowie die schrittweise Re-Evaluierung dieser Techniken konnte so beispielsweise als ein Prozess kulturellen Wandels, der Überwindung innerorganisationaler Widerstände und der Veränderung technologischer Expertise nachvollzogen werden. Auch die Re-Orientierung der Stromkonzerne nach Fukushima – als ein organisationsübergreifender Anpassungsprozess – lässt sich als eine Kombination aus der Auflösung Trägheit verursachender Momente als Nebeneffekt von Umweltveränderungen und der intentionalen Überwindung von Trägheit durch top-down initiierte innerorganisationale Maßnahmen verstehen.

Zuletzt zeichnen sich aus den Ergebnissen der Arbeit einige vielversprechende *Betätigungsfelder zukünftiger Forschung* ab. Ich möchte drei solche anführen:

In meiner Arbeit habe ich die Stromkonzerne als korporative Akteure gefasst, während *Prozesse innerhalb der Organisationen* lediglich am Rande behandelt wurden. Es wäre jedoch durchaus vielversprechend, zentrale Veränderungsprozesse – etwa die Re-Evaluierung erneuerbarer Energien durch die Konzernmitarbeiter oder die Verarbeitung des Kulturschocks nach Fukushima – als innerorganisationale Aushandlungsprozesse zu untersuchen. Entlang welcher Linien verliefen sie und von welchen Machtkämpfen waren sie begleitet? Meine Anführungen zur Gründung der Erneuerbare-

Energien-Division im E.ON-Konzern – eine Entscheidung, welche von einzelnen Personen gegen massiven Widerstand etablierter Mitarbeiter durchgesetzt werden musste – deuten bereits darauf hin, welche spannenden Ergebnisse eine solche Untersuchung zutage fördern könnte. Dies ließe sich auch mit der theoretischen Frage danach verbinden, inwieweit sich Bourdieus Kapitalbegriff für die Analyse innerorganisationaler Vorgänge fruchtbar machen lässt. Die Grabenkämpfe, welche häufig zwischen verschiedenen Subdivisionen im Vorfeld von organisationalen Restrukturierungsmaßnahmen stattfinden, stellen ja nicht nur Auseinandersetzungen um Ressourcen (wie etwa investive Mittel) dar, sie werden auch unter Mobilisierung von Ressourcen (Vernetzung zu anderen Akteuren in der Organisation, Bedeutung der eigenen Tätigkeiten für die wirtschaftliche Entwicklung der Gesamtorganisation oder Ähnliches) ausgetragen.

Ein zweites interessantes Betätigungsfeld läge in der Analyse von *unternehmenskulturellen Unterschieden* zwischen den vier Stromkonzernen. Die vorliegende Arbeit fokussierte sich in dieser Frage auf die Gemeinsamkeiten der Unternehmen. In allen vier Konzernen wurden etwa die Potentiale erneuerbarer Energien lange Zeit unterschätzt, da die Entscheidungsträger in einer traditionellen Deutung von Energieversorgung verfangen waren, demnach Stromerzeugung nur in großskaligen, zentralistischen Strukturen unter Verwendung fossiler und nuklearer Energieträger sinnvoll wäre. Dennoch verlief die spätere Hinwendung zu diesen Technologien in den vier Unternehmen auf unterschiedliche Weise. So prägten teilweise die persönlichen Präferenzen einzelner Entscheidungsträger den spezifischen Zuschnitt und letztlich auch den Erfolg der Strategien im Bereich der erneuerbaren Energien. Auf einer allgemeineren Ebene bedeutet dies, dass die bei den Entscheidungsträgern eines Unternehmens vorherrschenden kulturellen Deutungsmuster deren Interpretation der Feldveränderungen prägen und ihre Handlungen anleiten. Hieraus ergeben sich unterschiedlichste Fragestellungen, wie etwa: Welche Rolle spielte die unterschiedliche regionale Verwurzelung der Unternehmen? Welche Rolle spielten die professionellen Hintergründe der jeweiligen Entscheidungsträger?

Ein drittes vielversprechendes Betätigungsfeld bestünde in einem *Vergleich der vorliegenden Erkenntnisse* zur Stromwirtschaft mit *Ergebnissen einer Untersuchung anderer Branchen* – etwa der Automobil- oder Lebensmittelwirtschaft. Ein solcher Brückenschlag, welcher sich an der Schnittstelle zwischen Theoriearbeit, empirischer Forschung und gesellschaftspolitischer Orientierung bewegen würde, könnte ein tiefergehendes Verständnis für die Rolle

von Großunternehmen in (nachhaltigen) Transformationsprozessen im Allgemeinen sowie für die Ausbildung und Überwindung organisationaler Trägheit im Speziellen liefern. Auch in anderen Branchen zeigt sich schließlich, dass eine, aus klimapolitischen Gründen wünschenswerte, Re-Orientierung zu alternativen Technologien oder Produktionsweisen nicht oder nur langsam vonstattengeht, obgleich die Möglichkeiten gegeben wären. Weshalb richten sich andere Branchen ebenfalls nicht nachhaltig aus? Handelt es sich auch hier um Phänomene organisationaler Trägheit? Da es sich bei der Stromwirtschaft, wie dargestellt wurde, um eine vergleichsweise spezielle Branche handelt – lange Investitionszyklen, unveränderliches Produkt (Strom), Monopolhistorie und Ähnliches – ist davon auszugehen, dass die Entwicklungen anderer Wirtschaftssektoren von anderen – möglicherweise ebenso speziellen – Charakteristika geprägt sind. Durch die Bearbeitung einer solchen Fragestellung könnte ein weiterer Schritt in Richtung einer integrativen Eruiierung der Potentiale und Grenzen politischer Einbindung etablierter Industrien in nachhaltige Umbauprozesse erfolgen. Die globalen Entwicklungen zeigen die Bedeutsamkeit solcher Themen an.

Abbildungen

Abbildung 1: Kategoriensystem zur Vercodung der Presse- und Unternehmensberichte	46
Abbildung 2: Zeitraum der Anstellung der Befragten in den jeweiligen Unternehmen	53
Abbildung 3: Netto Stromverbrauch in Deutschland nach ausgewählten Verbrauchsgruppen 1998–2015	106
Abbildung 4: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2002–2015	106
Abbildung 5: Gewinn vor Steuern, Zinsen, Abschreibungen auf Sachanlagen und Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte (EBITDA) der großen Vier 1998–2015	108
Abbildung 6: Entwicklung des Börsenkurses von RWE, E.ON und EnBW 2000–2015	113
Abbildung 7: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2000–2015 (E.ON)	116
Abbildung 8: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2003–2015 (RWE)	116
Abbildung 9: Kraftwerksleistung nach Energieträger 1999–2015 (EnBW)	117
Abbildung 10: Kraftwerksleistung nach Energieträger 2003–2015 (Vattenfall)	117
Abbildung 11: Brutto Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen 1998–2015	118

Abbildung 12: Brutto Stromerzeugung in Deutschland aus erneuerbaren Energien 1998–2015	119
Abbildung 13: Image-Entwicklung ausgewählter Branchen 1998–2015	120
Abbildung 14: Akquisitionen und Desinvestitionen der großen Vier 1998–2015	123
Abbildung 15: Kraftwerksprojekte der großen Vier nach Planungsbeginn 1998–2015.....	125
Abbildung 16: Die acht Verbundunternehmen und ihre regionalen Monopole 1998.....	131
Abbildung 17: Lastprofil im Tagesverlauf.....	143
Abbildung 18: Ebenen des deutschen Stromnetzes	145
Abbildung 19: Strompreisentwicklung Industrie und Haushalte 1998–2015	153
Abbildung 20: Verkaufsbewegungen um den Markteintritt Vattenfalls 2000–2001	161
Abbildung 21: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2004–2008.....	227
Abbildung 22: Entwicklung des Day-Ahead Spotmarktpreises für Strom 2007–2015.....	255
Abbildung 23: Entwicklung der Preise für Steinkohle und Erdgas 1998–2015	256
Abbildung 24: Entwicklung der Futures-Preise für Emissionszertifikate 2008–2015	256
Abbildung 25: Netto Stromverbrauch in Deutschland nach ausgewählten Verbrauchsgruppen 2004–2015.....	258
Abbildung 26: Entwicklung der Gewinne des Segments Erzeugung und Handel im EnBW-Konzern 2008–2015.....	338
Abbildung 27: Entwicklung des EBITDA der globalen Einheit Erzeugung im E.ON-Konzern 2010–2015	339

Abbildung 28: Zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke der großen Vier. Regionale Verteilung systemrelevanter Anlagen	348
Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Umlage für Haushalte 2000–2015	359
Abbildung 30: Nettoschulden der großen Vier 2006–2015	373
Abbildung 31: Verschuldungsfaktor der großen Vier 2006–2015	3734
Abbildung 32: Entwicklungen der Börsenkurse von EnBW, RWE, E.ON und deren Abspaltungen 2016–2018.....	461

Tabellen

Tabelle 1: Innerdeutscher Umsatz der größten deutschen Elektrizitätsversorger 2011	38
Tabelle 2: Chronologische Darstellung des iterativen Forschungsprozesses	41
Tabelle 3: Finales Kategoriensystem zur Auswertung der Unternehmens- und Presseberichte	48
Tabelle 4: Anzahl der erhobenen und weiterverarbeiteten Dokumente	49
Tabelle 5: Anonymisierte Detailinformationen zu den Interviews	52
Tabelle 6: Tätigkeitsbereiche der Interviewten	53
Tabelle 7: Interviewleitfaden	55
Tabelle 8: Kategoriensystem zur Auswertung der Interviews	56
Tabelle 9: Eigentümerstruktur Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland 2010	104
Tabelle 10: Zurechenbare Kraftwerksleistung der großen Vier 2000–2015	109
Tabelle 11: Entwicklung der Marktanteile der großen Vier (Erzeugung) 2003–2014	111
Tabelle 12: Entwicklung der Marktanteile der großen Vier (Stromabgabe an Letztverbraucher) 2003–2010	112
Tabelle 13: Entwicklung des Börsenratings der großen Vier 1998–2015	114
Tabelle 14: Unterschiede zwischen den Verbundunternehmen 1997/1998	138

Tabelle 15: Anteil der Verbundunternehmen an Erzeugungskapazitäten und Stromproduktion im Jahr 1998.....	139
Tabelle 16: Verflechtungen zwischen den Verbundunternehmen 1997/1998	140
Tabelle 17: Kartellrechtliche Auflagen der Fusion RWE/VEW.....	155
Tabelle 18: Auflagen der EU-Kommission zur Fusion VIAG/VEBA	156
Tabelle 19: Zentrale Akquisitionen der großen Vier auf regionaler Ebene	163
Tabelle 20: Akquisitionen der großen Vier im Stromgeschäft außerhalb von Deutschland.....	171
Tabelle 21: Akquisitionen der großen Vier im Gasbereich	174
Tabelle 22: Akquisitionen von RWE im Wasserbereich.....	178
Tabelle 23: Desinvestitionen außerhalb des Kernbereichs Energie.....	181
Tabelle 24: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1998 und 2015.....	184
Tabelle 25: Kernenergie-Anteil am Stromverkauf der deutschen AKW-Betreiber 1998.....	203
Tabelle 26: Kernkraftwerke in Deutschland. Eigentümer und Regellaufzeit nach Atomgesetz 2002	205
Tabelle 27: Anteil verschiedener Energieträger am deutschen Erzeugungsmix der Unternehmen 2005	221
Tabelle 28: Konventionelle Kraftwerksprojekte der großen Vier in Deutschland	239
Tabelle 29: Transaktionen zur Erfüllung E.ONs Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission.....	277
Tabelle 30: Investitionen der großen Vier in erneuerbare Energien 2008–2015	300
Tabelle 31: Unternehmensakquisitionen der großen Vier im Bereich erneuerbare Energien	305

Tabelle 32: Erneuerbare-Energien-Projekte der großen Vier in Deutschland	306
Tabelle 33: Erneuerbare-Energien-Projekte der großen Vier außerhalb von Deutschland.....	307
Tabelle 34: Kernkraftwerke in Deutschland. Eigentümer und Laufzeiten nach Atomgesetz 2011	323
Tabelle 35: Installierte Leistung deutscher Kernkraftwerke nach Eigentümer.....	324
Tabelle 36: Kraftwerkskapazitäten der großen vier in Deutschland nach Energieträger 2010	325
Tabelle 37: Zur Stilllegung angemeldete konventionelle Kraftwerke der großen Vier.....	345
Tabelle 38: Kapazitäten der zur Stilllegung angemeldeten Anlagen der großen Vier.....	346
Tabelle 39: Konzernweite Investitionen der großen Vier 2008–2015.....	377
Tabelle 40: Wesentliche Desinvestitionen der großen Vier im Strombereich nach 2011.....	380
Tabelle 41: Entwicklung der Dividende pro Aktie 2008–2015	382
Tabelle 42: Unterschiedliche Re-Orientierungsstrategien der großen Vier und erklärende Faktoren	394
Tabelle 43: Investitionen der großen Vier im Netzbereich 2011–2015	400
Tabelle 44: Gewinne der Netzsparte 2011–2015.....	402
Tabelle 45: Stilisierte Gegenüberstellung des technologischen Profils des Feldes 1998 und 2015.....	421
Tabelle 46: Reaktionen der Stromkonzerne auf Transformationsimpulse. Stilisierter Überblick 1998–2015.....	433
Tabelle 47: Aktionärsstruktur der EnBW im Zeitverlauf.....	445
Tabelle 48: Dimensionen und Mechanismen von Trägheit und die Veränderung ihrer Ausprägung im Zeitverlauf.....	458

Abkürzungen

AB	Aktiebolag
AG	Aktiengesellschaft
AKW	Atomkraftwerk
AtG	Atomgesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
Bewag	Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BUND	Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland e.V.
CCS	Carbon Capture and Storage
CDU	Christlich Demokratische Union
CEO	Chief Executive Officer
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSU	Christlich Soziale Union
DM	Deutsche Mark
DDR	Deutsche Demokratische Republik
EBH	Energie-Beteiligungs-Holding GmbH
EBIT	Earnings before interest and taxes
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization

EDF	Électricité de France SA
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVS	Energie-Versorgung Schwaben AG
FDP	Freie Demokratische Partei
FuE	Forschung und Entwicklung
GB.....	Großbritannien
GmbH.....	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWp.....	Gigawatt peak
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG
IPCC.....	Intergovernmental Panel on Climate Change
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Laubag	Lausitzer Braunkohle AG
Mio	Million
Mrd	Milliarde
MW	Megawatt
NAP.....	Nationaler Allokationsplan

NRW	Nordrhein-Westfalen
OEW	Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
SE	Societas Europaea
SEK	Schwedische Krone
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
USA	United States of America
V	Volt
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VEBA	Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG
VIAG	Vereinigte Industrieunternehmungen AG
VKA	Verband der kommunalen RWE-Aktionäre GmbH
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNG	Verbundnetz Gas AG
VRE	Verband der Verbundunternehmen und regionalen Energieversorger

Literatur, Dokumente und Internetquellen

- A.T. Kearney (2014): *Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Strommarkt. Bewertung und Einordnung relevanter Handlungsoptionen zur Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen in der Region Central Western Europe (CWE)*. Studie im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Berlin, Wien. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/media/konzern/docs/studie/studie_kapazitaetsmechanismen.pdf, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- Aachener Zeitung (2013): *RWE-Power-Chef Matthias Hartung im Interview mit unserer Redaktion*. Aachen. Online verfügbar unter <http://www.aachener-zeitung.de/lokales/region/rwe-power-chef-matthias-hartung-im-interview-mit-unserer-redaktion-1.704031>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- AG Energiebilanzen e.V. (2017): *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Stand: 7. Februar 2017. Berlin. Online verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170811_brd_stromerzeugung1990-2016.pdf, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- Agentur für erneuerbare Energien e.V. (2016): *Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien. Installierte Leistung Photovoltaik*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistung/#goto_183, zuletzt geprüft am 05.07.2016.
- Agentur für erneuerbare Energien e.V. (2017): *Landesinfo. Durchschnittliche Leistung aller Anlagen*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/RLP/kategorie/wind/auswahl/485-durchschnittliche_leistung/versatz/1/#goto_485, zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Arthur, W. Brian (1994): *Increasing Returns and Path Dependence in the Economy*. Ann Arbor: The University of Michigan Press.
- Bain, Joe S. (1968): *Industrial Organization*. New York: Wiley.
- Barr, Pamela S.; Stimpert, John L.; Huff, Anne S. (1992): Cognitive Change, Strategic Action, and Organizational Renewal. In: *Strategic Management Journal* 13, S. 15–36.
- BDEW e.V. (2010): *BDEW zur RES-E-Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts: Strategiewechsel in der Erneuerbaren-Förderung*. Pressemitteilung vom 23. April 2010. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_

- 20100423_PM_Strategiewechsel_in_der_Erneuerbaren-Foerderung, zuletzt geprüft am 13.09.2016.
- BDEW e.V. (2011): *BDEW-Vorstand zur aktuellen energiepolitischen Debatte: BDEW fordert einen energiepolitischen Konsens*. Pressemitteilung vom 8. April 2011. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110408-PM-BDEW-fordert-einen-energiepolitischen-Konsens?open&ccm=900010020010, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- BDEW e.V. (2014): *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014. Haushalte und Industrie*. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf), zuletzt geprüft am 12.05.2016.
- BDEW e.V. (2015): *Energie-Info. BDEW-Energiemonitor-2015: Das Meinungsbild der Bevölkerung*. Berlin.
- BDEW e.V. (2016a): *Foliensatz zur BDEW-Energie-Info. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, Marktintegration der Erneuerbaren Energien, EEG-Auszahlungen und regionale Verteilung der EEG-Anlagen*. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/\\$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf), zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- BDEW e.V. (2016b): *Nettostromverbrauch nach Verbrauchergруппen. 1991–2015*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#cat/Daten%20Grafiken%5CEnergie%20allgemein%5CEnergiedaten%5C3.%20Stromversorgung/3-12-netto-elektrizitaetsverbr-nach-verbrauchergruppe-n-de, zuletzt geprüft am 05.09.2016.
- BDEW e.V. (2017): *Strompreisanalyse Mai 2017. Haushalte und Industrie*. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/ACB6766AE4CA66E0C1258132004BC873/\\$file/170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/ACB6766AE4CA66E0C1258132004BC873/$file/170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf), zuletzt geprüft am 21.08.2017.
- Bechberger, Mischa (2000): *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Eine Analyse des Politikformulierungsprozesses*. Forschungsstelle für Umweltpolitik. Berlin. Online verfügbar unter www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/publikationen/2000/bechberger_mischa_2000/rep_00-06.PDF, zuletzt geprüft am 24.06.2016.
- Becker, Peter (2011): *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne*. Bochum: Ponte Press.
- Becker, Sören; Beveridge, Ross; Naumann, Matthias (2015): Remunicipalization in German cities: contesting neo-liberalism and reimagining urban governance? In: *Space and Polity* 19 (1), S. 76–90.
- Becker, Sören; Blanchet, Thomas; Kunze, Conrad (2016): Social movements and urban energy policy: Assessing contexts, agency and outcomes of remunicipalization processes in Hamburg and Berlin. In: *Utilities Policy* (41), S. 228–236.

- Beermann, Jan; Tews, Kerstin (2016): Decentralised laboratories in the German energy transition. Why local renewable energy initiatives must reinvent themselves. In: *Journal of Cleaner Production*.
- Berliner Energietisch (2012): *Selbstverständnis des Berliner Energietisches*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.berliner-energietisch.net/images/selbstverste3a4ndnis-des-berliner-energietisches.pdf>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- Berlo, Kurt; Wagner, Oliver (2013a): *Auslaufende Konzessionsverträge für Stromnetze. Strategien überregionaler Energieversorgungsunternehmen zur Besitzstandswahrung auf der Verteilnetzebene*. Untersuchung und gutachterliche Stellungnahme im Auftrag von Bündnis 90/Grüne im Bundestag, Wuppertal. Online verfügbar unter http://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Konzessionsvertraege_final.pdf, zuletzt geprüft am 15.09.2016.
- Berlo, Kurt; Wagner, Oliver (2013b): *Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierung. Energieversorgung in kommunaler Verantwortung. Bewertung der 10 wichtigsten Ziele und deren Erreichbarkeit*. Wuppertal. Online verfügbar unter http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Stadtwerke_Sondierungsstudie.pdf, zuletzt geprüft am 14.09.2016.
- Berlo, Kurt; Wagner, Oliver (2015): Widerstände und Chancen von Rekommunalisierungen. In: *Solarzeitalter* 27 (2), S. 41–45.
- Bewag AG (1999): *Geschäftsbericht 1998/1999*. Berlin.
- Beyer, Jürgen (2006): *Pfadabhängigkeit. Über institutionelle Kontinuität, anfällige Stabilität und fundamentalen Wandel*. Frankfurt am Main, New York: Campus.
- Beyer, Jürgen (2010): The Same or Not the Same. On the Variety of Mechanisms of Path Dependence. In: *International Journal of Social Sciences* 5 (1), S. 1–11.
- Beyer, Jürgen; Wielgoß, Jan (2001): On the Limits of Path Dependency Approaches for Explaining Postsocialist Institution Building. In Critical Response to David Stark. In: *East European Politics and Societies* 15, S. 356–388.
- Bleicher, André (2006): *Die Institutionalisierung eines organisationalen Feldes – das Beispiel der Elektrizitätswirtschaft*. Cottbus. Online verfügbar unter https://www.google.de/url?sa=t&rc=t=j&q=&esrc=s&source=web&ccd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjf3r_1puPMAhWExxQKHag3Ao4QFggdMAA&url=https%3A%2F%2Fopus4.kobv.de%2Fopus4-btu%2Ffiles%2F322%2FBleicher_Diss.pdf&usg=AFQjCNGTHhiMjHUueVDDIRPCooSOVINzEQ, zuletzt geprüft am 18.05.2016.
- BMU (2006): *Umweltpolitik. Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklungen. Stand Mai 2006*. Berlin. Online verfügbar unter http://www2.klett.de/sixcms/media.php/82/broschuere_ee_zahlen.pdf, zuletzt geprüft am 29.06.2016.
- BMU (2007): *Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Stand: November 2007*. Internet-Update. Berlin. Online verfügbar unter http://www.enerchange.de/userfiles/broschuere_ee_zahlen.pdf, zuletzt geprüft am 29.06.2016.

- BMU (2010): *Umweltbewusstsein in Deutschland 2010. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage*. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4045.pdf>, zuletzt geprüft am 12.12.2016.
- BMU (2015): *Naturbewusstsein 2015. Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt*. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/gesellschaft/Dokumente/Naturbewusstseinsstudie2015.pdf>, zuletzt geprüft am 12.12.2016.
- BMU; BMWi (2013): *Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien vom 13. Februar 2013*. Bonn, Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-sichern-kosten-begrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- BMWi (2014): *Infopapier zur Rückzahlung von Beihilfen im Zusammenhang mit dem alten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) vom 25. November 2014*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/infopapier-zur-rueckzahlung-von-beihilfen-im-zusammenhang-mit-dem-alten-erneuerbare-energien-gesetz-ee-2012,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- BMWi (2015a): *Eckpunkte-Papier »Strommarkt«*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-papier-strommarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- BMWi (2015b): *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- BMWi (2015c): *Gabriel: Verständigung zur Braunkohle wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaziele*. Pressemitteilung vom 24. Oktober 2015. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=736020.html>, zuletzt geprüft am 05.12.2016.
- BMWi (2015d): *Klage gegen die EU-Kommission: Rechtssicherheit für EEG schaffen*. Pressemitteilung vom 17. Februar 2015. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=690416.html>, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- BMWi (2016a): *Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung: Fakten & ergänzende Informationen*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-zur-neuordnung-der-verantwortung-der-kerntechnischen-entsorgung-fakten-hintergruende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- BMWi (2016b): *Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausbaus übergibt Empfehlungen an die Bundesregierung*. Pressemitteilung vom 27. April 2016.

- Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=764862.html>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- BMWi (2017): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2017*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf;jsessionid=062AC816F7CA95CA37E2535DC56FF143?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 21.09.2017.
- Bohn, Cornelia; Hahn, Alois (2003): Pierre Bourdieu. In: Dirk Kaesler (Hg.): *Klassiker der Soziologie 2. Von Talcott Parsons bis Pierre Bourdieu*. München: C.H. Beck, S. 252–272.
- Bohn, Stefan; Kunze, Martin; Günther, Maik (2017): *Stressed and shattered: Field-level change and consequences of high degree complexity in the German energy market*. Paper for EGOS conference 2017.
- Bohn, Stephan; Walgenbach, Peter (2016): Refusing, connecting and playing off conflicting institutional demands. A longitudinal study on the organizational handling of the end of nuclear power, climate protection, and the energy turnaround in Germany. In: Carmelo Mazza, Renate E. Meyer, Georg Krücken und Peter Walgenbach (Hg.): *New Themes in Institutional Analysis: Topics and Issues from European Research*. In Vorbereitung.
- Bollin, Elmar (2010): Solartechnik. In: Richard Zahoransky (Hg.): *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 5. Auflage. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, S. 277–316.
- Bontrup, Heinz-J.; Marquardt, Ralf-M (2010): *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Branchenentwicklung Unternehmensstrategien Arbeitsbeziehungen*. Berlin: Edition Sigma.
- Bontrup, Heinz-J.; Marquardt, Ralf-M (2015): *Die Zukunft der großen Energieversorger*. Hg. v. Greenpeace. Online verfügbar unter <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/zukunft-energieversorgung-studie-2015-0309.pdf>, zuletzt geprüft am 23.02.2016.
- Bourdieu, Pierre (2005): *The Social Structures of the Economy*. Cambridge: Polity Press.
- Bourdieu, Pierre; Wacquant, Loic (1992): *Reflexive Anthropologie*. Frankfurt am Main: Suhrkamp.
- BPB (2016): *Dossier Energiepolitik. Ausbau des Stromnetzes*. Bonn. Online verfügbar unter <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes>, zuletzt geprüft am 13.04.2016.
- Brunekreeft, Gert; Keller, Katja (2000): The electricity supply industry in Germany: Market power or power of the market? In: *Utilities Policy* 9, S. 15–29.
- Bundesamt für Strahlenschutz (2012): *Die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima nach dem Seebeben vom 11. März 2011. Beschreibung und Bewertung von Ablauf und Ursachen*. Salzgitter. Online verfügbar unter <https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn>

- n:de:0221-201203027611/3/BFS-SK-18-12-Bericht_Fukushima_Korr-20120523.pdf, zuletzt geprüft am 11.11.2016.
- Bundesgerichtshof (2008): *Mitteilung der Pressestelle Nr. 206/2008*, 11.11.2008. Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=pm&sid=c20a5bc22412ad6c4cf221ef13d9959f&nr=45846&pos=1&anz=2>, zuletzt geprüft am 10.06.2016.
- Bundeskartellamt (2000): *Bundeskartellamt gibt Fusion RWE/VEW mit Auflagen frei*. Pressemitteilung vom 4. Juli 2000. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2000/04_06_2000_RWE.html, zuletzt geprüft am 09.06.2016.
- Bundesnetzagentur (2007): *Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2007.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesnetzagentur (2009): *Monitoringbericht 2009*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2009.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesnetzagentur (2011): *Monitoringbericht 2011*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesnetzagentur (2013): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13*. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht130620.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- Bundesnetzagentur (2016a): *Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern*. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html, zuletzt geprüft am 24.10.2016.
- Bundesnetzagentur (2016b): *Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur*. Stand: 10. November 2016. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2016_11_10.pdf;jsessionid=C1721839ACDF7AED318FF9D2BF5DF6E4?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 24.11.2016.

- Bundesnetzagentur (2016c): *Netzausbau. Technik*. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/wissenswertes/technik/de.html>, zuletzt geprüft am 13.04.2016.
- Bundesnetzagentur (2017): *Redispatch. Stand 30. August 2017*. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 30.08.2017.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2010): *Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers*. Bonn. Online verfügbar unter http://unser-netz-hamburg.de/wp-content/uploads/20101215_Bundeskartellamt_Bundesnetzagentur_LeitfadenKonzessionsrecht.pdf, zuletzt geprüft am 14.09.2016.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2012): *Monitoringbericht 2012*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2014): *Monitoringbericht 2014*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2015): *Monitoringbericht 2015*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=36211A23CC22E85BA3965B04805272CA?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Bundesverfassungsgericht (2016): *Die Dreizehnte Novelle des Atomgesetzes ist im Wesentlichen mit dem Grundgesetz vereinbar*. Pressemitteilung vom 6. Dezember 2016. Pressemitteilung vom 6. Dezember 2016. Online verfügbar unter <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/bvg16-088.html>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- Burger, Markus; Sydow, Jörg (2014): How Interorganizational Networks Can Become Path-Dependent. Bargaining Practices in the Photonics Industry. In: *Schmalenbach Business Review* 66, S. 73–99.
- BürgerEnergie Berlin eG (2016): *Fragen und Antworten*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.buerger-energie-berlin.de/faq>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- BWE e.V. (2016): *Statistiken. Windenergie nach Bundesländern*. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/themen/statistiken/bundeslaender>, zuletzt geprüft am 06.07.2016.
- Carroll, Glenn R.; Huo, Yangchung P. (1986): Organizational Task and Institutional Environments in Ecological Perspective: Findings from the Local Newspaper Industry. In: *American Journal of Sociology* 91 (4), S. 838–873.

- CDU; CSU; FDP (2009): *Wachstum Bildung Zusammenhalt. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.csu.de/common/_migrated/csucontent/091026_koalitionsvertrag.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- CDU; CSU; SPD (2013): *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode*. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- Christensen, Clayton M. (2013): *The Innovator's Dilemma. Warum etablierte Unternehmen den Wettbewerb um bahnbrechende Innovationen verlieren*. München: Verlag Franz Vahlen.
- Cleantechnology Business Review (2009): *Vattenfall Welcomes Sweden's Proposed Agreement On Energy Policy*. London. Online verfügbar unter http://wind.cleantechnology-business-review.com/news/vattenfall_welcomes_swedens_proposed_agreement_on_energy_policy_090205, zuletzt geprüft am 08.08.2017.
- Cludius, Johanna; Hermann, Hauke; Matthes, Felix C.; Graichen, Verena (2014): *Die Zusatzgewinne ausgewählter deutscher Branchen und Unternehmen durch den EU-Emissionshandel*. Studie im Auftrag von WWF Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publicationen-PDF/Zusatzgewinne-ausgewaehlter-deutscher-Branchen-und-Unternehmen-durch-den-EU-Emissionshandel.pdf>, zuletzt geprüft am 26.07.2016.
- Coenenberg, Adolf G.; Haller, Axel; Schultze, Wolfgang (2014): *Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse. Betriebswirtschaftliche, handelsrechtliche, steuerrechtliche und internationale Grundlagen – HGB, IAS/IFRS, US-GAAP, DRS. 23.*, überarbeitete Auflage. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Cooper, Arnold C.; Schendel, Dan (1976): Strategic Responses to Technological Threats. In: *Business Horizons* 19 (1), S. 61–69.
- Corbach, Matthias (2007): *Die deutsche Stromwirtschaft und der Emissionshandel*. Ecological Energy Policy Band 5. Stuttgart: ibidem-Verlag.
- Creswell, John W. (2013): *Qualitative Inquiry & Research Design. Choosing Among Five Approaches*. Third Edition. Los Angeles, London, New Delhi, Singapore, Washington D.C.: Sage.
- DanTysk Offshore Wind GmbH (2016): *Fakten & Chronologie*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.dantysk.de/der-windpark/fakten-chronologie.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- David, Paul A. (1986): Understanding the Economics of QWERTY: The Necessity of History. In: William N. Parker (Hg.): *Economic History and the Modern Economist*. Oxford: Basil Blackwell, S. 30–49.
- Deekling Arndt Advisors (2008): *Kampagne »Energieverantwortung für Deutschland«. Analyse und strategische Empfehlungen*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.taz.de/fileadmin/static/pdf/atomlobby1.pdf>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.

- Della Porta, Donatella (2008): Comparative analysis: case-oriented versus variable-oriented research. In: Donatella Della Porta und Michael Keating (Hg.): *Approaches and Methodologies in the Social Sciences. A Pluralist Perspective*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo: Cambridge University Press, S. 198–222.
- Della Porta, Donatella; Keating, Michael (2008): How many approaches in the social sciences? An epistemological introduction. In: Donatella Della Porta und Michael Keating (Hg.): *Approaches and Methodologies in the Social Sciences. A Pluralist Perspective*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo: Cambridge University Press, S. 19–38.
- Der Spiegel (2007): *Energiepreise. Kartell der Abkassierer*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-53513144.html>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- Der Spiegel (2008): »Die Grünen fördern Kernkraft«. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-56388064.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- Der Spiegel (2012): »Wir werden hinters Licht geführt«. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-83865284.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- Der Tagesspiegel (2000): *Bewag: »Die Aktien halten und auf ein Übernahmeangebot spekulieren«*. Online verfügbar unter <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/bewag-die-aktien-halten-und-auf-ein-uebernahmeangebot-spekulieren/176004.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Der Tagesspiegel (2001): *Die Führung der »Vierten Kraft« steht*. Online verfügbar unter <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/die-fuehrung-der-vierten-kraft-steht/273310.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Der Tagesspiegel (2006): *Razzia bei deutschen Stromkonzernen*. Online verfügbar unter <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/razzia-bei-deutschen-stromkonzernen/786550.html>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2002): *Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/Nachhaltigkeit-wiederhergestellt/perspektiven-fuer-deutschland-langfassung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.09.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2007): *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2010a): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&cv=5, zuletzt geprüft am 27.10.2016.

- Deutsche Bundesregierung (2010b): *Referentenentwurf Kernbrennstoffsteuergesetz*. Berlin. Online verfügbar unter http://linklaters.de/fileadmin/redaktion/Steuerrecht/Gesetzesmaterialien/Archiv_Gesetzesmaterialien/Kernbrennstoffsteuergesetz/20100804_KernbrStG_RefE_d.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2011a): *Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft*. Vorgelegt von der Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2011/07/2011-07-28-abschlussbericht-ethikkommission.pdf?sessionid=32093F158F08D1AA09852AFE3E4B5D48.s1t2?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2011b): *Pressestatement von Bundeskanzlerin Angela Merkel vor dem Gespräch mit der Ethikkommission »Sichere Energieversorgung« am 4. April 2011*. Berlin. Online verfügbar unter <https://archiv.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/04/2011-04-04-merkel-ethikkommission.html>, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2011c): *Pressestatements von Bundeskanzlerin Angela Merkel und Bundesminister Guido Westerwelle zum Erdbeben in Japan am 12. März 2011*. Berlin. Online verfügbar unter <https://archiv.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/03/2011-03-12-pk-kanzleramt-japan.html>, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2011d): *Pressestatements von Bundeskanzlerin Angela Merkel und Bundesaußenminister Guido Westerwelle zu den Folgen der Naturkatastrophe in Japan sowie den Auswirkungen auf die deutschen Kernkraftwerke*. Mitschrift Pressekonferenz am 14. März 2011. Berlin. Online verfügbar unter <https://archiv.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/03/2011-03-14-bkin-lage-japan-atomkraftwerke.html>, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2011e): *Statements nach dem Gespräch über die Nutzung der Kernenergie in Deutschland*. Mitschrift Pressekonferenz am 15. März 2011. Berlin. Online verfügbar unter <https://archiv.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/03/2011-03-15-statement-s-nutzung-kernenergie.html>, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Deutsche Bundesregierung (2013): *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV)*. In: *Bundesgesetzblatt* 34 (Teil 1), S. 1947-1951. Vom 27. Juni 2013, ausgegeben zu Bonn am 5. Juli 2013. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl115s1947.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl115s1947.pdf%27%5D__1480426117342, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- Deutscher Bundesrat (2016): *Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages. Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung, Drucksache 768/16*

- vom 16. Dezember 2016. Online verfügbar unter http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?__blob=publicationFile&cv=1, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- Deutscher Bundestag (1935): *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft. Energiewirtschaftsgesetz*. Vom 13. Dezember 1935, Fassung von 1978. Online verfügbar unter <http://www.energieverbraucher.de/files/download/file/0/1/0/448.pdf>, zuletzt geprüft am 10.06.2016.
- Deutscher Bundestag (1998): Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. In: *Bundesgesetzblatt* 23 (Teil 1), S. 730–736. Vom 28. April 1998, ausgegeben zu Bonn am 28. April 1998. Online verfügbar unter [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL#_bgbl_%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl198s0730.pdf%27\]__1502194487993](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL#_bgbl_%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl198s0730.pdf%27]__1502194487993).
- Deutscher Bundestag (2003): *Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung*. Drucksache 15/1226 vom 27. Juni 2003. Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/15/012/1501226.pdf>, zuletzt geprüft am 15.06.2016.
- Deutscher Bundestag (2004a): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. In: *Bundesgesetzblatt* 40 (Teil 1), S. 1918–1930. Vom 21. Juli 2004, ausgegeben zu Bonn am 31. Juli 2004. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl104s1918.pdf#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl104s1918.pdf%27%5D__1481122782185, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- Deutscher Bundestag (2004b): Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsverordnung 2007 - ZuV 2007). In: *Bundesgesetzblatt* 46 (Teil 1), S. 2255–2272. Vom 31. August 2004, ausgegeben zu Bonn am 31. August 2004. Online verfügbar unter [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL#_bgbl_%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl104s2255.pdf%27\]__1502194870247](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL#_bgbl_%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl104s2255.pdf%27]__1502194870247), zuletzt geprüft am 25.07.2016.
- Deutscher Bundestag (2005): Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. In: *Bundesgesetzblatt* 42 (Teil 1), S. 1970–2018. Vom 7. Juli 2005, ausgegeben zu Bonn am 12. Juli 2005. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=///*%5B@attr_id=%27bgbl111s1554.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl105s1970.pdf%27%5D__1503495916817, zuletzt geprüft am 23.08.2017.
- Deutscher Bundestag (2007a): Gesetz zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels. In: *Bundesgesetzblatt* 66 (Teil 1), S. 2966–2970. Vom 18. Dezember 2007, ausgegeben zu Bonn am 21. Dezember 2007. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl107s2614.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl107s2966.pdf%27%5D__1478598799153, zuletzt geprüft am 08.11.2016.

- Deutscher Bundestag (2007b): *Unterrichtung durch die Bundesregierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*. Drucksache 16/7087 vom 20. November 2007. Online verfügbar unter http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s49_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- Deutscher Bundestag (2009): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV). In: *Bundesgesetzblatt* 44 (Teil 1), S. 2101–2103. Vom 17. Juli 2009, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2009. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl109s2101.pdf#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2101.pdf%27%5D__1478616420843, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- Deutscher Bundestag (2010a): Elftes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. In: *Bundesgesetzblatt* 62 (Teil 1), S. 1814–1816. Vom 8. Dezember 2010, ausgegeben zu Bonn am 13. Dezember 2010. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=//%255B@attr_id=%2527bgbl110s1807.pdf%2527%255D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1814.pdf%27%5D__1477412453240, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Deutscher Bundestag (2010b): Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens »Energie- und Klimafonds«. EKFG. In: *Bundesgesetzblatt* 62 (Teil 1), S. 1807–1813. Vom 8. Dezember 2010, ausgegeben zu Bonn am 13. Dezember 2010. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=//%255B@attr_id=%2527bgbl110s1807.pdf%2527%255D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1807.pdf%27%5D__1477412344628, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Deutscher Bundestag (2010c): Kernbrennstoffsteuergesetz. KernBrStG. In: *Bundesgesetzblatt* 62 (Teil 1), S. 1804–1806. Vom 8. Dezember 2010, ausgegeben zu Bonn am 13. Dezember 2010. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=//%255B@attr_id=%2527bgbl110s1807.pdf%2527%255D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1804.pdf%27%5D__1477412206101, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Deutscher Bundestag (2010d): Zwölftes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. In: *Bundesgesetzblatt* 62 (Teil 1), S. 1817–1820. Vom 8. Dezember 2010, ausgegeben zu Bonn am 13. Dezember 2010. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=//%255B@attr_id=%2527bgbl110s1807.pdf%2527%255D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1817.pdf%27%5D__1477412537172, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Deutscher Bundestag (2011a): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. In: *Bundesgesetzblatt* 43 (Teil 1), S. 1704–1705. Vom 31. Juli 2011, ausgegeben zu Bonn am 05. August 2011. Online verfügbar unter <http://www.bgbl.de/>

- xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D__1479203585658, zuletzt geprüft am 15.11.2016.
- Deutscher Bundestag (2011b): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*. Vom 07. Juli 2005. Stand 28. Juli 2011. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EnWG_2011_juris_110728.pdf, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Deutscher Bundestag (2011c): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In: *Bundesgesetzblatt* 42 (Teil 1), S. 1634–1678. Vom 28. Juli 2011, ausgegeben zu Bonn am 04. August 2011. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl111s1634.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1634.pdf%27%5D__1481101930750, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- Deutscher Bundestag (2012a): Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. In: *Bundesgesetzblatt* 61 (Teil 1), S. 2730–2744. Vom 20. Dezember 2012, ausgegeben zu Bonn am 27. Dezember 2012. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//%05B@attr_id=%27bgbl112s2730.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl112s2730.pdf%27%5D__1481535250448, zuletzt geprüft am 12.12.2016.
- Deutscher Bundestag (2012b): Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zur weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. In: *Bundesgesetzblatt* 38 (Teil 1), S. 1754–1764. Vom 17. August 2012, ausgegeben zu Bonn am 23. August 2012. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl112s1754.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl112s1754.pdf%27%5D__1481105074068, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- Deutscher Bundestag (2012c): Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid. In: *Bundesgesetzblatt* 38 (Teil 1), S. 1726–1753. Vom 17. August 2012, ausgegeben zu Bonn am 23. August 2012. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl112s1754.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl112s1726.pdf%27%5D__1502196485592, zuletzt geprüft am 22.09.2016.
- Deutscher Bundestag (2014): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. In: *Bundesgesetzblatt* 33 (Teil 1), S. 1066–1132. Vom 21. Juli 2014, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2014. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D__1481210728420, zuletzt geprüft am 08.12.2016.
- Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). In: *Bundesgesetzblatt* 37 (Teil 1), S. 1786–1817. Vom 26. Juli

- 2016, ausgegeben zu Bonn am 29. Juli 2016. Online verfügbar unter http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*/%255B@attr_id=%2527bgbl116s1786.pdf%2527%255D#__bgbl__%2F%2F*%25B%40attr_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D__1480934135558, zuletzt geprüft am 05.12.2016.
- Deutscher Städtetag; Deutscher Städte- und Gemeindebund; Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2012): *Trend zur Rekommunalisierung hält an – Leitfaden Konzessionsverträge veröffentlicht*. Gemeinsame Erklärung von Städtetag, Gemeindebund und VKU vom 26. September 2012. Berlin, Köln. Online verfügbar unter <http://www.staedtetag.de/presse/mitteilungen/061892/index.html>, zuletzt geprüft am 14.09.2016.
- Deutsches Atomforum e.V. (2007): *Deutschlands ungeliebte Klimaschützer*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.kernenergie.ch/upload/cms/user/Deutschlands_Klimaschuetzer.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Deutschlandfunk (2015): *Geplante Klima-Abgabe; Angst vor Jobverlust und neuen Kosten*. Köln. Online verfügbar unter http://www.deutschlandfunk.de/geplante-klima-abgabe-angst-vor-jobverlust-und-neuen-kosten.769.de.html?dram:article_id=317974, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- Die Tageszeitung (2006): *Geschenkte CO₂-Zertifikate tangen nicht gegen die Klimaerwärmung. Der Emissionshandel ist gescheitert*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.taz.de/!447125/>, zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Die Tageszeitung (2011): *Die Geheimpapiere der Atomlobby*. Berlin. Online verfügbar unter <http://blogs.taz.de/rechercheblog/2011/10/28/atomlobby/>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Die Welt (2014): *Desertec. Nur RWE bleibt der Wüstenstrom-Idee treu*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.welt.de/wirtschaft/article133252516/Nur-RWE-bleibt-der-Wuestenstrom-Idee-treu.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- DiMaggio, Paul; Powell, Walter (1983): The iron cage revisited: Institutional isomorphism and collective rationality in organizational fields. In: *American Sociological Review* 48 (2), S. 147–160.
- Dobusch, Leonhard; Schübler, Elke (2012): Theorizing path dependence: a review of positive feedback mechanisms in technology markets, regional clusters, and organizations. In: *Industrial and Corporate Change* 22 (3), S. 617–647.
- Dolata, Ulrich (1996): *Politische Ökonomie der Gentechnik. Konzernstrategien, Forschungsprogramme, Technologieevtläufe*. Berlin: Edition Sigma.
- Dolata, Ulrich (2003): *Unternehmen Technik: Akteure, Interaktionsmuster und strukturelle Kontexte der Technikentwicklung: Ein Theorierahmen*. Berlin: Edition Sigma.
- Dolata, Ulrich (2011): *Wandel durch Technik. Eine Theorie soziotechnischer Transformation*. New York, Frankfurt am Main: Campus.
- Dütschke, Elisabeth (2011): What drives local public acceptance – comparing two cases from Germany. In: *Energy Procedia* 4, S. 6234–6240.

- E.ON AG (2000): *Geschäftsbericht 2000*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2000.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2001): *Geschäftsbericht 2001*. Fokussierung und Wachstum. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2001.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2002): *Geschäftsbericht 2002*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2002.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2003): *Geschäftsbericht 2003. on top*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2003.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2004): *Geschäftsbericht 2004*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2004.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2005): *Geschäftsbericht 2005. OneE.ON*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2005.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2006a): *E.ON baut das Kraftwerk der Zukunft*. Pressemitteilung vom 31. Oktober 2006. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2006/10/31/e-dot-on-bau-t-das-kraftwerk-der-zukunft.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- E.ON AG (2006b): *E.ON plant großen Windpark in der Nordsee*. Pressemitteilung vom 4. Dezember 2006. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2006/12/4/e-dot-on-plant-grossen-windpark-in-der-nordsee.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- E.ON AG (2006c): *Geschäftsbericht 2006. Energie zum Leben. Jederzeit*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2006.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2007a): *E.ON bei Investitionsoffensive vor Plan*. Pressemitteilung vom 13. November 2007. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2007/11/13/e-dot-on-bei-investitionsoffensive-vor-plan.html>, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- E.ON AG (2007b): *Frank Mastiaux leitet neue E.ON-Einheit für Erneuerbare Energien*. Pressemitteilung vom 31. Juli 2007. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2007/7/31/frank-mastiaux-leitet-neue-e-dot-on-einheit-fuer-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- E.ON AG (2007c): *Geschäftsbericht 2007*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/EON_Geschaeftsbericht_2007.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2007d): *Stellungnahme zu Spiegel-Beitrag*. Pressemitteilung vom 3. November 2007. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/>

- presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2007/11/3/stellungnahme-zu-spiegel-beitrag.html, zuletzt geprüft am 18.07.2016.
- E.ON AG (2008a): *E.ON nennt Einzelheiten zur Abgabe von Netz- und Kraftwerkskapazitäten*. Pressemitteilung vom 14. Mai 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/5/14/e-dot-on-nennt-einzelheiten-zur-abgabe-von-netz-und-kraftwerkskapazitaeten.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2008b): *E.ON schlägt strukturelle Maßnahmen für mehr Wettbewerb im deutschen Strommarkt vor*. Pressemitteilung vom 28. Februar 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/2/28/e-dot-on-schlaegt-strukturelle-massnahmen-fuer-mehrwettbewerb-im-deutschen-strommarkt-vor.html>, zuletzt geprüft am 09.11.2016.
- E.ON AG (2008c): *E.ON unterzeichnet Vereinbarung über Asset-Tausch mit Statkraft im Wert von fast 4,5 Mrd EUR*. Pressemitteilung vom 24. Juli 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/7/24/e-dot-on-unterzeichnet-vereinbarung-ueber-asset-tausch-mit-statkraft-im-wert-von-fast-4-5-mrd-eur.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2008d): *E.ON vereinbart Zusammenarbeit mit Abu Dhabi*. Pressemitteilung vom 16. Oktober 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/10/16/e-dot-on-vereinbart-zusammenarbeit-mit-abu-dhabi.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- E.ON AG (2008e): *E.ON will Erzeugungskapazitäten an Wettbewerber abgeben*. Pressemitteilung vom 17. Dezember 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/12/17/e-dot-on-will-erzeugungskapazitaeten-an-wettbewerber-abgeben.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2008f): *Erwerb von EnelViesgo und Endesa Assets perfekt*. Pressemitteilung vom 26. Juni 2008. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2008/6/26/e-dot-on-erwerb-von-enelviesgo-und-endesa-assets-perfekt.html>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- E.ON AG (2008g): *Geschäftsbericht Teil I/II. Unternehmensbericht 2008*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/u/Unternehmensbericht_E.ON2008_DE.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- E.ON AG (2008h): *Geschäftsbericht Teil II/II. Finanzbericht 2008*. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/investors/annual-report/EON_Finanzbericht_2008.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- E.ON AG (2009a): *Conference Call – Perform-to-Win*. Dr. Bernotat, CEO of E.ON AG. February 10th, 2009. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/content/>

- dam/eon-com/de/downloads/1/10.02.2009_Charts_Perform-to-Win.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- E.ON AG (2009b): *E.ON baut Position in Frankreich aus*. Pressemitteilung vom 1. Oktober 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/10/1/e-dot-on-baut-position-in-frankreich-aus.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009c): *E.ON führt Wertberichtigung durch – Ergebnisplus für 2008 von 7-8 Prozent – höhere Dividende*. Pressemitteilung vom 10. Februar 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/2/10/e-dot-on-fuehrt-wertberichtigung-durch-ergebnisplus-fuer-2008-von-7-8-prozent-hoehere-dividende.html>, zuletzt geprüft am 22.11.2016.
- E.ON AG (2009d): *E.ON gibt Anteile am Kraftwerk Mehrum an die Stadtwerke Hannover ab*. Pressemitteilung vom 23. Oktober 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/10/23/e-dot-on-gibt-anteile-am-kraftwerk-mehrum-an-die-stadtwerke-hannover-ab.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009e): *E.ON gibt Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von über 300 Megawatt an den österreichischen Energieversorger Verbund ab*. Pressemitteilung vom 8. Juni 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/6/8/e-dot-on-gibt-wasserkraftwerke-mit-einer-kapazitaet-von-ueber-300-megawatt-an-den-oesterreichischen-energieversorger-verbund-ab.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009f): *E.ON und GDF SUEZ einigen sich abschließend auf Tausch von Erzeugungskapazität in Europa*. Pressemitteilung vom 31. Juli 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/7/31/e-dot-on-und-gdf-suez-einigen-sich-abschliessend-auf-tausch-von-erzeugungskapazitaet-in-europa.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009g): *E.ON und Siemens nehmen Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung aus Kohlekraftwerken im Kraftwerk Staudinger in Betrieb*. Pressemitteilung vom 18. September 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/9/18/e-dot-on-und-siemens-nehmen-pilotanlage-zur-co2-abscheidung-aus-kohlekraftwerken-im-kraftwerk-staudinger-in-betrieb.html>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- E.ON AG (2009h): *E.ON verkauft Höchstspannungsnetz*. Pressemitteilung vom 10. November 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/11/10/e-dot-on-verkauft-hoehchstspannungsnetz.html>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- E.ON AG (2009i): *E.ON-Kraftwerksanteile geben an EnBW über*. Pressemitteilung vom 29. Mai 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/5/29/e-dot-on-kraftwerk-santeile-gehen-an-enbw-ueber.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.

- E.ON AG (2009j): *E.ON-Wasserkraftwerke am Inn geben an den österreichischen Energieversorger Verbund über*. Pressemitteilung vom 1. September 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/9/1/e-dot-on-wasserkraftwerke-am-inn-gehen-an-den-oesterreichischen-energieversorger-verbund-ueber.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009k): *Geschäftsbericht Teil I/II. Unternehmensbericht 2009. Die Zukunft der Energie. Weitergedacht*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/E.ON_Unternehmensbericht_2009_.pdf, zuletzt geprüft am 15.09.2016.
- E.ON AG (2009l): *Geschäftsbericht Teil II/II. Finanzbericht 2009. Die Zukunft der Energie. Weitergedacht*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/E.ON_Finanzbericht_2009_DE.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009m): *Tausch von Erzeugungskapazität zwischen E.ON und GDF SUEZ*. Pressemitteilung vom 5. November 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/11/5/tausch-von-erzeugungskapazitaet-zwischen-e-dot-on-und-gdf-suez.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2009n): *Zwölf Unternehmen planen Gründung einer DESERTEC Industrial Initiative*. Pressemitteilung vom 13. Juli 2009. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2009/7/13/zwoelf-unternehmen-planen-gruendung-einer-desertec-industrial-initiative.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- E.ON AG (2010a): *E.ON nach neun Monaten auf Kurs*. Pressemitteilung vom 10. November 2010. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2010/11/10/e-dot-on-nach-neun-monaten-auf-kurs.html>, zuletzt geprüft am 22.11.2016.
- E.ON AG (2010b): *E.ON schließt Abgabe von 5.000 Megawatt Erzeugungskapazität in Deutschland weitestgehend ab*. Pressemitteilung vom 5. Januar 2010. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2010/1/5/e-dot-on-schliesst-abgabe-von-5-dot-000-megawatt-erzeugungskapazitaet-in-deutschland-weitestgehend-ab.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2010c): *E.ON setzt EU-Verpflichtungszusage im Strombereich vollständig um*. Pressemitteilung vom 3. Mai 2010. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2010/5/3/e-dot-on-setzt-eu-verpflichtungszusage-im-strombereich-vollstaendig-um.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- E.ON AG (2010d): *E.ON-Höchstspannungsnetz geht endgültig an Tennet über*. Pressemitteilung vom 25. Februar 2010. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2010/2/25/>

- e-dot-on-hoehchstspannungsnetz-geht-endgueltig-an-tennet-ueber.html, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- E.ON AG (2010e): *Geschäftsbericht 2010*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/2/2010_E.ON_Geschaeftsbericht.pdf, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- E.ON AG (2011a): *E.ON unterbricht Leistungsbetrieb seines ältesten Kernkraftwerks Isar-1. Beitrag zur Versachlichung der Diskussion während des Moratoriums*. Pressemitteilung vom 15. März 2011. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2011/3/15/e-dot-on-unterbricht-leistungsbetrieb-seines-aeltesten-kernkraftwerks-isar-1.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- E.ON AG (2011b): *Geschäftsbericht 2011*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/E.ON_Geschaeftsbericht_2011.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- E.ON AG (2012a): *E.ON stellt Regionalgeschäft in Deutschland neu auf*. Pressemitteilung vom 4. Juni 2012. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2012/6/4/e-on-stellt-regionalgeschaeft-in-deutschland-neu-auf.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- E.ON AG (2012b): *E.ON veräußert Anteile an Windparks an dänischen Pensionsfond Pension*. Pressemitteilung vom 8. Oktober 2012. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2012/10/8/e-on-veraeussert-anteile-an-windparks-an-daenischen-pensionsfonds-pensiondanmark.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON AG (2012c): *Geschäftsbericht 2012*. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/ueber-uns/GB_2012_D_eon.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- E.ON AG (2012d): *Tarifvertrag zur Umsetzung von E.ON 2.0 vereinbart*. Pressemitteilung vom 24. Januar 2012. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2012/1/24/tarifvertragg-zur-umsetzung-von-e-dot-on-2-dot-0-vereinbart.html>, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- E.ON SE (2012): *E.ON baut Marktposition in der Türkei auf*. Pressemitteilung vom 4. Dezember 2012. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2012/12/4/eon-baut-marktposition-in-der-tuerkei-auf.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- E.ON SE (2013a): *E.ON startet neue Venture-Capital-Aktivitäten*. Pressemitteilung vom 6. Juni 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/6/6/eon-startet-neue-venture-capital-aktivitaeten.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2013b): *E.ON veräußert 80 Prozent Anteil am Offshore-Windpark Rødsand II an SEAS-NVE*. Pressemitteilung vom 13. November 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/presse>

- mitteilungen/2013/11/13/eon-veraeussert-80-prozent-anteil-am-offshore-windpark-roedsand-ii-an-seas-nve.html, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2013c): *E.ON verkauft Anteile an E.ON Mitte*. Pressemitteilung vom 17. Dezember 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/12/17/eon-verkauft-anteile-an-eon-mitte.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- E.ON SE (2013d): *E.ON verkauft Anteile an E.ON Thüringer Energie*. Pressemitteilung vom 2. Februar 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/1/2/eon-verkauft-anteile-an-eon-thueringer-energie.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- E.ON SE (2013e): *E.ON verkauft Anteile an E.ON Westfalen Weser*. Pressemitteilung vom 26. Juni 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/6/26/eon-verkauf-anteile-an-eon-westfalenweser.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- E.ON SE (2013f): *E.ON, DONG und Masdar eröffnen weltweit größten Offshore-Windpark*. Pressemitteilung vom 4. Juli 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/7/4/eon_dong_und_masdar_eroeffnen_weltweit_groessten_offshore_windpark%20.html, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2013g): *Geschäftsbericht 2013*. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/ueber-uns/publications/GB_2013_D_eon.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- E.ON SE (2013h): *Hoch effiziente Gaskraftwerke sind unverzichtbar für den Klimaschutz: Johannes Teysen über die Zukunft konventioneller Kraftwerke in einem sich abzeichnenden neuen Marktdesign*. E.ON Standpunkte 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/publikationen/standpunkte/archive-eon-points-of-view-2013/gas-fired-power-stations-indispensable-for-climate-protection.html>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- E.ON SE (2013i): *Nach abgeschlossenem Beteiligungserwerb: Strategische Partnerschaft in der Türkei zwischen E.ON und Sabanci geht an den Start*. Pressemitteilung vom 24. April 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/4/24/nach-abgeschlossenem-beteiligungserwerb-strategische-partnerschaft-in-der-tuerkei-zwischen-eon-und-sabanci-geht-an-den-start.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- E.ON SE (2014a): *E.ON verkauft Anteile an zwei Windparks in den USA mit einem Unternehmenswert von 650 Millionen US-Dollar an Enbridge Inc*. Pressemitteilung vom 28. November 2014. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/11/28/eon-sells-interest-in-650-million-value-wind-portfolio-to-enbridge-inc.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2014b): *E.ON weitet Co-Investment-Aktivitäten aus und eröffnet Büro in San Francisco*. Pressemitteilung vom 17. September 2014. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/9/17/eon-eroeffnet-buero-in-san-francisco.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.

- teilungen/2014/9/17/eon-weitet-co-investment-aktivitaeten-aus-und-eroeffnet-buero-in-san-francisco.html, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2014c): *E.ON weitet Co-Investment-Aktivitäten aus und eröffnet Büro in San Francisco*. Pressemitteilung vom 17. September 2014. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/9/17/eon-weitet-co-investment-aktivitaeten-aus-und-eroeffnet-buero-in-san-francisco.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2014d): *Geschäftsbericht 2014*. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/ueber-uns/publications/150312_EON_Geschaeftsbericht_2014_D.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- E.ON SE (2014e): *Neue Konzernstrategie: E.ON konzentriert sich auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen und spaltet die Mehrheit an einer neuen, börsennotierten Gesellschaft für konventionelle Erzeugung, globalen Energiehandel und Exploration & Produktion ab*. Pressemitteilung vom 30. November 2014. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/11/30/new-corporate-strategy-eon-to-focus-on-renewables-distribution-networks-and-customer-solutions-and-to-spin-off-the-majority-of-a-new-publicly-listed-company-specializing-in-power-generation-global-energy-trading-and-exploration-and-production.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- E.ON SE (2014f): *Zwischenbericht III/2014*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://apps.eon.com/documents/ZB_2014_Q3_D_eon.pdf, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- E.ON SE (2015a): *E.ON baut Offshore-Windpark Rampion*. Pressemitteilung vom 18. Mai 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/5/18/eon-baut-offshore-windpark-rampion%20.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2015b): *E.ON investiert in Energieeffizienz-Plattform. 9. Juni 2015*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/6/9/eon-investiert-in-energieeffizienz-plattform.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2015c): *E.ON investiert in US-amerikanisches Start-up Bidgely*. Pressemitteilung vom 3. November 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/11/3/eon-investiert-in-us-amerikanisches-start-up-bidgely.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2015d): *E.ON investiert in US-amerikanisches Start-up Greensmith*. Pressemitteilung vom 9. Dezember 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/12/9/eon-investiert-in-us-amerikanisches-start-up-greensmith.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- E.ON SE (2015e): *E.ON kommt bei Umsetzung der Strategie gut voran: Verbleib der deutschen Kernenergie bei E.ON ermöglicht Abspaltung nach Zeitplan*. Pressemitteilung 9. September 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/>

- de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/9/9/eon-kommt-bei-umsetzung-der-strategie-gut-voran-verbleib-der-deutschen-kernenergie-bei-eon-ermoeslicht-abspaltung-nach-zeitplan.html, zuletzt ge-prüft am 24.01.2017.
- E.ON SE (2015f): *Geschäftsbericht 2015*. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/ueber-uns/publications/EON_Geschaeftsbericht_2015_D.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- E.ON SE (2015g): *Keine wirtschaftliche Perspektive: Eigentümer der Gaskraftwerke Irsching 4 und 5 zeigen Stilllegung an*. Pressemitteilung vom 30. März 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/3/30/no-economic-prospects-owners-of-the-irsching-4-and-5-gas-fired-power-stations-announce-their-closure.html>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- E.ON SE (2015h): *Offshore-Windpark Amrumbank West von E.ON vollständig am Netz*. Pressemitteilung vom 22. Oktober 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/10/22/offshore-windpark-amrumbank-west-von-eon-vollstaendig-am-netz.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2015i): *Offshore-Windpark Humber Gateway von E.ON vollständig am Netz*. Pressemitteilung vom 5. Juni 2015. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/6/5/offshore-windpark-humber-gateway-von-eon-vollstaendig-am-netz.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- E.ON SE (2015j): *Pressekonferenz der E.ON SE zur Veröffentlichung des Zwischenberichts zum 1. Halbjahr 2015. Ausführungen Dr. Johannes Teysen, Michael Sen*. Es gilt das gesprochene Wort. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/Presse/EON_Q2_2015_Reden_d.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- E.ON SE (2016a): *E.ON begrüßt Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur 13. AtG-Novelle*. Pressemitteilung vom 6. Dezember 2016. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/12/6/eon-begruesst-entscheidung-des-bundesverfassungsgerichts-zur-13-AtG-novelle.html>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- E.ON SE (2016b): *E.ON trifft Investitionsentscheidung für Onshore-Wind Großprojekt in den USA*. Pressemitteilung vom 8. Dezember 2016. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2016/eon-trifft-investitionsentscheidung-fuer-onshore-grossprojekt-in-usa.html>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- E.ON SE (2016c): *E.ON verstärkt Digitalkompetenz*. Pressemitteilung vom 11. Juli 2016. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2016/eon-verstaerkt-digitalkompetenz.html>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- E.ON SE (2016d): *Fundamente für Offshore Windpark Rampion installiert*. Pressemitteilung vom 11. November 2016. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2016/eon-fundamente-fuer-offshore-windpark-rampion-installiert.html>, zuletzt geprüft am 11.11.2016.

- www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2016/fundamentefuer-offshore-windpark-rampion-installiert.html, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- E.ON SE (2016e): *Geschäftsbericht 2016*. Essen. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/investors/annual-report/EON_Geschaeftsbericht_2016.pdf, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- E.ON SE (2016f): *Operative Trennung der E.ON-Geschäftsbereiche zum 1. Januar 2016 vollzogen: Uniper planmäßig an Neujahr gestartet*. Pressemitteilung vom 4. Januar 2016. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/1/4/operative-trennung-der-eon-geschaefts-bereiche-zum-1-januar-2016-vollzogen-uniper-planmaessig-an-neuja-hr-gestartet.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- E.ON SE (2017a): *Baustart für Offshore-Windprojekt Arkona in der Ostsee*. Pressemitteilung vom 24. August 2017. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2017/baustart-fuer-offshore-windprojekt-arkona-in-der-ostsee.html>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- E.ON SE (2017b): *E.ON und Google starten Partnerschaft zum Ausbau der Solarenergie*. Pressemitteilung vom 3. Mai 2017. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2017/2017-05-03-eon-and-google-are-launching-partnership-to-expand-s.html>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- E.ON SE (2017c): *Kernbrennstoffsteuer nach Urteil des Bundesverfassungsgerichts verfassungswidrig*. Pressemitteilung vom 7. Juni 2017. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2017/2017-06-07-ad-hoc-meldung-veroeffentlichung-einer-insiderinformation-gemaess-artikel-17-abs-1-mar.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2017.
- E.ON SE; RWE AG (2018): *E.ON und RWE: Zwei europäische Energieunternehmen fokussieren ihre Aktivitäten*. Gemeinsame Pressemitteilung vom 12. März 2018. Essen. Online verfügbar unter <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2018/eon-und-rwe-zwei-europaeische-energieunternehmen-fokussieren-ihre-aktivitaeten.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2018.
- Eikmeier, Bernd; Gabriel, Jürgen (2005): *Quantitative Entwicklung der Erzeugungs- und Absatzstruktur in der deutschen Stromwirtschaft von 1998 bis heute*. Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG, Mannheim. Bremen.
- Eising, Rainer (2000): *Liberalisierung und Europäisierung. Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland*. Opladen: Leske + Budrich.
- EnBW AG (1998): *Geschäftsbericht 1998*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-1998.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- EnBW AG (2000): *EnBW Geschäftsbericht 2000*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2000.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.

- EnBW AG (2002a): *Der EnBW Vorstandsvorsitzende Gerbard Goll zur heutigen Meldung der Berliner Zeitung*. Pressemitteilung vom 4. März 2002. Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://www.presseportal.de/pm/12866/329082>, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- EnBW AG (2002b): *Geschäftsbericht 2002. Kunden*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2002.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- EnBW AG (2003): *Umweltminister Jürgen Trittin besichtigt auf Einladung von EnBW-Chef Utz Claassen Wasserkraftwerke am Hochrhein*. Pressemitteilung vom 1. Dezember 2003. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9250.html, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- EnBW AG (2004a): *EnBW fordert Chancengleichheit und Fairness beim Emissionshandel*. Pressemitteilung vom 20. Februar 2004. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9273.html, zuletzt geprüft am 25.07.2016.
- EnBW AG (2004b): *EnBW verkauft ihren 20%-Anteil an Würth Solar*. Pressemitteilung vom 05. April 2004. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9295.html, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- EnBW AG (2004c): *Für Wettbewerb im Strommarkt. Fragen und Antworten zur Regulierungsdebatte und zum Regulierungsmodell der EnBW*. Presseinformation vom 9. September 2004. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKewjq66DXoeTNAhWGVROKHbrWAKQQFgggMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.presseportal.de%2Fshowbin.htm%3Fid%3D32186%26type%3Ddocument%26action%3Ddownload%26attname%3Dhintergrund.pdf&usq=AFQjCNGvfn27ymWxH45DwFrhCDtagAVPxxg&cad=rja>, zuletzt geprüft am 08.07.2016.
- EnBW AG (2004d): *Geschäftsbericht 2004. Energie ist unsere Stärke*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2004.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- EnBW AG (2005a): *Geschäftsbericht 2005. Mit Energie zum Erfolg*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2005.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- EnBW AG (2005b): *Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG und die Erneuerbaren Energien – Positionspapier*. Pressemitteilung vom 9. November 2005. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9542.html, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- EnBW AG (2006): *Geschäftsbericht 2006. Mit Energie Werte schaffen. Finanzbericht*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/download>

- center-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2006-finanzbericht.pdf, zuletzt geprüft am 24.10.2016.
- EnBW AG (2007): *Geschäftsbericht 2007. Mit Energie Zukunft gestalten*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2007.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- EnBW AG (2008a): *EnBW erhält Zuschlag zum Erwerb von 26% an der EWE AG*. Pressemitteilung vom 10. Juli 2008. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9986.html, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EnBW AG (2008b): *EnBW erwirbt vier Offshore-Windkraftprojekte*. Pressemitteilung vom 13. Mai 2008. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_9960.html, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- EnBW AG (2008c): *Geschäftsbericht 2008. Energie ist Verantwortung*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2008.pdf>, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- EnBW AG (2009a): *EnBW will 47,89 Prozent an der VNG erwerben*. Pressemitteilung vom 13. Mai 2009. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10151.html, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EnBW AG (2009b): *EWE und EnBW besiegeln strategische Partnerschaft*. Pressemitteilung vom 21. Juli 2009. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10181.html, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EnBW AG (2009c): *Geschäftsbericht 2009. Mit Energie gemeinsam wachsen*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2009.pdf>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- EnBW AG (2010a): *EnBW Kraftwerke AG baut zweite Testanlage zur Abscheidung von CO₂*. Pressemitteilung vom 26. Juli 2010. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10345.html, zuletzt geprüft am 23.09.2016.
- EnBW AG (2010b): *Geschäftsbericht 2010. Energie ist Vielfalt*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2010.pdf>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EnBW AG (2011a): *EnBW: Wir fahren unser Kernkraftwerk GKN 1 ab. Konsequenz aus den Ereignissen in Japan*. Pressemitteilung vom 15. März 2011. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10565.html, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- EnBW AG (2011b): *Geschäftsbericht 2011. Die Energiende aktiv mitgestalten*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-kon>

- zern/geschaeftsberichte/enbw-geschaeftsbericht-2011.pdf, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- EnBW AG (2011c): *Kernenergieausstieg und schwierige energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen prägen Halbjahresergebnis der EnBW*. Pressemitteilung vom 29. Juli 2011. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10513.html, zuletzt geprüft am 23.11.2016.
- EnBW AG (2012a): *Bericht 2012. Werte schaffen – gemeinsam und nachhaltig. Kurzfassung*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-bericht-2012-kurzfassung.pdf>, zuletzt geprüft am 10.01.2017.
- EnBW AG (2012b): »Energie und die EnBW neu denken«. *Stabwechsel bei der EnBW: Dr. Frank Mastiaux ist neuer Vorstandsvorsitzender der EnBW*. Pressemitteilung vom 1. Oktober 2012. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10717.html, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- EnBW AG (2012c): *Finanzbericht 2012*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/'enbw-finanzenbericht-2012-lagebericht-und-anhang.pdf>, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- EnBW AG (2013a): *Bericht 2013. Energiewende. Sicher. Machen. Kurzfassung*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/investoren/docs/news-und-publikationen/kombinierter-bericht-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- EnBW AG (2013b): *EnBW startet strategische Neuansichtung. Energiewende. Sicher. Machen*. Pressemitteilung vom 17. Juni 2013. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- EnBW AG (2013c): *Jahresabschluss des EnBW-Konzerns 2013*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/investoren/docs/news-und-publikationen/jahresabschluss-enbw-konzern-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2016.
- EnBW AG (2013d): *EnBW plant Außerbetriebnahme von vier konventionellen Kraftwerksblöcken*. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_38272.html, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- EnBW AG (2014a): *Bericht 2014. Energiewende. Sicher. Machen*. Fassung ohne Anhang. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-bericht-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- EnBW AG (2014b): *Borusan EnBW Enerji nimmt weitere acht Windkraftanlagen in Betrieb*. Pressemitteilung vom 16. Dezember 2014. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_87681.html, zuletzt geprüft am 11.01.2017.

- EnBW AG (2014c): *EnBW legt zur Wahrung ihrer Rechtsposition Beschwerde gegen den Bescheid der Bundesnetzagentur zu den Kraftwerksstandorten Walheim und Marbach ein*. Pressemitteilung vom 20. Januar 2014. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_51008.html, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- EnBW AG (2014d): *EnBW macht Schadensersatzansprüche aus dem Moratorium 2011 gegenüber Bund und Land geltend*. Pressemitteilung vom 22. Dezember 2014. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_88001.html, zuletzt geprüft am 21.11.2016.
- EnBW AG (2014e): *EnBW-Studie: Kapazitätsmechanismen im Strommarkt müssen europäisch koordiniert sein – nationale Alleingänge kosten den Verbraucher Milliarden*. Pressemitteilung vom 7. Juli 2014. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_71489.html, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- EnBW AG (2014f): *Frank Mastiaux. Rede Hauptversammlung der EnBW 2014*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/investoren/docs/archiv-hv/hauptversammlung-2014/archiv-hv-20140429-de-03-von-05.zip>, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- EnBW AG (2014g): *Jahresabschluss des EnBW-Konzerns 2014*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/jahresabschluss-des-enbw-konzerns-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2016.
- EnBW AG (2015a): *Dritte Windparkeröffnung in vier Wochen: Borusan EnBW Enerji Türkei nimmt weiteren Onshore-Windpark in Betrieb*. Pressemitteilung vom 19. Juni 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_107840.html, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- EnBW AG (2015b): *EnBW Baltic 2 geht offiziell in Betrieb*. Pressemitteilung vom 21. September 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_114433.html, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- EnBW AG (2015c): *EnBW erhält Zuschlag für vier Solarparks in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz*. Pressemitteilung vom 15. Dezember 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_120772.html, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- EnBW AG (2015d): *EnBW steigt bei Hamburger Energie-Startup DZ4 ein*. Pressemitteilung vom 8. Juli 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_108864.html, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- EnBW AG (2015e): *EnBW und PROKON kommen nicht zusammen*. Pressemitteilung vom 2. Juli 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/>

- unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_108608.html, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- EnBW AG (2015f): *EnBW will Windkraft-Pionier PROKON erwerben*. Pressemitteilung vom 13. Mai 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_104836.html, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- EnBW AG (2015g): *Gemeinsame Pressemitteilung: EWE und EnBW vereinbaren Neuordnung ihrer Beteiligungsverhältnisse*. Pressemitteilung vom 16. Oktober 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_116160.html, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EnBW AG (2015h): *Integrierter Bericht 2015. Kurzfassung*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-bericht-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- EnBW AG (2015i): *Jahresabschluss des EnBW-Konzerns 2015*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/jahresabschluss-des-enbw-konzerns-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2016.
- EnBW AG (2015j): *Mehr als die Summe seiner Teile: Erfolgsmodell »Kommunale Partnerschaft«*. EnBW besiegelt 100. Beteiligung an einem kommunalen Versorgungsunternehmen. Pressemitteilung vom 16. Dezember 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_121024.html, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- EnBW AG (2015k): *PROKON-Angebot: EnBW schließt mit Veranstaltung in Stuttgart bundesweite Informationsreihe ab*. Pressemitteilung vom 26. Juni 2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_108224.html, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- EnBW AG (2015l): *Werkstattblick: Energiewende bei der EnBW. Der Film zur Hauptversammlung 2015*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.youtube.com/watch?v=ab3zDIOfd8>, zuletzt geprüft am 25.07.2017.
- EnBW AG (2016a): *EnBW treibt Zusammenarbeit mit innovativen Start-ups voran*. Pressemitteilung vom 25. April 2016. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_131520.html, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- EnBW AG (2016b): *Integrierter Geschäftsbericht 2016*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-integrierter-geschaeftsbericht-2016.pdf>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- EnBW AG (2017a): *Das Bundesverfassungsgericht hat heute das Kernbrennstoffsteuergesetz als mit dem Grundgesetz unvereinbar und nichtig erklärt*. Pressemitteilung vom 7. Juni 2017. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_161409.html, zuletzt geprüft am 23.09.2017.

- EnBW AG (2017b): *EnBW erhält in erster deutscher Offshore-Windauktion Zuschlag für 900 Megawatt starken Offshore-Windpark »He Dreih«*. Pressemitteilung vom 13. April 2017. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_157185.html, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- EnBW AG (2017c): *EnBW erhält Zuschlag für drei weitere Solarparks*. Pressemitteilung vom 10. Februar 2017. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_152513.html, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- EnBW AG (2017d): *Geschichte der EnBW*. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/ueber-uns/geschichte-der-enbw/>, zuletzt geprüft am 30.08.2017.
- Endesa SA (2007): *07 Annual Report. Activities Report*. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/Annual%20Reporting%2007.pdf>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- EnergieNetz Hamburg eG (2013): *Gründung der EnergieNetz Hamburg im Hamburger Rathaus*. Pressemitteilung vom 14. April 2013. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.energienetz-hamburg.de/uncategorized/test/>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- energypost.eu (2013): *Exclusive: RWE sheds old business model, embraces transition*. Amsterdam. Online verfügbar unter <http://energypost.eu/exclusive-rwe-sheds-old-business-model-embraces-energy-transition/>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Essent NV (2009): *Well prepared for the future. Annual Report 2008*. Arnhem. Online verfügbar unter https://www.essent.eu/content/Images/60071_essent08_jaar_verslag.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- Europäische Kommission (2000): *Kommission genehmigt die Fusion von VEBA und VLAG unter weitreichenden Auflagen*. Pressemitteilung vom 13. Juni 2000. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-00-613_de.htm, zuletzt geprüft am 21.04.2016.
- Europäische Kommission (2001): *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*. Commission Staff Working Paper. Brüssel. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2001_report_benchmarking.pdf, zuletzt geprüft am 08.07.2016.
- Europäische Kommission (2003): *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Commission Staff Working Paper*. Brüssel. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2002_report_benchmarking.pdf, zuletzt geprüft am 07.07.2016.
- Europäische Kommission (2006): *Fusionen: Kommission eröffnet Vertragsverletzungsverfahren gegenüber Spanien wegen Nichtaufhebung der von CNE gestellten unrechtmäßigen Bedingungen für die Übernahme von Endesa durch E.ON*. Pressemitteilung vom 18.

- Oktober 2006. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-06-1426_de.htm, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Europäische Kommission (2007): *Antitrust: Commission initiates proceedings against RWE Group concerning suspected foreclosure of German gas supply markets*. MEMO/07/186 vom 11. Mai 2007. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-07-186_en.htm?locale=en, zuletzt geprüft am 20.10.2016.
- Europäische Kommission (2008a): *Antitrust: Commission welcomes RWE proposals for structural remedies to increase competition in German gas market*. MEMO/08/355 vom 31. Mai 2008. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-08-355_en.htm, zuletzt geprüft am 20.10.2016.
- Europäische Kommission (2008b): *Kartellrecht: Kommission öffnet deutschen Strommarkt für den Wettbewerb*. IP/08/177 vom 26. November 2008. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-08-1774_de.htm, zuletzt geprüft am 18.07.2016.
- Europäische Kommission (2008c): *Kartellrecht: Kommission verhängt Geldbuße in Höhe von 38 Mio EUR gegen E.ON wegen Siegelbruchs*. Pressemitteilung vom 30. Januar 2008. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-08-108_de.htm, zuletzt geprüft am 20.07.2016.
- Europäische Kommission (2009a): *Antitrust: Commission opens German gas market to competition by accepting commitments from RWE to divest transmission network*. IP/09/410 vom 18. März 2009. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-410_en.htm, zuletzt geprüft am 20.10.2016.
- Europäische Kommission (2009b): *Kartellrecht: Kommission verhängt je € 553 Millionen Geldbußen gegen E.ON und GDF Suez für Aufteilung von Gasmärkten in Frankreich und Deutschland*. IP/09/1099 vom 8. Juli 2009. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-1099_de.htm, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- Europäische Kommission (2013a): *On the Future of Carbon Capture and Storage in Europe*. Brüssel. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/low_carbon/ccs/docs/com_2013_180_en.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2016.
- Europäische Kommission (2013b): *Staatliche Beihilfen: Kommission eröffnet eingehende Prüfung der Förderung stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von EEG-Umlage*. Pressemitteilung vom 18. Dezember 2013. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1283_de.htm, zuletzt geprüft am 08.12.2016.
- Europäische Kommission (2014a): *Staatliche Beihilfen: EU-Kommission genehmigt Gesetz über erneuerbare Energien*. Pressemitteilung vom 23. Juli 2014. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-867_de.htm, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Europäische Kommission (2014b): *Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt deutsche Beihilferegelung für erneuerbare Energien (EEG 2012) und ordnet Teilrückforderung an*. Pressemitteilung vom 25. November 2014. Brüssel. Online verfügbar unter

- http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-2122_de.htm, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Europäischer Gerichtshof (2007): »*Nichtigkeitsklage – Richtlinie 2003/87/EG – System für den Handel mit Zertifikaten für Treibhausgasemissionen – Nationaler Zuteilungsplan Deutschlands für Emissionszertifikate – Staatliche Beihilfen – Rechtsschutzinteresse – Unzulässigkeit*«. Beschluss des Gerichts (Dritte Kammer) in der Rechtssache T-387/04 vom 30. April 2007. Online verfügbar unter <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=62520&pageIndex=0&doclang=DE&mode=req&dir=&occ=first&part=1>, zuletzt geprüft am 25.07.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (1997): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. In: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften* 27/20, vom 19. Dezember 1996. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=DE>, zuletzt geprüft am 11.04.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2003a): Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 176/37, vom 26. Juni 2003. Online verfügbar unter <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/24822cee-c6f3-4ba6-bd70-dc62827c7186>, zuletzt geprüft am 07.07.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2003b): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 275/32, vom 13. Oktober 2003. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF>, zuletzt geprüft am 21.07.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2009a): Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlamentes und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 211/55, vom 13. Juli 2009. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2009b): Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 211/94, vom 13. Juli 2009. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:de:PDF>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2009c): Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer

- Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 211/1, vom 13. Juli 2009. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2009d): Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 211/15, vom 13. Juli 2009. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2009e): Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 211/36, vom 13. Juli 2009. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- European Energy Exchange (2007): *Weitere Schritte zu mehr Transparenz bei Kraftwerksdaten*. Pressemitteilung vom 31. Januar 2007. Leipzig. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/weitere-schritte-zu-mehr-transparenz-bei-kraftwerksdaten/37876>, zuletzt geprüft am 20.07.2016.
- EWE AG (2009): *Geschäftsbericht 2009. Unser Weg zur Energieversorgung der Zukunft*. Oldenburg. Online verfügbar unter <https://www.ewe.com/de/investor-relations/publikationen/geschaeftsberichte>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- EWI (2015): *Mitglieder der Förderergesellschaft des EWI*. Stand April 2015. Köln. Online verfügbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/EWI_Community/Foerderergesellschaft/Liste_Foerderergesellschaften.pdf, zuletzt geprüft am 13.09.2016.
- Fettke, Ulrike; Fuchs, Gerhard (2017): Incumbent-Challenger-Interaktionen und die Veränderungen im Markt für Stromerzeugung und -verteilung in Deutschland. In: Sebastian Giacovelli (Hg.): *Die Energiewende aus wirtschaftssoziologischer Sicht. Theoretische Konzepte und empirische Zugänge*. Wiesbaden: Springer VS, S. 15–44.
- Figgenger, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus et al. (2017): *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2017*. Aachen. Online verfügbar unter http://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/07/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- Financial Times (2010): *Vattenfall's new head faces green challenge. Utility's chief to reduce carbon footprint*. London. Online verfügbar unter <https://www.ft.com/content/811bba58-4723-11df-b253-00144feab49a>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.

- FinanzNachrichten.de (2013): *Korrektur. RWE-Manager fordert schnelle Änderungen an Energiegesetz*. Zürich. Online verfügbar unter <http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2013-01/25664662-korrektur-rwe-manager-fordert-schnelle-aenderungen-an-energiegesetz-015.htm>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Fischer, Wolfgang (2012): No CCS in Germany Despite the CCS Act? In: Wilhelm Kuckshinrichs und Jürgen-F. Hake (Hg.): *Carbon Capture, Storage and Use. Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives*. Heidelberg: Springer, S. 255–286.
- Flick, Uwe (2010): *Qualitative Sozialforschung. Eine Einführung*. Reinbeck: Rowohlt.
- Fligstein, Neil (1996): Markets as Politics. In: *American Sociological Review* 61 (4), S. 656–673.
- Fligstein, Neil (2001): Social Skill and the Theory of Fields. In: *Sociological Theory* 19 (2), S. 105–125.
- Fligstein, Neil; McAdam, Doug (2011): Towards a General Theory of Strategic Action Fields. In: *Sociological Theory* 29 (1), S. 1–26.
- Fligstein, Neil; McAdam, Doug (2012): *A Theory of Fields*. Oxford: Oxford University Press.
- Focus Magazin (2000): *Strom I. Die Spannung steigt. Ausgabe 35*. Online verfügbar unter http://www.focus.de/finanzen/news/strom-i-die-spannung-steigt_aid_186394.html, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Focus Online (2011): *Aus für Hans-Peter Villis. Chef des Energiekonzerns EnBW muss gehen*. München. Online verfügbar unter http://www.focus.de/finanzen/news/unternehmen/aus-fuer-hans-peter-villis-chef-des-energiekonzerns-enbw-muss-gehen_aid_691371.html, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Forewind Ltd. (2016): *About Forewind. Reading*. Online verfügbar unter <http://www.forewind.co.uk/about-forewind/forewind-overview.html>, zuletzt geprüft am 26.08.2016.
- Fraktionen der CDU/CSU und FDP (2010): *Entwurf eines Kernbrennstoffsteuergesetzes (KernbrStG)*. Drucksache 17/3054 vom 28. September 2010. Online verfügbar unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/030/1703054.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2005): *Industrie hält die Strombörse für einen manipulierten Markt*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/energie-industrie-haelt-die-stromboerse-fuer-einen-manipulierten-markt-1253701.html>, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2010): *»Atomkraft« oder »Kernkraft«? Der Kampf um die Wörter*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/rhein-main/wirtschaft/atomkraft-oder-kernkraft-der-kampf-um-die-woerter-1970642.html>, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2011a): *Einigung der Ministerien. Sechs-Punkte-Programm für Energiewende*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/einigung-der-ministerien-sechs-punkte-programm-fuer-energiewende-1623178.html>, zuletzt geprüft am 31.01.2017.

- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2011b): *Interview. »Vollständiger Atomausstieg bis 2020«*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/interview-vollstaendiger-atomausstieg-bis-2020-1626057.html>, zuletzt geprüft am 16.05.2017.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2013a): *»ENBW braucht einen Kulturwandel«*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energieversorger-enbw-braucht-einen-kulturwandel-12059169.html>, zuletzt geprüft am 13.01.2017.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2013b): *Energieriesen Eon und RWE. Dinosaurier am Abgrund*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energieriesen-eon-und-rwe-dinosaurier-am-abgrund-12632789.html>, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- Frankfurter Rundschau (2015): *Zoff um Kohle-Abgabe*. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.fr-online.de/energie/kohle-abgabe-zoff-um-kohle-abgabe,1473634,30522016.html>, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- Frontier Economics Ltd (2010): *Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt*. Eine Studie für E.ON. London. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon-com/download/dwn-news/9949_431/RPT_Frontier_EON-Konzentrationsanalyse_Final_20102010_stc.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- Fürsch, Michaela; Golling, Christiane; Nicolosi, Marco; Wissen, Ralf; Lindenberger, Dietmar (2010): *European RES-E policy analysis. A model based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market*. Köln. Online verfügbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-04-26_RES-E-Studie_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 13.09.2016.
- Gamson, William A. (1975): *The Strategy of Social Protest*. Homewood, IL: Dorsey Press.
- Gawel, Erik; Korte, Klaas; Lehmann, Paul; Strunz, Sebastian (2012): Die deutsche Energiewende – ein Skandalon? Falscher Alarm! Durch die Energiewende drohen weder Planwirtschaft noch »Kosten-Tsunami«. In: *GALIA - Ecological Perspectives for Science and Society* 21 (4), S. 278–283.
- Gawel, Erik; Korte, Klaas; Tews, Kerstin (2015): Distributional Challenges of Sustainability Policies. The Case of the German Energy Transition. In: *Sustainability* 7, S. 16599–16615.
- Gawel, Erik; Korte, Klaas; Tews, Kerstin (2016): Thesen zur Sozialverträglichkeit der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG – eine kritische Analyse. In: *Sozialer Fortschritt* 65 (3), S. 51–60.
- Geels, Frank W. (2014): Reconceptualising the co-evolution of firms-in-industries and their environments: Developing an inter-disciplinary Triple Embeddedness Framework. In: *Research Policy* 43 (2), S. 261–277.
- Geels, Frank W.; Kern, Florian; Fuchs, Gerhard; Hinderer, Nele; Kungl, Gregor; Mylan, Josephine; Neukirch, Mario; Wassermann, Sandra (2016): The enactment

- of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990–2014). In: *Research Policy* 45, S. 896–913.
- Gericht der Europäischen Union (2016): *Urteil in der Rechtssache T-47/15. Deutschland/Kommission. Das Gericht bestätigt, dass das deutsche Gesetz von 2012 über erneuerbare Energien (EEG 2012) staatliche Beihilfen umfasste*. Pressemitteilung Nr. 49/16 vom 10. Mai 2016. Online verfügbar unter <http://curia.europa.eu/jcms/upload/docs/application/pdf/2016-05/cp160049de.pdf>, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Gerring, John (2004): What Is a Case Study and What Is It Good for? In: *American Political Science Review* 98 (2), S. 341–354.
- Gerring, John (2007): *Case Study Research. Principles and Practices*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Giacovelli, Sebastian (2014): *Die Strombörse. Über Form und latente Funktionen des börslichen Stromhandels aus marktsoziologischer Sicht*. Marburg: Metropolis.
- Gläser, Jochen; Laudel, Grit (2009): *Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse. 3., überarbeitete Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Großmann, Jürgen (2009): *CCS: ein Muss für den Klimaschutz – eine Chance für Deutschland?* Rede auf dem IZ-Klima CCS-Kongress in Berlin, am 23. Januar 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4002925>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Growitsch, Christian; Müller, Christine; Pavel, Ferdinand; Plum, Alexander; Süße, Marvin; Wissner, Matthias (2010): *Anforderungen an die »Unternehmenslandschaft« zur volkswirtschaftlich bestmöglichen Bewältigung der derzeitigen und zukünftigen Aufgaben im Strom- und Gasmarkt – Brauchen wir eine Re-Kommunalisierung der Energiewirtschaft?* Studie für die RWE AG. WIK-Consult; DIW econ GmbH. Bad Honnef. Online verfügbar unter <http://docplayer.org/16999775-Wik-consult-bericht-studie-fuer-die-rwe-ag.html>, zuletzt geprüft am 15.09.2016.
- Haas, Hans-Dieter; Scharrer, Jochen (2017): Die deutsche Energiewirtschaft. In: *Nationalatlas Archiv. Band 1. Bevölkerung und Staat*. Hg. v. Leibnitz-Institut für Länderkunde. Leipzig. Online verfügbar unter http://archiv.nationalatlas.de/wp-content/art_pdf/Band1_118-121_archiv.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- Hammersley, Martyn; Gomm, Roger (2000): Introduction. In: Roger Gomm, Martyn Hammersley und Peter Foster (Hg.): *Case Study Method. Key Issues, Key Texts*. London, Thousand Oaks, New Dehli, Singapore: Sage Publications, S. 1–17.
- Handelsblatt (1999): *RWE*, 16.07.1999 (135), S. i06. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2000): *Ostdeutscher Versorger bleibt selbstständig. Kartellamt lehnt EnBW-Beteiligung bei Veag ab*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/archiv/ostdeutscher-versorger-bleibt-selbststaendig-kartellamt-lehnt-enbw-beteiligung-bei-veag-ab/2008722.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Handelsblatt (2001a): *Der Bevag-Streit*, 30.04.2001 (83), S.13. Düsseldorf.

- Handelsblatt (2001b): *Vattenfall und Mirant vereinbaren Stufenplan zur Gründung der »vierten Kraft«*. Bis Mitte 2003 soll um Bewag und HEW ein neuer deutscher Stromkonzern entstehen, 30.04.2001 (83), S. 13. Düsseldorf
- Handelsblatt (2002): *EnBW konzentriert sich auf Energie*, 06.03.2002 (46), S. 14. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2004a): *Emissionen: Vattenfall zu Klage bereit*, 23.01.2004 (16), S. 4. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2004b): *Schreiben an Minister und Abgeordnete. EnBW greift RWE wegen Emissionsrechten an*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/schreiben-an-minister-und-abgeordnete-enb-w-greift-rwe-wegen-emissionsrechten-an/2330768.html>, zuletzt geprüft am 25.07.2016.
- Handelsblatt (2004c): *EnBW fordert mehr Wettbewerb unter den Stromnetzbetreibern*, 10.09.2004 (176), S. 12. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2005a): *Vattenfall will kräftig investieren*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/weitere-kraftwerksprojekte-vattenfall-will-kräftig-investieren/2519430.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Handelsblatt (2005b): *EON. Teure Gelegenheit*, 08.11.2005 (216), S. 11. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2006a): *Eon-Chef schließt Akw-Neubauten aus*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/kernernergie-eon-chef-schliesst-akw-neubauten-aus/2600604.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Handelsblatt (2006b): *Eon bringt Konkurrenz in Zugzwang*, 24.02.2006 (40), S. 12. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2006c): *Vattenfall-Chef mahnt zur Eile beim Klimaschutz*, 04.12.2006 (234), S. 5. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2006d): *Kartellamt mahnt RWE ab. Gegen den Strom*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/kartellamt-mahnt-rwe-ab-gegen-den-strom/2748502.html>, zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Handelsblatt (2008a): *Ein Bärendienst für die Branche*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-ein-baerendi-enst-fuer-die-branche/2928198.html>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- Handelsblatt (2008b): *Eon und RWE treibt der Wind ins Ausland*. Handelsblatt, 18.08.2008 (159), S. 12. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/offshore-windparks-eon-und-rwe-treibt-der-wind-ins-ausland-seite-2/3006222-2.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- Handelsblatt (2008c): *Stromriesen stellen sich in den Wind*, 29.08.2008 (168), S. 8. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2008d): *Großmann ohne Glück*, 29.09.2008 (189), S. 10–15. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2008e): *RWE will 80 Milliarden Euro investieren*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie>

- konzern-rwe-will-80-milliarden-euro-investieren/3073996.html, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- Handelsblatt (2009a): *Kernkraft, ja bitte*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atopolitik-kernkraft-ja-bitte/3081110.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Handelsblatt (2009b): *EnBW. Auf die ruhige Tour*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/enbw-auf-die-ruhige-tour/3108894.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2009c): *EnBW will Millionen einsparen*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/versorger-enbw-will-millionen-einsparen/3149224.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Handelsblatt (2009d): *Stockholm setzt Vattenfall unter Druck*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie-konzern-stockholm-setzt-vattenfall-unter-druck/3196038.html>, zuletzt geprüft am 08.08.2017.
- Handelsblatt (2009e): *Krümml-Pannen. Vattenfall-Chef Josefsson in Erklärungsnot*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/management/kruemmel-pannen-vattenfall-chef-josefsson-in-erklarungs-not/3215536.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Handelsblatt (2009f): *Keine Abspaltung. RWE und EnBW halten an Netz fest*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/keine-abspaltung-rwe-und-enbw-halten-an-netz-fest/3290042.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010a): *EnBW-Chef. »Längere Laufzeiten müssen sich rechnen«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/enbw-chef-laengere-laufzeiten-muessen-sich-rechnen/3419382.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Handelsblatt (2010b): *Versorger entsetzt über Atomsteuer*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/kraftwerksbetreiber-versorger-entsetzt-ueber-atomsteuer/3456548.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010c): *Streit um Atomsteuer. RWE droht mit weniger Investitionen*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/streit-um-atomsteuer-rwe-droht-mit-weniger-investitionen/3460302.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010d): *Inside Kernenergie. Eine Branche in der Defensive*, 15.06.2010 (112), S. 10. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2010e): *EnBW bietet neue Ökostrom-Marke an*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie/ese-enbw-bietet-eue-oekostrom-marke-an/3503310.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010f): *Atomdebatte. EnBW-Chef droht mit Abschaltung von Meilern*. Düsseldorf. Online verfügbar unter [© Campus Verlag GmbH](http://www.handelsblatt.com/unter</p></div><div data-bbox=)

- nehmen/industrie/atomdebatte-enbw-chef-droht-mit-abschaltung-von-meilern/3523562.html, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010g): *Exklusiv-Studie. Atomkonzerne profitieren nur auf lange Sicht*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/exklusiv-studie-atomkonzerne-profitieren-nur-auf-lange-sicht/3535440.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Handelsblatt (2010h): *Verkauf von Kohlekraftwerken. Vattenfall will Berlin entmachten*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/verkauf-von-kohlekraftwerken-vattenfall-will-berlin-entmachten/3543370.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Handelsblatt (2010i): *Vattenfall eröffnet größten Windpark der Welt vor England*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/technik/energieumwelt/thanet-vattenfall-eroeffnet-groessten-windpark-der-welt-vor-england/3546086.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- Handelsblatt (2010j): *Mehr erneuerbare Energien. Vattenfalls grüne Zukunft*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/mehr-erneuerbare-energien-vattenfalls-gruene-zukunft/3547468.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Handelsblatt (2011a): *EnBW macht mehr Gewinn – und investiert weniger*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energieversorger-enbw-macht-mehr-gewinn-und-investiert-weniger/3825978.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Handelsblatt (2011b): *RWE steht vor drei mageren Jahren*, 25.02.2011 (40), S. 28. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2011c): *Kretschmann und Kommunen wollen EnBW umbauen*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-wende-kretschmann-und-kommunen-wollen-enbw-umbauen-seite-2/4010806-2.html>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Handelsblatt (2011d): *Energiewirtschaft. EnBW verzichtet auf Klage gegen Atom-Moratorium*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie-wirtschaft-enbw-verzichtet-auf-klage-gegen-atom-moratorium/4059016.html>, zuletzt geprüft am 21.11.2016.
- Handelsblatt (2011e): *RWE-Chef Großmann. »Wir sind keine Kreuzritter der Kernenergie«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/rwe-chef-grossmann-wir-sind-keine-kreuzritter-der-kernenergie-/4061570.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- Handelsblatt (2011f): *Eon-Chef Johannes Teysen. »Ein Atomausstieg bis 2020 ist unrealistisch«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-chef-johannes-teysen-ein-atomausstieg-bis-2020-ist-unrealistisch/4136126.html>, zuletzt geprüft am 22.11.2016.
- Handelsblatt (2011g): *Atomausstieg. Großmann keilt weiter gegen Merkel*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/>

- atomausstieg-grossmann-keilt-weiter-gegen-merkel/4272026.html, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- Handelsblatt (2011h): *Kommunen fordern von RWE aktive Rolle bei Energiewende*, 08.07.2011 (130), S. 19.
- Handelsblatt (2011i): *RWE muss grün werden – aber wie?*, 14.07.2011 (134), S. 20. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2011j): *Atomausstieg. Ein Geheimplan für die AKW-Betreiber*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atomausstieg-ein-geheimplan-fuer-die-akw-betreiber/4691050.html>, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- Handelsblatt (2012a): *Die Energiewende ist Privatsache*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/strommarkt-die-energiewende-ist-privatsache/6012246.html>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- Handelsblatt (2012b): *Terium richtet RWE neu aus*, 06.02.2012 (26), S. 4. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2012c): *RWE stoppt Windkraft-Großprojekt*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/neue-energiequellen-rwe-stoppt-windkraft-grossprojekt/6917606.html>, zuletzt geprüft am 26.08.2016.
- Handelsblatt (2012d): *Energiewende. Vattenfall warnt vor Kostenexplosion*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energiewende-vattenfall-warnt-vor-kostenexplosion/7543676.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Handelsblatt (2013a): *Energietagung. Eon-Chef warnt vor wachsender Black-Out-Gefahr*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energietagung-eon-chef-warnt-vor-wachsender-black-out-gefahr/7675376.html>, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- Handelsblatt (2013b): *Vattenfall prüft Trennung von Kohlekraftwerk*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/staatlicher-energiekonzern-vattenfall-prueft-trennung-von-kohlekraftwerk/7861598.html>, zuletzt geprüft am 26.01.2017.
- Handelsblatt (2013c): *Versorger legt Zahlen vor. RWE ist schon mit wenig zufrieden*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/versorger-legt-zahlen-vor-rwe-ist-schon-mit-wenig-zufrieden/8207982.html>, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- Handelsblatt (2013d): *RWE-Chef Terium plant radikalen Strategieschwenk*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energiewende-rwe-chef-terium-plant-radikalen-strategieschwenk/9001882.html>, zuletzt geprüft am 26.01.2017.
- Handelsblatt (2014a): *Widerstand. Kommunale Versorger gegen RWE-Kapitalerhöhung*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/widerstand-kommunale-versorger-gegen-rwe-kapitalerhoehung/9467730.html>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.

- Handelsblatt (2014b): *Wegen Biblis-Abschaltung. RWE will Millionen-Entschädigung*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/wegen-biblis-abschaltung-rwe-will-millionen-entschaedigung/10705196.html>, zuletzt geprüft am 21.11.2016.
- Handelsblatt (2014c): *Umstrittener Deal. Briten blockieren Verkauf von RWE-Tochter Dea*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/international/umstrittener-deal-briten-blockieren-verkauf-von-rwe-tochter-dea/10845020.html>, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- Handelsblatt (2014d): *Der gefesselte Riese*, 11.12.2014 (239), S. 1; 4-5. Düsseldorf.
- Handelsblatt (2015a): *Vattenfall-Chef zur Kohleabgabe. »Gabriels Tempo ist zu hoch«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vattenfall-chef-zur-kohleabgabe-gabriels-tempo-ist-zu-hoch/11800382.html>, zuletzt geprüft am 31.01.2015.
- Handelsblatt (2015b): *Strategiewechsel. Eon behält die Atomkraftwerke*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/strategiewechsel-eon-behaelt-die-atomkraftwerke/12301268.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Handelsblatt (2015c): *What's right? Gabriel zerstört Eon und RWE*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/whats-right/whats-right-gabriel-zerstoert-eon-und-rwe/12307932.html>, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- Handelsblatt (2015d): *Aufsichtsrat billigt Abspaltung. RWE stellt wichtigste Weiche für die Zukunft*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/aufsichtsrat-billigt-abspaltung-rwe-stellt-wichtigste-weiche-fuer-die-zukunft/12712782.html>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Handelsblatt (2016a): *RWE-Hauptversammlung. Die Rebellion gegen Terium fällt aus*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/rwe-hauptversammlung-die-rebellion-gegen-terium-faellt-aus/13472876-all.html>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Handelsblatt (2016b): *Deutsche Braunkohle kostet Schweden Milliarden*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vattenfall-deutsche-braunkohle-kostet-schweden-milliarden/13906386.html>, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- Handelsblatt (2018a): *RWE setzt weiter auf Kohle – und verhandelt mit EnBW über Kraftwerkkauf*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/my/unternehmen/energie/strommarkt-rwe-setzt-weiter-auf-kohle-und-verhandelt-mit-enbw-ueber-kraftwerkkauf/21053728.html?ticket=ST-3307060-fwDmooXtPT0qsHgwhLZH-ap1>, zuletzt geprüft am 17.04.2018.
- Handelsblatt (2018b): *Kartellamt will vor Innogy-Deal die Marktmacht von RWE prüfen*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiemarkt-kartellamt-will-vor-innogy-deal-die-marktmacht-von-rwe-pruefen/21183122.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2018.

- Hannan, Michael T.; Freeman, John (1977): The Population Ecology of Organizations. In: *American Journal of Sociology* 82 (5), S. 929–964.
- Hannan, Michael T.; Freeman, John (1984): Structural Inertia and Organizational Change. In: *American Sociological Review* 49 (2), S. 149–164.
- Hannan, Michael T.; Freeman, John (1989): *Organizational Ecology*. Cambridge: Harvard University Press.
- Hermwille, Lukas (2016): The role of narratives in socio-technical transitions. Fukushima and the energy regimes of Japan, Germany, and the United Kingdom. In: *Energy Research & Social Science* 11, S. 237–246.
- HEW AG (1998): *Bericht über das 105. Geschäftsjahr*. Hamburg.
- Heyen, Dirk A. (2011): Policy Termination durch Aushandlung. Eine Analyse der Ausstiegsregelungen zu Kernenergie und Kohlesubventionen. In: *dms – der moderne staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management* 1, S. 149–166.
- Hillman, Amy J.; Hitt, Michael A. (1999): Corporate Political Strategy formulation: A Model Approach, Participation, and Strategy Decisions. In: *The Academy of Management Review* 24, S. 825–842.
- Hirschhausen, Christian von; Weigt, Hannes; Zachmann, Georg (2007): *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Studie im Auftrag des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)*. Dresden. Online verfügbar unter https://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/daten/ordner_publicationen/wp_em_15_hirschhausen_weigt_zachmann_marktmacht_deutschland_elektrizitaet.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2016.
- Hirschl, Bernd (2008): *Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Hirschl, Bernd; Neumann, Anna; Vogelpohl, Thomas (2011): *Investitionen der vier großen Energiekonzerne in erneuerbare Energien. Stand 2009, Planungen und Ziele 2020 – Kapazitäten, Stromerzeugung und Investitionen von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW*. Schriftenreihe des IÖW 199/11. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/IOEW_SR_199_Investitionen_der_vier_gro%C3%9Fen_Energiekonzerne_in_erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2017.
- Hoffman, Andrew J. (1999): Institutional Evolution and Change: Environmentalism and the US Chemical Industry. In: *Academy of Management Journal* 42 (4), S. 351–371.
- Hoffmann, Sven O. (2016): *Business model transformation influenced by Germany's Energiewende. A comparative case study analysis of business model innovation in start-up and incumbent firms*. Bradford. Online verfügbar unter https://bradscholars.brad.ac.uk/bitstream/handle/10454/12740/11028369_DBA_thesis_final_submission.pdf?sequence=1, zuletzt geprüft am 15.08.2017.
- Högselius, Per (2009): The internationalization of the European electricity industry: The case of Vattenfall. In: *Utilities Policy* 17, S. 258–266.

- Hollingsworth, J. Rogers; Schmitter, Philippe C.; Streeck, Wolfgang (1994): Capitalism, Sectors, Institutions, and Performance. In: J. Rogers Hollingsworth, Philippe C. Schmitter und Wolfgang Streeck (Hg.): *Governing Capitalist Economies. Performance and Control of Economic Sectors*. New York: Oxford University Press, S. 3–16.
- Hoppmann, Joern; Huenteler, Joern; Girod, Bastien (2014): Compulsive policy-making. The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. In: *Research Policy* 43, S. 1422–1441.
- Hughes, Thomas P. (1987): The Evolution of Large Technological Systems. In: Wiebe E. Bijker, Thomas P. Hughes und Trevor Pinch (Hg.): *The Social Construction of Technological Systems. New Directions in the Sociology and History of Technology*. Cambridge (Mass), London: The MIT Press, S. 51–82.
- Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Sun, Ninghong; Wissel, Steffen; Voß, Alfred (2009): *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte*. Studie im Auftrag der E.ON Energie AG. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2017.
- Inderberg, Tor H.; Wettstad, Jørgen (2015): Carbon capture and storage in the UK and Germany: easier task, stronger commitment. In: *Environmental Politics* 24 (6), S. 1014–1033.
- Innogy SE (2016a): *Geschäftsbericht 2016*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.innogy.com/web/cms/extshort/de/3703964//geschaeftsbericht-2016>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- Innogy SE (2016b): *Sprachsteuerung für innogy SmartHome*. Pressemitteilung vom 14. September 2016. Essen. Online verfügbar unter <https://news.innogy.com/sprachsteuerung-fur-innogy-smarthome/>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- Innogy SE (2017): *innogy gewinnt bei erster Onshore-Auktion in Deutschland*. Pressemitteilung vom 19. Mai 2017. Essen. Online verfügbar unter <https://news.innogy.com/innogy-gewinnt-bei-erster-onshore-auktion-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- IWR (2014a): *EEG-Novelle: Was die EU-Kommission wirklich stört*. Münster. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=26549>, zuletzt geprüft am 12.12.2016.
- IWR (2014b): *Atomkraftwerke: Vattenfall verklagt Bundesregierung auf Milliarden*. Münster. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=27364>, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- IWR (2014c): *E.ON-Aufspaltung: RWE zieht nicht mit*. Münster. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=27755>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Jacobsson, Staffan; Lauber, Volkmar (2006): The politics and policy of energy system transformation. Explaining the German diffusion of renewable energy technology. In: *Energy Policy* 34, S. 256–276.

- Joerges, Bernward (1988): Large technical systems: Concepts and issues. In: Renate Mayntz und Thomas P. Hughes (Hg.): *The Development of Large Technical Systems*. Frankfurt am Main: Campus.
- Jungjohann, Arne; Morris, Craig (2014): *Braunkohle – Irrläufer der deutschen Stromerzeugung*. Schriften zur Ökologie 40. Berlin.
- Kallabis, Thomas; Pape, Christian; Weber, Christoph (2015): *The Plunge in German Electricity Future Prices – Analysis Using a Parsimonious Fundamental Model*. EWL Working Paper No. 04/15. Chair of Management Science and Energy Economics. Universität Duisburg-Essen. Online verfügbar unter http://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1504_AParsimoniousFundamentalModelForWholesaleElectricityMarkets-AnalysisOfThePlungeInGermanFuturesPrices.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2016.
- Kempfert, Claudia; Diekmann, Jochen (2006): *Europäischer Emissionshandel – Auf dem Weg zu einem effizienten Klimaschutzinstrument*. Wochenbericht DIW Berlin. Nr. 46/2006. 73. Jahrgang. 15. November 2006. Berlin. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.44849.de/06-46-2.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2016.
- Kern, Thomas (2014): Die Umweltbewegung und der Wandel der institutionellen Logik auf dem Strommarkt. In: *Zeitschrift für Soziologie* 43 (5), S. 322–340.
- KFK (2016): *Verantwortung und Sicherheit – Ein neuer Entsorgungskonsens. Abschlussbericht der Kommission zur Überprüfung des Kernenergieausstiegs*. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-der-experten-kommission-kernenergie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- Kieser, Alfred; Ebers, Mark (2006): *Organisationstheorien*. 6., erw. Aufl. Stuttgart: Kohlhammer.
- Klatt, Heinz-J.; Middelschulte, Achim; Milojevic, George; Reichel, Wolfgang; Riemer, Hans-W. (Hg.) (1999): *Jahrbuch 1999. Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz*. 106. Jahrgang. Essen: Verlag Glückauf.
- Kleinwächter, Kai (2012): *Die Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands. Positionen der staatlichen sowie privaten Akteure*. Potsdam: Universitätsverlag Potsdam.
- Koch, Nicolas; Fuss, Sabine; Grosjean, Godefroy; Edenhofer, Ottmar (2014): Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence. In: *Energy Policy* 73, S. 676–685.
- Krisp, Annika (2007): *Der deutsche Strommarkt in Europa – zwischen Wettbewerb und Klimaschutz*. Gießen. Online verfügbar unter <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/ELHCXH2YBB5KDJLOIETVDO52VEGMC2BY/full/1.pdf>, zuletzt geprüft am 09.02.2017.

- Kungl, Gregor; Geels, Frank W. (2018): Sequence and alignment of external pressures in industry destabilisation: Understanding the downfall of incumbent utilities in the German energy transition (1998-2015). In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 26, S. 78-100.
- Lambertz, Johannes; Schiffer, Hans-Wilhelm; Serdarusic, Ivan; Voß, Hendrik (2012): Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (7), S. 16–20.
- Lamnek, Siegfried (2005): *Qualitative Sozialforschung. Lehrbuch*. 4., vollständig überarbeitete Auflage. Weinheim, Basel: Beltz.
- Landeshauptstadt Stuttgart (2014): *Neue Konzessionen für Strom und Gas: Kooperationsmodell aus Stadtwerken und Netze BW erhält Zuschlag*. Pressemitteilung vom 13. März 2014. Stuttgart. Online verfügbar unter <http://www.stuttgart.de/item/show/273273/1/9/544447?>, zuletzt geprüft am 14.10.2017.
- Landeshauptstadt Stuttgart; Netze BW GmbH; Stadtwerke Stuttgart GmbH (2014): *Konzessionsverträge Strom- und Gasnetze paraphiert*. Gemeinsame Pressemitteilung der Landeshauptstadt Stuttgart, Netze BW GmbH und Stadtwerke Stuttgart GmbH vom 15. August 2014. Karlsruhe, Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_74049.html, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- Latkovic, Krunoslav (2000): *Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Wandel*. Essen: Energiewirtschaft und Technik Verlag.
- Lauber, Volkmar; Jacobsson, Staffan (2016): The politics and economics of constructing, contesting and restricting socio-political space for renewables – the German Renewable Energy Act. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 18, S. 147–163.
- Lauber, Volkmar; Mez, Lutz (2004): Three Decades of Renewable Electricity Policies in Germany. In: *Energy & Environment* 15 (4), S. 599–623.
- LBBW (2010): *Sector Flash Energie & Versorger. Sektor-Update: Kernenergie-Kompromiss: Update unserer Analyse vom 10.09.2010 nach Veröffentlichung des Term-Sheets*. Unter Mitarbeit von Bernhard Jeggler. Stuttgart, Mainz, London.
- Leonard-Barton, Dorothy (1992): Core Capabilities and Core Rigidities: A Paradox in Managing New Product Development. In: *Strategic Management Journal* 13, S. 111–125.
- Lepriich, Uwe (2005): *The Crisis of the Electricity Markets in Europe: Problems and Consequences*. Background Paper. Online verfügbar unter <https://www.htwsaar.de/wiwi/fakultaet/personen/profile/leprich.uwe/publikationen/Lepriich%20Winfall%20Profits%20November%202005.pdf>, zuletzt geprüft am 26.07.2016.
- Lepriich, Uwe (2007): *Die vier großen deutschen Energieunternehmen unter der Lupe*. Kurzstudie. Saarbrücken. Online verfügbar unter <https://www.htwsaar.de/wiwi/fakultaet/personen/profile/leprich.uwe/publikationen/Lepriich%202007%20Kurzstudie%20EVU-Gewinne%20final.pdf>, zuletzt geprüft am 06.04.2016.

- Leprich, Uwe (2009): *Stromwatch 2: Die vier deutschen Energiekonzerne (Kurzstudie)*. Saarbrücken. Online verfügbar unter https://www.htwsaar.de/wiwi/fakultaet/personen/profile/junker-andy/publikationen/kurzstudie/leprich-kurzstudie-evu-gewinne-mitarbeit-junker-2009_02.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2017.
- Leprich, Uwe; E&E Consult GbR (2011): *EnBW AG: Perspektiven eines Energiekonzerns*. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace e.V. Saarbrücken. Online verfügbar unter https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/Lepri ch_EnBW_Perspektiven_14032011_0.pdf, zuletzt geprüft am 9. Februar 2017.
- Leprich, Uwe; Junker, Andy (2010): *Stromwatch 3: Energiekonzerne in Deutschland*. Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Saarbrücken. Online verfügbar unter http://www.energieverbraucher.de/files_db/1287647417_3999__12.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2017.
- Leuschner, Udo (2002): *Schrittweiser Neubau des Kraftwerks Rheinfelden bis zum Jahr 2019*. Energie-Chronik August 2002. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/020812.htm>, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- Leuschner, Udo (2003): *»Energiegipfel« beim Kanzler zum Thema Emissionshandel*. Energie-Chronik September 2003. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/030903.htm>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Leuschner, Udo (2006a): *Auch RWE, E.ON und EnBW müssen empfindliche Abstriche an Netzentgelten hinnehmen*. Energie-Chronik August 2006. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/060803.htm>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Leuschner, Udo (2006b): *EEX veröffentlicht nach Kraftwerksdaten auch Aktionärsliste*. Energie-Chronik Juli 2006. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/060710.htm>, zuletzt geprüft am 20.07.2016.
- Leuschner, Udo (2006c): *Vattenfall muß Stromtariferhöhungen in Hamburg und Berlin zurücknehmen*. Energie-Chronik September 2006. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/060906.htm>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Leuschner, Udo (2007a): *Bürgerentscheid verhindert neues Koble-Kraftwerk*. Energie-Chronik November 2007. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/071119.htm>, zuletzt geprüft am 18.08.2016.
- Leuschner, Udo (2007b): *Energiekonzerne wollen wieder als seriös gelten und setzen auf neue Konzepte*. Energie-Chronik Dezember 2007. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/071201.htm>, zuletzt geprüft am 20.07.2016.
- Leuschner, Udo (2007c): *Gabriel lehnt Laufzeit-Verlängerung für Brunshüttel ab*. Energie-Chronik Juni 2007. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/070608.htm#kkw>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Leuschner, Udo (2007d): *Kartellamt verzichtet auf wirksame Abmung der Preistreiber mit CO2-Zertifikaten*. Energie-Chronik September 2007. Online verfügbar unter

- <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/070903.htm>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Leuschner, Udo (2007e): *Kurzschluss. Wie unsere Stromversorgung teurer und schlechter wurde*. Münster: Edition Octopus.
- Leuschner, Udo (2007f): *Vattenfall-Chefs wegen ungeschickter Informationspolitik entlassen*. Energie-Chronik Juli 2007. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/070701.htm>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Leuschner, Udo (2007g): *Verschärfung des Kartellrechts mit Abstrichen beschlossen*. Energie-Chronik November 2007. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/071104.htm>, zuletzt geprüft am 20.07.2016.
- Leuschner, Udo (2009a): *EnBW tut sich schwer mit dem Einstieg bei VNG*. Energie-Chronik September 2009. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/090901.htm>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Leuschner, Udo (2009b): *RWE übernimmt Essent ohne das Kernkraftwerk Borssele*. Energie-Chronik Oktober 2009. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/091008.htm>, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- Leuschner, Udo (2010a): *Kritik an der Finanzierung des »Energiewirtschaftlichen Instituts« durch RWE und E.ON*. Energie-Chronik August 2010. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/100807.htm>, zuletzt geprüft am 13.09.2016.
- Leuschner, Udo (2010b): *Regierung will KKW-Laufzeiten auf bis zu 60 Jahre verlängern*. Energie-Chronik März 2010. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/100302.htm>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Leuschner, Udo (2011a): *Brüderle erklärt dem BDI die Atomwende Merkels mit dem Druck des Wahlkampfes*. Energie-Chronik März 2011. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/110305.htm>, zuletzt geprüft am 15.11.2016.
- Leuschner, Udo (2011b): *Bundesregierung lässt sieben Kernkraftwerke vorübergehend abschalten*. Energie-Chronik März 2011. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/110302.htm>, zuletzt geprüft am 15.11.2016.
- Leuschner, Udo (2011c): *RWE und E.ON klagen gegen Brennelementesteuer*. Energie-Chronik Juni 2011. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/110607.htm>, zuletzt geprüft am 21.11.2016.
- Leuschner, Udo (2015a): *E.ON verzichtet auf Abspaltung der Kernenergie*. Energie-Chronik September 2015. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150901.htm>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Leuschner, Udo (2015b): *Zum Gürtel noch ein Hosenträger – wie sinnvoll ist die »Kapazitätsreserve«?* Energie-Chronik Juli 2015. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150701.htm>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.

- www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150701d2.htm, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- Leuschner, Udo (2016): *Die Strom-Landschaft beim Inkrafttreten der Liberalisierung 1998*. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB133-002.htm>, zuletzt geprüft am 19.04.2016.
- Leuschner, Udo (2017): *Energie-Chronik. Eine monatliche Übersicht der wichtigsten Ereignisse in Energiewirtschaft und -politik*. Heidelberg. Online verfügbar unter <http://www.energie-chronik.de/chframe.htm>, zuletzt geprüft am 15.02.2017.
- Levinthal, Daniel A. (1998): The Slow Pace of Rapid Technological Change: Gradualism and Punctuation in Technological Change. In: *Industrial and Corporate Change* 7 (2), S. 217–247.
- Levitt, Barbara; March, James G. (1988): Organizational Learning. In: *Annual Review of Sociology* 14, S. 319–340.
- Lewin, Arie Y.; Weigelt, Carmen B.; Emery, James D. (2004): Adaptation and Selection in Strategy and Change. Perspectives on Strategic Change in Organizations. In: Marshall S. Poole und Van de Ven, Andrew H. (Hg.): *Handbook of Organizational Change and Innovation*. Oxford, New York: Oxford University Press, S. 108–160.
- Lobo, Kai R. (2011): *Die Elektrizitätspolitik und ihre Akteure von 1998 bis 2009. Eine strategische Politikfeldanalyse*. Inauguraldissertation zur Erlangung des akademischen Grades Doctor rerum politicarum (Dr. rer. pol.) am Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften der freien Universität Berlin. Berlin. Online verfügbar unter http://www.diss.fu-berlin.de/diss/servlets/MCRFileNodeServlet/FUDISS_derivate_000000010280/Dissertation_Kai_Lobo_final_111106.pdf, zuletzt geprüft am 21.06.2016.
- London Economics (2007a): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part I*. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part1.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- London Economics (2007b): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part II*. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part2.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- London Economics (2007c): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part III*. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part3.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- London Economics (2007d): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part IV*. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part4.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2016.
- Lucht, Michael (2005): Das Umfeld des Emissionshandels im Überblick. In: Michael Lucht und Gorden Spangardt (Hg.): *Emissionshandel: Ökonomische Prinzipien*,

- rechtliche Regelungen und technische Lösungen für den Klimaschutz*. Berlin: Springer, S. 1–28.
- Mahon, John F.; Waddock, Sandra A. (1992): Strategic Issue Management: An Integration of Issue Life Cycle Perspectives. In: *Business & Society* 31, S. 19–32.
- Malerba, Franco (2002): Sectoral systems of innovation and production. In: *Research Policy* 31, S. 247–264.
- Manager Magazin (2000): *E.ON. HEW darf Bewag nicht kaufen*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.manager-magazin.de/finanzen/artikel/a-90473.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Manager Magazin (2005): *Stromkosten. Wirtschaft schlägt Alarm*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/artikel/a-371109.html>, zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Manager Magazin (2013): *Solarstrom billiger als Atom. Das blaue Wunder*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/solarstrom-erstmal-billiger-als-atomstrom-a-915593-2.html>, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- March, James G. (1991): Exploration and Exploitation in Organizational Learning. In: *Organization Science* 2 (1), S. 71–87.
- Matthes, Felix C.; Grashof, Katherina; Gores, Sabine (2007): *Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2005. An Empirical Analysis*. Öko-Institut e.V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/260/2005-012-en.pdf>, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Mautz, Rüdiger; Byzio, Andreas; Rosenbaum, Wolf (2008): *Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland*. Göttingen: Universitätsverlag Göttingen.
- Mayer, Johannes N.; Burger, Bruno (2014): *Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage*. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- Mayring, Philip (2008): *Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken*. 10. Auflage. Weinheim: Beltz.
- Mayring, Philipp (2002): *Einführung in die qualitative Sozialforschung*. München: Beltz.
- Mez, Lutz (1997): Energiekonsens in Deutschland? Eine politikwissenschaftliche Analyse der Konsensgespräche – Voraussetzungen, Vorgeschichte, Verlauf und Nachgeplänkel. In: Hans G. Brauch (Hg.): *Energiepolitik. Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und zur rationalen Energienutzung*. Berlin: Springer, S. 433–448.
- Mez, Lutz (2001): Der deutsche Weg zum Ausstieg aus der Atomenergie – im Konsens zu einer Quote für Atomstrom. In: Andrea Gourd und Thomas Noetzel (Hg.): *Zukunft der Demokratie in Deutschland*. Opladen: Leske + Budrich, S. 416–432.
- Miller, Danny (1993): The Architecture of Simplicity. In: *The Academy of Management Review* 18 (1), S. 116–138.

- Miller, Danny (1994): What happens after Success: The Perils of Excellence. In: *Journal of Management Studies* 31 (3), S. 325–358.
- Monopolkommission (2005): *Hauptgutachten 2002/2003. Wettbewerbspolitik im Schatten »Nationaler Champions«*. Baden-Baden: Nomos.
- Monstadt, Jochen (2004): *Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Müller, Christian.; Wienken, Wolfgang (2004): Measuring the degree of economic opening in the German electricity market. In: *Utilities Policy* 12, S. 283–290.
- Müller, Stefan (2015): *Sinnvoller Weg: Eckpunktepapier zur Umsetzung der Energiewende*. Vattenfall-Blogeintrag am 3. Juli 2015. Berlin. Online verfügbar unter <https://blog.vattenfall.de/eckpunktepapier-energiewende/>, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- Müsgens, Felix (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. In: *The Journal of Industrial Economics* 54 (4), S. 471–498.
- N24 (2007): *Warum die Stromriesen zu Klotzen beginnen*. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/article1316103/Warum-die-Stromriesen-zu-klotzen-beginnen.html#>, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- Nelson, Richard R. (2002): Bringing institutions into evolutionary growth theory. In: *Journal of Evolutionary Economics* 12, S. 17–28.
- Nelson, Richard R.; Winter, Sidney G. (1982): *An Evolutionary Theory of Economic Change*. Cambridge (Mass): Harvard University Press.
- Nordsee One GmbH (2016): *Chronology*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.nordseeone.com/company/chronology.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- Nuon Energy NV (2012): *Annual Report 2011. Creating solutions together*. Amsterdam. Online verfügbar unter <https://www.nuon.com/globalassets/nederland/financials/jaarverslagen/jaarverslag-2011.pdf>, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- Ockenfels, Axel (2007a): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis. Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie. In: *Energie-wirtschaftliche Tagesfragen* 57 (9), S. 44–58.
- Ockenfels, Axel (2007b): *Measuring Market Power on the German Electricity Market in Theory and Practice. Critical Notes on the LE Study*. Report for RWE Aktiengesellschaft. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4001796> zum Ende der Seite scrollen, zuletzt aktualisiert am 15.07.2016.
- Oehler, Hemut (2010): Liberalisierung der Energiemärkte. In: Richard Zahoransky (Hg.): *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 5. Auflage. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, S. 396–410.
- Ohlhorst, Dörte (2011): Energiemix im Lobbygeflecht – das Ringen der Akteure um die Weichenstellungen für die Zukunft. In: Dorothee Keppler, Benjamin Nölting und Carolin Schröder (Hg.): *Neue Energie im Osten – Gestaltung des Umbruchs:*

- Perspektiven für eine zukunftsfähige sozial-ökologische Energiewende.* Frankfurt am Main: P. Lang, S. 73–95.
- Ohlhorst, Dörte (2017): Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: Das EEG und seine Reform. In: Jens Schippl, Armin Grunwald und Ortwin Renn (Hg.): *Die Energiewende verstehen – orientieren – gestalten. Erkenntnisse aus der Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS.* Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, S. 161–188.
- Oliver, Christine (1991): Strategic Responses to Institutional Processes. In: *Academy of Management Review* 19 (1), S. 145–179.
- O'Reilly III, Charles; Tushman, Michael L. (2013): Organizational Ambidexterity: Past, Present, and Future. In: *The Academy of Management Review* 27, S. 324–338.
- ots Ad hoc-Service (2000): *E.ON Energie tauscht BEW-AG-Beteiligung gegen Sydkraft-Aktien und Mehrheitsbeteiligung an Hamburger Gaswerken.* Online verfügbar unter http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20000809_OTS0214/ots-ad-hoc-service-eon-ag-eon-energie-tauscht-bewag-beteiligung-gegen-sydskraft-aktien-und-mehrheitsbeteiligung-an-hamburger-gaswerken, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Pahle, Michael (2010): Gernay's dash for coal: Exploring drivers and factors. In: *Energy Policy* 38, S. 3431–3442.
- Penna, Caetano C. R.; Geels, Frank W. (2012): Multi-dimensional struggles in the greening of industry: A dialectic issue lifecycle model and case study. In: *Technological Forecasting & Social Change* 79, S. 999–1020.
- Penna, Caetano C. R.; Geels, Frank W. (2015): Climate change and the slow reorientation of the American car industry (1979-2012): An application and extension of the Dialectic Issue LifeCycle (DILC) model. In: *Research Policy* 44, S. 1029–1048.
- Pfeffer, Jeffrey; Salancik, Gerald (1978): *The External Control of Organizations: A Resource Dependence Perspective.* New York: Harper & Row.
- Pfeiffer, Jörg (2005): *Konzentration auf dem deutschen Strommarkt 1994 bis 2004.* IWE Working Paper Nr. 02 2005. Institut für Wirtschaftswissenschaften Universität Erlangen-Nürnberg. Online verfügbar unter <http://docplayer.org/14162559-Institut-fuer-wirtschaftswissenschaft-universitaet-erlangen-nuernberg-konzentration-auf-dem-deutschen-strommarkt-1994-bis-2004.html>, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Pinch, Trevor (2008): Technology and institutions: living in a material world. In: *Theory and Society* 37 (5), S. 461–483.
- Prognos AG (2009): *Ökonomische Effekte der Einführung von CCS in der Stromerzeugung.* Studie im Auftrag der RWE AG. Basel. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/090217_Prognos_RWE_Studie_CCS.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Przyborski, Aglaja; Wohlrab-Sahr, Monika (2009): *Qualitative Sozialforschung. Ein Arbeitsbuch.* 2., korrigierte Auflage. München: Oldenbourg.

- Purkus, Alexandra; Gawel, Erik; Deissenroth, Marc; Nienhaus, Kristina; Wassermann, Sandra (2014): Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration erneuerbarer Energien – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (12), S. 8–16, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Ratinen, Mari; Lund, Peter D. (2014): Growth strategies of incumbent utilities as contextually embedded: Examples from Denmark, Germany, Finland and Spain. In: *Technology in Society* 38, S. 81–92.
- Reaktorsicherheitskommission (2011): *Stellungnahme. Anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung (RSK-SÜ) deutscher Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima-I (Japan)*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/sicherheitsueberpruefung_stellungnahme_rsk.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2016.
- Reeg, Matthias; Brandt, Robert; Gawel, Erik; Heim, Sven; Korte, Klaas; Lehmann, Paul et al. (2015): *Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem*. Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS Discussion Paper Ausgabe 01/2015. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-DP-Kapazitaetsmechanismen.pdf>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- Reichardt, Kristin; Negro, Simona O.; Rogge, Karoline S.; Hekkert, Marko P. (2016): Analyzing interdependencies between policy mixes and technological innovation systems: The case of offshore wind in Germany. In: *Technological Forecasting & Social Change* 106, S. 11–21.
- Reichardt, Kristin; Rogge, Karoline (2016): How the policy mix impacts innovation: Findings from company case studies on offshore wind in Germany. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 18, S. 62–81.
- Reuters (2014): *RWE plant anders als E.ON keine Aufspaltung*. Online verfügbar unter <http://de.reuters.com/article/deutschland-rwe-idDEKCN0JF1V420141201>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Reutlinger General-Anzeiger (2012): *EnBW legt Pläne für Nordsee-Windpark auf Eis*. Reutlingen. Online verfügbar unter <http://www.gea.de/nachrichten/wirtschaft/enbw+legt+plaene+fuer+nordsee+windpark+auf+eis.2892184.htm>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- Rhein-Erft Rundschau (2013): *RWE. »Strukturwandel ja, Strukturbruch nein«*. Köln. Online verfügbar unter <http://www.rundschau-online.de/region/rhein-erft/rwe--strukturwandel-ja--strukturbruch-nein--5276020>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- Richter, Mario (2013a): Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. In: *Energy Policy* 62, S. 1226–1237.
- Richter, Mario (2013b): German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. In: *Renewable Energy* 55, S. 456–466.

- Richter, Martin (1998): Zwischen Konzerne und Kommunen: Die Strom- und Gaswirtschaft. In: Roland Czada und Gerhard Lehmbuch (Hg.): *Transformationspfade in Ostdeutschland. Beiträge zur sektoralen Vereinigungspolitik*. Frankfurt am Main, New York: Campus, S. 113–144.
- Rohlfing, Ingo (2012): *Case Studies and Causal Inference. An Integrative Framework*. Basingstoke, Hampshire: Palgrave Macmillan.
- Rosenberg, Nathan (1986): The Impact of Technological Innovation: A Historical View. In: Ralf Landau und Nathan Rosenberg (Hg.): *The Positive Sum Strategy: Harnessing Technology for Economic Growth*. Washington D.C.: National Academy Press, S. 17–33.
- RWE AG (1998): *Geschäftsbericht 1997/1998*. Essen.
- RWE AG (1999): *Geschäftsbericht 1998/1999*. Essen.
- RWE AG (2000): *Geschäftsbericht 1999/2000*. Essen.
- RWE AG (2001a): *Geschäftsbericht 2000/01*. Essen.
- RWE AG (2001b): *Geschäftsbericht 2001. Rumpfgeschäftsjahr Juli – Dezember*. Essen.
- RWE AG (2002a): *Geschäftsbericht 2002. Integration: Der Schlüssel zum Erfolg*. Essen.
- RWE AG (2002b): *Positionspapier zum Emissions Trading-Entwurf der Europäischen Kommission*. Positionspapier vom 7. Januar 2002. Essen.
- RWE AG (2003): *Geschäftsbericht 2003*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/289810/data/289710/1/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2003/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- RWE AG (2004): *Geschäftsbericht 2004*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/289844/data/289708/1/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2004/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- RWE AG (2005): *Geschäftsbericht 2005. Für Sie da 24 Stunden – 365 Tage*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/289888/data/289706/1/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2005/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- RWE AG (2006a): *Investition in Innovation und Wachstum. Geschäftsbericht 2006*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/280860/data/280474/1/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2006/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- RWE AG (2006b): *Investitionen in Innovation und Wachstum. Geschäftsbericht 2006*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/280860/data/280474/1/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2006/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- RWE AG (2006c): *RWE-Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWi zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen »Entwurf des Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung«*. Meldung vom 21. November 2006. Essen. Online verfügbar unter http://www.gesmat.bundesgerichtshof.de/gesetzmaterialein/16_wp/preismissbrauch/stellung_rwe_refe.pdf, zuletzt geprüft am 20.07.2016.

- RWE AG (2007a): *RWE belegt: Keine Manipulation an der Leipziger Strombörse*. Pressemitteilung vom 22. März 2007. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4001568>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- RWE AG (2007b): *RWE bündelt Erneuerbare Energien in neuer Gesellschaft RWE Innogy*. Pressemitteilung vom 21. November 2007. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4001912>, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- RWE AG (2007c): *Wer, wenn nicht wir. Verantwortungsbewusste und sichere Energieversorgung – daran lassen wir uns messen. Geschäftsbericht 2007*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/114616/data/280350/3/rwe/investor-relations/berichte/archiv/2007/de-geschaeftsbericht-2007.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- RWE AG (2008a): *Geschäftsbericht 2008. Machen. Die neue RWE*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/contentblob/204578/data/12948/blob.pdf>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- RWE AG (2008b): *RWE Innogy steigt in den italienischen Markt für erneuerbare Energien ein*. Pressemitteilung vom 27. Mai 2008. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4002200>, zuletzt geprüft am 26.08.2016.
- RWE AG (2008c): *RWE Innogy weitet Geschäft in Spanien aus*. Pressemitteilung vom 9. Juni 2008. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4002224>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- RWE AG (2008d): *RWE strebt Einigung mit der EU-Kommission an*. Pressemitteilung vom 31. Mai 2008. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4002209>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- RWE AG (2008e): *Standortentscheidung getroffen: RWE will Kraftwerke mit Kohlevergasung und CO₂-Abscheidung in Hürth bauen*. Pressemitteilung vom 29. August 2008. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4002409>, zuletzt geprüft am 22.09.2016.
- RWE AG (2009a): *12 Unternehmen planen Gründung einer Desertec Industrial Initiative*. Pressemitteilung vom 13. Juli 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4003701>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- RWE AG (2009b): *Essent Fact Sheets*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/326310/data/188322/6/rwe/investor-relations/events/Factsheet-Essent.pdf>, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- RWE AG (2009c): *Essent und RWE schließen Transaktion ab*. Pressemitteilung vom 30. September 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/>

- cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4004047, zuletzt geprüft am 02.11.2016.
- RWE AG (2009d): *Geschäftsbericht 2009. Grosses Bewegen. Für unsere Kunden*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/568560/data/568546/2/rwe/investor-relations/hauptversammlung/hauptversammlung-2010/RWE-GB09-deutsch-Internet.pdf>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.
- RWE AG (2009e): *RWE Innogy erwirbt Mehrheitsbeteiligung an spanischem Windkraftbetreiber*. Pressemitteilung vom 13. Mai 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4003397>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- RWE AG (2009f): *RWE stärkt Unabhängigkeit ihres Höchstspannungsnetzes*. Pressemitteilung vom 24. Februar 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4003035>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- RWE AG (2009g): *RWE stellt Übertragungsnetzgesellschaft neu auf*. Pressemitteilung vom 30. Juni 2009. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4003622>, zuletzt geprüft am 20.10.2016.
- RWE AG (2010a): *Geschäftsbericht 2010. Von RWE gehen heißt Klartext reden*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/543514/data/414532/4/rwe/investor-relations/berichte/2010/RWE-Geschäftsbericht-2010.pdf>, zuletzt geprüft am 05.09.2016.
- RWE AG (2010b): *RWE Innogy gründet Innogy Venture Capital GmbH*. Pressemitteilung vom 1. Oktober 2010. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005425>, zuletzt geprüft am 13.01.2017.
- RWE AG (2011a): *Geschäftsbericht 2011. Vorweggeben und immer wieder neue Kapitel aufschlagen*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/413496/data/10122/4/rwe/ueber-rwe/Geschäftsbericht-2011-PDF-Download-.pdf>, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- RWE AG (2011b): *Klartext reden. Präsentation zur RWE Bilanzpressekonferenz*. Essen, 24. Februar 2011. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/543520/data/543274/3/rwe/investor-relations/Chartpraesentation-zur-Bilanzpressekonferenz-PDF-Download-.pdf>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- RWE AG (2011c): *RWE AG: Ad-hoc-Mitteilung nach Art. 17 MAR. RWE gibt Mehrheit der Anteile an der Amprion GmbH an Konsortium von Finanzinvestoren ab*. Pressemitteilung vom 14. Juli 2011. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006530>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- RWE AG (2011d): *RWE Innogy beteiligt sich an Technologieentwickler von innovativen Wärmetauschern*. Pressemitteilung vom 14. März 2011. Essen. Online verfügbar

- unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005974>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- RWE AG (2011e): *RWE Innogy eröffnet dritten Windpark in Italien*. Pressemitteilung vom 8. September 2011. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006778>, zuletzt geprüft am 26.08.2016.
- RWE AG (2011f): *RWE schließt Verkauf des Mehrheitsanteils an Amprion ab*. Pressemitteilung vom 6. September 2011. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006769>, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- RWE AG (2011g): *RWE schließt Verkauf von Thyssengas ab*. Pressemitteilung vom 28. Februar 2011. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005922>, zuletzt geprüft am 20.10.2016.
- RWE AG (2012a): *Effizient und hochflexibel: BoA 2&3 leistet wichtigen Beitrag zu Energiewende und Klimaschutz*. Pressemitteilung vom 15. August 2012. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4008219>, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- RWE AG (2012b): *Geschäftsbericht 2012*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1838518/data/1838296/8/rwe/investor-relations/hauptversammlung/hauptversammlung-2013/geschaeftsbericht-2012/RWE-Geschaeftsbericht-2012.pdf>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- RWE AG (2012c): *Innogy Venture Capital investiert in belgisches Biogas-Start-Up Green Watt*. Pressemitteilung vom 8. März 2012. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4007538>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- RWE AG (2012d): *Innogy Venture Capital und High-Tech Gründerfonds investieren in Energie-Prognosedienstleister enercast*. Pressemitteilung vom 22. April 2012. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4007710>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- RWE AG (2012e): *RWE schließt Verkauf von Anteilen an VSE ab*. Pressemitteilung vom 29. Juni 2012. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4008047>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- RWE AG (2012f): *RWE veräußert Anteil an der KEV AG*. Pressemitteilung vom 21. Dezember 2012. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4008769>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- RWE AG (2013a): *Geschäftsbericht 2013. Zukunftsgestalter*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2320250/data/0/4/RWE-Geschaeftsbericht-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 17.11.2016.

- RWE AG (2013b): *Innogy Venture Capital und AQTON investieren in die Kivigrød GmbH*. Pressemitteilung vom 20. Juni 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4009470>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- RWE AG (2013c): *Konventionelle Kraftwerke sichern Stromversorgung auch bei Flaute, Schnee und Nebel*. Pressemitteilung vom 29. Januar 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/en/pressemitteilungen/?pmid=4008894>, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- RWE AG (2013d): *RWE Innogy entwickelt britisches Offshore-Windprojekt Atlantic Array nicht weiter*. Pressemitteilung vom 26. November 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4010255>, zuletzt geprüft am 26.08.2016.
- RWE AG (2013e): *RWE Innogy und SSE eröffnen britischen Offshore-Windpark Greater Gabbard*. Pressemitteilung vom 7. August 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/en/pressemitteilungen/?pmid=4009711>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2013f): *RWE Innogy weiht Windpark Nony Staw ein*. Pressemitteilung vom 25. September 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4009957>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2013g): *RWE-Windparks in Großbritannien ziehen neue Investoren an*. Pressemitteilung vom 22. März 2013. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4009068>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2014a): *Geschäftsbericht 2014*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2696790/data/2331574/4/rwe/investor-relations/berichte/2014/RWE-Geschaeftsbericht-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- RWE AG (2014b): *Große Flexibilität macht Kernkraftwerke Emsland und Gundremmingen zum zuverlässigen Partner der erneuerbaren Energien*. Pressemitteilung vom 20. August 2014. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4011725>, zuletzt geprüft am 23.01.2017.
- RWE AG (2014c): *RWE baut Windpark Zuidwester mit weltweit größten Onshore-Anlagen*. Pressemitteilung vom 26. Mai 2014. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4011259>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2015a): *Alle Anlagen im Windpark Königshovener Höhe fertiggestellt*. Pressemitteilung vom 5. Oktober 2015. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4014018>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2015b): *Dea-Verkauf: LetterOne und RWE schließen Transaktion ab*. Pressemitteilung vom 2. März 2015. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4013000>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.

- www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4012698, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- RWE AG (2015c): *Geschäftsbericht 2015*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2974770/data/105818/9/rwe/investor-relations/RWE-Geschaeftsbericht-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- RWE AG (2015d): *Offshore-Windpark Nordsee One erreicht Financial Close*. Pressemitteilung vom 19. März 2015. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4012782>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2015e): *Referentenentwurf zur Kapazitätsreserveverordnung*. Stellungnahme der RWE AG vom 19. Oktober 2015. Essen. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Kapazitaetsreserveverordnung/20151019-rwe-ag,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2016.
- RWE AG (2015f): *RWE baut den innovativen, dezentralen Energiekonzern der Zukunft: Erneuerbare, Netze und Vertrieb werden in neue Tochtergesellschaft überführt und an die Börse gebracht*. Pressemitteilung vom 1. Dezember 2015. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4014307>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- RWE AG (2015g): *RWE weiht Offshore-Windpark Nordsee Ost offiziell ein*. Pressemitteilung vom 11. Mai 2015. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4013244>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2015h): *Zweitgrößter Offshore-Windpark Gnynt y Mór offiziell eingeweiht*. Pressemitteilung vom 18. Juni 2015. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4013439>, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- RWE AG (2016): *Geschäftsbericht 2016. Zukunft. Sicher. Machen*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/3688518/data/2957158/7/rwe/investor-relations/berichte/2016/RWE-Geschaeftsbericht-2016.pdf>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- RWE AG (2017a): *Guter Start ins Geschäftsjahr 2017 – RWE bestätigt Ausblick für das Gesamtjahr*. Pressemitteilung vom 15. Mai 2017. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/de/110504/rwe/investor-relations/news/news-ad-hoc-mitteilungen/?pmid=4015509>, zuletzt geprüft am 6. September 2017.
- RWE AG (2017b): *RWE geht von Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer aus*. Pressemitteilung vom 7. Juni 2017. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/?pmid=4015525>, zuletzt geprüft am 23.09.2017.
- RWE Solutions AG (2002): *RWE und SCHOTT wollen Position im Wachstumsmarkt Solartechnologie ausbauen*. Pressemitteilung vom 25. März 2002. Mainz, Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/>

- rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=478006, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- RWI (2012): *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*. Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Essen. Online verfügbar unter <http://www.insm.de/insm/dms/insm/text/presse/pressemitteilungen/2012/rwi-studie-energiewende/RWI-Studie%20Marktwirtschaftliche%20Energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Schäcke, Mirco (2005): *Pfadabhängigkeit in Organisationen. Ursache für Widerstände bei Reorganisationen*. Berlin: Duncker & Humblot.
- Schaefer, Christina; Papenfuß, Ulf (2013): Renaissance öffentlicher Unternehmen? Ein Überblick zu Rekommunalisierungsstudien. In: *Wirtschaftsdienst* 93 (2), S. 75–79.
- Schmidt-Preuß, Matthias (2009): OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
- Schreurs, Miranda A. (2012): The politics of phase-out. In: *Bulletin of the Atomic Scientists* 68 (6), S. 30–41.
- Schreyögg, Georg; Sydow, Jörg (2011): Organizational Path Dependence: A Process View. In: *Organization Studies* 32, S. 321–335.
- Schulz-Schaeffer, Ingo (2008): *Technik als Gegenstand der Soziologie*. TUTS – Working Papers 3-2008. Online verfügbar unter https://www.ts.tu-berlin.de/fileadmin/fg226/TUTS/TUTS_WP_3_2008.pdf, zuletzt aktualisiert am 2008, zuletzt geprüft am 07.08.2017.
- Schumann, Diana; Bandelow, Nils C.; Widmaier, Ulrich (2005): Administrative Interessensvermittlung durch Koppelgeschäfte: Der Fall der europäischen Elektrizitätspolitik. In: Rainer Eising und Beate Kohler-Koch (Hg.): *Interessenspolitik in Europa*. Baden-Baden: Nomos, S. 227–250.
- Schwarz, Hans-G.; Lang, Christoph (2005a): Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (12), S. 864–870.
- Scott, W. Richard (2008): *Institutions and Organizations. Ideas and Interests*. Third Edition. Los Angeles, London, New Delhi, Singapore: Sage Publications.
- Scott, W. Richard; Meyer, John W. (1983): The Organization of Societal Sectors. In: W. Richard Scott und John W. Meyer (Hg.): *Organizational Environments. Ritual and Rationality*. Newbury Park, London, New Delhi: Sage Publications.
- Sensfuß, Frank (2013): *Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien*. Karlsruhe. Online verfügbar unter http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Merit-Order-2012_final.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- Smith, Adrian; Raven, Rob (2012): What is protective space? reconsidering niches in transitions to sustainability. In: *Research Policy* 41, S. 1025–1036.
- Southern Company (2016): *Southern Company History*. Atlanta. Online verfügbar unter <http://www.southerncompany.com/about-us/history.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.

- SPD; Bündnis 90/Die Grünen (1998): *Aufbruch und Erneuerung. Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert. Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN*. Bonn. Online verfügbar unter https://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Bilder/Redaktion/30_Jahre_-_Serie/Teil_21_Joschka_Fischer/Rot-Gruener_Koalitionsvertrag1998.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2016.
- Spiegel Online (2006a): *Kartellverdacht: EU-Razzia bei E.on und RWE*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/kartellverdacht-eu-razzia-bei-e-on-und-rwe-a-416766.html>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- Spiegel Online (2006b): *EU-Kampf um Wettbewerb: Razzia bei deutschen Stromkonzernen*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/eu-kampf-um-wettbewerb-razzia-bei-deutschen-stromkonzernen-a-454041.html>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.
- Spiegel Online (2011): *Umfragen. Deutsche wenden sich radikal von der Atomkraft ab*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/panorama/umfragen-deutsche-wenden-sich-radikal-von-der-atomkraft-ab-a-750955.html>, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- Spiegel Online (2012): *Johannes Teysen zur Energiewende. E.on-Chef fordert Hartz-IV-Zuschlag für Ökostrom*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/johannes-teysen-chef-von-e-on-im-interview-ueber-energiewende-a-837087.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Spiegel Online (2013): *Angeschlagener RWE-Konzern. Stromriese im Schuldenstrudel*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/rwe-analyse-der-schulden-gewinne-und-perspektiven-a-924294.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Spiegel Online (2014a): *Vattenfall gibt CCS-Forschung weitgehend auf*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/rueckzug-vattenfall-gibt-forschung-zu-ccs-weitgehend-auf-a-968042.html>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Spiegel Online (2014b): *Plan der Energie-Konzerne. Bund soll Abriss von Atom-Meilern finanzieren*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/atomkraftwerke-energiekonzerne-fordern-bad-bank-vom-bund-a-968719.html>, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- Spiegel Online (2014c): *Bundesregierung billigt Dea-Verkauf an russischen Oligarchen*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/rwe-bundesregierung-billigt-dea-verkauf-an-russischen-oligarchen-a-987543.html>, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- Spiegel Online (2015): *Konkurrenz für E.on und Co. Auto- und Internetfirmen erobern den Energiesektor*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/energiewende-branchenfremde-konzerne-erobern-den-stromsektor-a-1061546.html>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.

- Spiegel Online (2018): *E.on und RWE. Das Monopol kehrt zurück*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/spiegel/innogy-deal-von-rwe-und-e-on-zurueck-zum-monopol-a-1198687.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2018.
- Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2017): *Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Zeitreihe. Stand 24. März 2017*. Bergheim. Online verfügbar unter <http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2017.
- Stuttgarter Nachrichten (2011): *Stromversorgung. Ringen um Details bei den Stadtwerken*. Stuttgart. Online verfügbar unter <http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.stromversorgung-ringen-um-details-bei-den-stadtwerken.6b4cb13f-c81a-4a84-af8b-37ff3c5bffc6.html>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- Stuttgarter Zeitung (2013): *Interview mit EnBW-Chef Frank Mastiaux. »Es wäre falsch, das Pferd zu wechseln«*. Stuttgart. Online verfügbar unter <http://www.stuttgarterzeitung.de/inhalt.interview-mit-enbw-chef-frank-mastiaux-es-waere-falsch-das-pferd-zu-wechseln.25cdf5c7-4229-4f06-a881-abcb3e0ba9f8.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Stuttgarter Zeitung (2017): *Smart-Home-Trend. Erobern jetzt Amazon und Google die deutschen Wohnzimmer?* Stuttgart. Online verfügbar unter <http://www.stuttgarterzeitung.de/inhalt.smart-home-trend-erobern-jetzt-amazon-und-google-die-deutschen-wohnzimmer.5f0e3acb-a736-466e-acb5-a338bb533a17.html>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Suarez, Fernando F.; Oliva, Rogelio (2005): Environmental change and organizational transformation. In: *Industrial and Corporate Change* 14 (6), S. 1017–1041.
- Suck, André (2008): *Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Süddeutsche Zeitung (2007a): *Was geschah. Die Eckdaten der Schlacht um Endesa*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/der-fall-endesa-was-geschah-1.503652>, zuletzt geprüft am 16.08.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2007b): *Nach den Vorfällen in Krümmel und Brunsbüttel. Atomlobby attackiert Vattenfall*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/nach-den-vorfaellen-in-kruemmel-und-brunsbuettel-atomlobby-attackiert-vattenfall-1.315350>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2008): *Vertraute der Kanzlerin auf dem Absprung*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/im-profil-hildegard-mueller-vertraute-der-kanzlerin-auf-dem-absprung-1.197862>, zuletzt geprüft am 16.05.2017.
- Süddeutsche Zeitung (2009): *EnBW-Chef im Interview. »Solartechnik wird uns nicht weiterhelfen«*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/enbw-chef-im-interview-solartechnik-wird-uns-nicht-weiterhelfen-1.397851>, zuletzt geprüft am 08.12.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2010a): *Brennelementesteuer. Atomindustrie attackiert Merckels Steuerpläne*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/>

- wirtschaft/brennelementesteuer-atomindustrie-attackiert-merkels-steuerplaene-1.961987, zuletzt geprüft am 27.10.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2010b): *Vattenfall-Europe-Chef Tuomo Hatakka: »Haben viel Vertrauen verloren«*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/vattenfall-europe-chef-tuomo-hatakka-wir-haben-viel-vertrauen-verloren-1.1007831>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2011a): *Atompolitik und Landtagswahlen. Brüderle: AKW-Motorium ist nur Wahlkampf-Taktik*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/atompolitik-und-landtagswahlen-bruederle-und-die-bosse-1.1076394>, zuletzt geprüft am 15.11.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2011b): *Eine Frau wendet sich*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/stromverband-bdew-chefin-fuer-atomausstieg-eine-frau-wendet-sich-1.1083959>, zuletzt geprüft am 16.05.2017.
- Süddeutsche Zeitung (2011c): *»Es gibt nicht genug Kretschmäner bei den Grünen«*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/baden-wuerttemberg-erwin-teufel-es-gibt-nicht-genug-kretschmaenner-bei-den-gruene-1.1086061>, zuletzt geprüft am 29.06.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2011d): *RWE: Hauptversammlung, Tumulte überschatten Großmann-Auftritt*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/rwe-jahreshauptversammlung-eklat-in-essen-1.1087595>, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- Süddeutsche Zeitung (2011e): *Kampagne vor der Bundestagswahl 2009. Im Dienste der Atomlobby*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/kampagne-vor-der-bundestagswahl-im-dienste-der-atomlobby-1.1177253>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2011f): *Schwere Zeiten für Mitarbeiter der Energiebranche*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/stellenabbau-bei-rwe-und-eon-mitarbeiter-der-energiebranche-muessen-bangen-1.1232193>, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2012): *Klage gegen Atomausstieg abgesagt. EnBW kneift*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/klage-gegen-atomausstieg-abgesagt-enbw-kneift-1.1426679>, zuletzt geprüft am 21.11.2016.
- Süddeutsche Zeitung (2015): *Stromkonzern Eon beugt sich der Politik*. München. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/politik/atomenergie-stromkonzern-eon-beugt-sich-der-politik-1.2642086>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Swartz, David (1997): *Culture and power: the sociology of Pierre Bourdieu*. Chicago & London: The University of Chicago Press.
- Swedberg, Richard (2009): *Grundlagen der Wirtschaftssoziologie*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Swider, Derk J.; Ellersdorfer, Ingo; Hundt, Matthias; Voß, Alfred (2007): *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Studie im Auftrag des Verbandes der Verbundunternehmen und Regionalen

- Energieversorger in Deutschland – VRE e.V. Online verfügbar unter http://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/1745/1/VRE_Gutachten_Endfassung.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2016.
- Sydow, Jörg; Schreyögg, Georg; Koch, Jochen (2005): *Organizational Paths: Path Dependency and Beyond*. Second Draft. Berlin. Online verfügbar unter http://www.wiwiss.fu-berlin.de/forschung/pfadkolleg/downloads/organizational_paths.pdf, zuletzt geprüft am 07.08.2017.
- Sydow, Jörg; Schreyögg, Georg; Koch, Jochen (2009): Organizational Path Dependence: Opening the Black Box. In: *Academy of Management Review* 34 (4), S. 689–709.
- Terium, Peter (2012): Gastkommentar. »Energie braucht den Markt«. In: *Handelsblatt*, 03.07.2012.
- Terium, Peter (2015): *Ausführungen anlässlich der Hauptversammlung der RWE AG am 23. April 2015*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2308826/data/2308804/3/rwe/investor-relations/hauptversammlung/hauptversammlung-2015/Rede-Peter-Terium-HV2015.pdf>, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- Terium, Peter; Günther, Bernhard (2013): *Rede auf der RWE-Bilanzpressekonferenz, Geschäftsjahr 2012, Essen, am 5. März 2013. Es gilt das gesprochene Wort*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1838538/data/1838606/7/rwe/investor-relations/Rede-zur-Bilanzpressekonferenz.pdf>, zuletzt geprüft am 10.01.2017.
- Tews, Kerstin (2014): Energiearmut – vom politischen Schlagwort zur handlungsleitenden Definition. In: *GALA - Ecological Perspectives for Science and Society* 23 (1), S. 14–18.
- Tews, Kerstin (2015): Europeanization of Energy and Climate Policy: The Struggle Between Competing Ideas of Coordinating Energy Transitions. In: *Journal of Environment & Development* 24 (3), S. 267–291.
- The Huffington Post (2015): *Kommunen müssen sich von RWE-Aktien trennen – Wegen des Klimawandels und ihres Geldbeutels*. München. Online verfügbar unter http://www.huffingtonpost.de/tine-langkamp/kommunen-rwe-aktien_b_7966070.html, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- Thornton, Patricia H.; Ocasio, William (2008): Institutional Logics. In: Royston Greenwood, Christine Oliver, Kerstin Sahlin und Roy Suddaby (Hg.): *The SAGE Handbook of Organizational Institutionalism*. London, Thousand Oaks: Sage Publications, S. 99–129.
- trend:research (2011): *Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung*. Bremen. Online verfügbar unter <http://www.kni.de/pages/posts/neue-studie-bdquomarktakteure-erneuerbare-energien-anlagen-in-der-stromerzeugungldquo-32.php>, zuletzt geprüft am 06.04.2016.
- Turnheim, Bruno; Geels, Frank W. (2012): Regime destabilisation as the flipside of energy transitions: Lessons from the history of the British coal industry (1913–1997). In: *Energy Policy* 50, S. 35–49.

- Turnheim, Bruno; Geels, Frank W. (2013): The destabilisation of existing regimes: Confronting a multi-dimensional framework with a case study of the British coal industry (1913-1967). In: *Research Policy* 42, S. 1749–1767.
- Tushman, Michael L.; Romanelli, Elaine (1985): Organizational Evolution: A Metamorphosis Model of Convergence and Reorientation. In: *Research in Organizational Behavior* 7, S. 171–222.
- Umweltbundesamt; Deutsche Emissionshandelsstelle (2006): *Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2006. Stand Mai 2007*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2006.pdf;jsessionid=A2DD3C1D2E88ABA50199F6C517D0A81D.2_cid284?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 26.07.2016.
- Uniper SE (2016): *Geschäftsbericht 2016*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://ir.uniper.energy/download/companies/uniperag/Annual%20Reports/DE000UNSE018-JA-2016-EQ-D-00.pdf>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- Unruh, Gregory C. (2000): Understanding carbon lock-in. In: *Energy Policy* 28, S. 817–830.
- Unser Hamburg – Unser Netz e.V. (2016): *Die Initiative. Unser Hamburg – Unser Netz*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://unser-netz-hamburg.de/die-initiative/>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.
- Vattenfall AB (1998): *Annual Report 1998*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/1998/annual-report-1998_8458412.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall AB (1999): *Annual Report 1999*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/1999/annual-report-1999_8458693.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall AB (2000): *Annual Report 2000*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2000/annual-report-2000_8458302.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall AB (2001): *Annual Report 2001*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2001/annual-report-2001_8458199.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall AB (2002): *Annual Report 2002*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2002/annual_report_2002.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2017.
- Vattenfall AB (2005): *Annual Report 2005. Five Ambitions For Becoming Number One*. Stockholm. Online verfügbar unter https://www.vattenfall.com/en/file/Annual-Report-2005_8458200.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Vattenfall AB (2006): *Annual Report 2006. Creating Value for the Future*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2006/annual_report_2006.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall AB (2007): *Annual Report 2007. Power For Renewal*. Stockholm. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investor>

- s/annual_reports/2007/vattenfalls_annual_report_2007.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Vattenfall AB (2008): *Annual Report 2008. Making Energy Clean*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2008/annual_report_2008.pdf, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- Vattenfall AB (2009): *Annual Report 2009*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2009/annual_report_2009.pdf, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- Vattenfall AB (2010a): *Annual Report 2010*. Stockholm. Online verfügbar unter https://www.vattenfall.com/en/file/2010_Annual_Report.pdf_17546144.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2016.
- Vattenfall AB (2010b): *Vattenfall focuses on core markets Sweden, Germany, Netherlands. New strategic direction to increase profit and value creation and reduce CO2-exposure*. Pressemitteilung vom 30. September 2010. Stockholm. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/press-release-s-imported/vattenfall-focuses-on-core-markets-sweden-germany-netherlands/>, zuletzt geprüft am 03.11.2016.
- Vattenfall AB (2011): *Annual Report 2011*. Stockholm. Online verfügbar unter https://www.vattenfall.com/en/file/2011_Annual_Report.pdf_20332206.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Vattenfall AB (2012): *A New Energy Landscape. Annual Report 2012 including Sustainability Report*. Stockholm. Online verfügbar unter https://www.vattenfall.com/en/file/Annual_Report_2012_27432841.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall AB (2013): *Continued positioning for tomorrow's energy market. Annual and sustainability report 2013*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2013/annual-and-sustainability-report-2013.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall AB (2014a): *Annual and sustainability report*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2014/annual-and-sustainability-report-2014.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall AB (2014b): *Why Vattenfall is taking Germany to court*. Pressemitteilung vom 9. Dezember 2014. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/news/2014/why-vattenfall-is-taking-germany-to-court/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCf%3d%3d&_t_q=why+vattenfall+is+taking+germany+to+court&_t_tags=language%3aen%2csiteid%3afa59d14b-8a3f-4bf7-93c4-94c8a99859e7&_t_ip=141.58.169.53&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_NewsItemType/_1b9191f8-f5cd-43f4-a3a5-7ae90ed16acd_en&_t_hit.pos=2, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall AB (2015): *Energy you want. Vattenfall Annual and Sustainability Report 2015*. Stockholm. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.com/global>

- assets/corporate/investors/annual_reports/2016/vattenfall_annual_and_sustainability_report_2015_eng.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall AB (2016a): *Power Climate. Smarter Living. Vattenfall Annual and Sustainability Report 2016*. Stockholm. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2017/vattenfall_annual_and_sustainability_report_2016_eng.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Vattenfall AB (2016b): *The Evolution of Wind Power. Stockholm*. Online verfügbar unter <http://history.vattenfall.com/from-hydro-power-to-solar-cells/the-evolution-of-wind-power>, zuletzt geprüft am 22.08.2016.
- Vattenfall AB (2016c): *Unternehmensgeschichte*. Online verfügbar unter <http://corporate.vattenfall.de/uber-uns/unternehmensgeschichte/>, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Vattenfall Europe AG (2002): *Geschäftsbericht 2002*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/geschäftsbericht_2002.PDF, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- Vattenfall Europe AG (2003): *Geschäftsbericht 2003*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/geschäftsbericht_2003.PDF, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Vattenfall Europe AG (2004): *Geschäftsbericht 2004*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/geschäftsbericht_2004.pdf, zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- Vattenfall Europe AG (2006): *Geschäftsbericht 2006*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/geschäftsbericht_2006.PDF, zuletzt geprüft am 24.10.2016.
- Vattenfall Europe AG (2007): *Geschäftsbericht 2007*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/geschäftsbericht_2007.PDF, zuletzt geprüft am 18.10.2016.
- Vattenfall Europe AG (2009): *Das Jahr 2009 in Zahlen und Fakten*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/zahlen_und_fakten_2009.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- Vattenfall Europe AG (2010a): *Das Jahr 2010 in Zahlen und Fakten*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/zahlen_und_fakten_2010.PDF, zuletzt geprüft am 25.10.2016.
- Vattenfall Europe AG (2010b): *Vattenfall schließt Verkauf des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission ab*. Pressemitteilung vom 19. Mai 2010. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemitteilungen/pressemitteilungen-import/vattenfall-schließt-verkauf-des-übertragungsnetzbetreibers-50hertz-transmission-ab/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCf%3d%3d&_t_q=elia&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.53&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_e7f9ed0d-b744-4fe2-a1e2-afa6e8e2ba7e_de&_t_hit.pos=1, zuletzt geprüft am 19.10.2016.

- Vattenfall Europe AG (2011): *Hängepartie um CCS-Gesetz erzwingt Aus für Milliardeninvestition in der Lausitz*. Pressemitteilung vom 5. Dezember 2011. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/hangepartie-um-ccs-gesetz-erzwingt-aus-fur-milliardeninvestition-in-der-lausitz/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=ccs&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=95.208.248.196&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Type_s_Pages_PressReleasePageType/_ca223577-0c97-4777-afb4-00de24b76b4b_de&_t_hit.pos=4, zuletzt geprüft am 23.09.2016.
- Vattenfall Europe Windkraft GmbH (2014): *Ihr Partner für Offshore-Windprojekte. Projektentwicklung und Direktvermarktung aus einer Hand*. Hamburg. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/erzeugung/wind/140911_folder_eeg-windkraft_a4_web.pdf, zuletzt geprüft am 13.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2012a): *Eine neue Energielandschaft. Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/annual_report_deutsch_2012.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2016.
- Vattenfall GmbH (2012b): *Vattenfall definiert neue Nachhaltigkeitsziele*. Pressemitteilung vom 28. November 2012. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/vattenfall-definiert-neue-nachhaltigkeitsziele/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=erneuerbare&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_9a37e8d4-b36f-4bbf-b8b9-c3b62b64a2ec_de&_t_hit.pos=16, zuletzt geprüft am 10.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2013a): *Fortgesetzte Positionierung für den Energiemarkt von morgen. Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2013*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/jahresbericht/geschäfts-_und_nachhaltigkeitsbericht_2013.pdf, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- Vattenfall GmbH (2013b): *Lausitzer Braunkohle sorgt stabil für Energie und Arbeit. Vattenfall-Kraftwerke ebnen Wind- und Sonnenstrom den Weg durchs Netz*. Pressemitteilung vom 23. Januar 2013. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/lausitzer-braunkohle-sorgt-stabil-fur-energie-und-arbeit/>, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2013c): *Stellungnahme zum Volksentscheid Netzzückkauf*. Pressemitteilung vom 22. September 2013. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/stellungnahme-zum-volksentscheid-netzruckkauf/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=volksentscheid&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=95.208.248.92&_t_hit

- .id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_275a3204-cd31-435d-9cd1-655766a951d0_de&t_hit.pos=1, zuletzt geprüft am 16.12.2016.
- Vattenfall GmbH (2013d): *Vattenfall eröffnet 122-MW-Windpark in den Niederlanden*. Pressemitteilung vom 12. September 2013. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-n-import/vattenfall-eroffnet-122-mw-windpark-in-den-niederlanden/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCf%3d%3d&t_q=zuidlob&t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&t_ip=141.58.169.14&t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_cdb8fd2f-96a6-4b23-9bc7-ada8f9d10e20_de&t_hit.pos=2, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2013e): *Vattenfall setzt Konsolidierungskurs zur weiteren Kostensenkung fort*. Pressemitteilung vom 6. März 2013. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/vattenfall-setzt-konsolidierungskurs-zur-weiteren-kostensenkung-fort/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCf%3d%3d&t_q=personalabbau&t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&t_ip=141.58.169.14&t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_d128ed8b-07ed-4eb2-9cae-971df760a236_de&t_hit.pos=1, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- Vattenfall GmbH (2014a): *Auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energieportfolio. Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2014*. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/jahresbericht/vf-2014_de_150612_final.PDF, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Vattenfall GmbH (2014b): *»Berliner Energiewende«*. Newsletter vom 11. Februar 2014. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/newsroom/newsletter-berliner-energiewende_februar-2014.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2016.
- Vattenfall GmbH (2014c): *EEG-Novelle – ein Schritt in die richtige Richtung*. Newsletter Energie Politik. Juni 2014. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/newsletter/newsletter-energie-politik/eeg-novelle-ein-schritt-in-die-richtige-richtung/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCf%3d%3d&t_q=eeg+2014&t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&t_ip=141.58.169.14&t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_InformationPageType/_2d31be0e-0499-458f-9384-612a5033be81_de&t_hit.pos=9, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Vattenfall GmbH (2014d): *Erste Stromproduktion im Kraftwerk Moorburg*. Pressemitteilung vom 28. Februar 2014. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2014/erste-stromproduktion-im-kraftwerk-moorburg/>, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2014e): *Jänschwalde startet Initialzündung für die Energiewende*. Pressemitteilung vom 14. November 2014. Berlin. Online verfügbar unter <https://>

- corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2014/janschwalde-startet-initialzündung-fur-die-energievende/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=%c3%a4nswalde&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_11d81c8d-ee53-45a1-b04f-b8b1f7a9314c_de&_t_hit.pos=21, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2014f): *Stellungnahme zu Kapazitätsmärkten*. Pressemitteilung vom 25. März 2014. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/news/2014/stellungnahme-zu-kapazitaetsmarkten/>, zuletzt geprüft am 30.11.2016.
- Vattenfall GmbH (2014g): *Vattenfall prüft Optionen für die Eigentümerstruktur seines Braunkohlegeschäfts*. Pressemitteilung vom 30. Oktober 2014. Berlin. Online verfügbar unter
- Vattenfall GmbH (2015a): *Baustart auf See für Offshore-Windpark »Sandbank«*. Pressemitteilung vom 8. Juli 2015. Berlin. Online verfügbar unter

- Vattenfall GmbH (2016a): *Vattenfall errichtet erste Windenergieanlage im 228-MW Onshore-Windpark »Pen y Cymoedd« in Wales*. Pressemitteilung vom 12. April 2016. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-errichtet-erste-windenergieanlage-im-228-mwonshore-windpark-pen-y-cymoedd-in-wales/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=pen&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_174aea5b-478b-4132-a778-e846ea3b19e8_de&_t_hit.pos=2, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2016b): *Vattenfall gewinnt Ausschreibung für 600-MW-Offshore-Windpark »Kriegers Flak« in der Ostsee*. Pressemitteilung vom 9. November 2016. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-gewinnt-ausschreibung-fur-600-mw-offshore-windpark-kriegers-flak-in-der-ostsee/>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.
- Vattenfall GmbH (2016c): *Vattenfall nimmt Offshore Windpark in Großbritannien offiziell in Betrieb*. Pressemitteilung vom 6. Juni 2016. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-nimmt-offshore-windpark-in-grobbritannien-offiziell-in-betrieb/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=kentish&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_0ba406fe-f52e-4296-b283-6bc9ba912c81_de&_t_hit.pos=1, zuletzt geprüft am 11.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2016d): *Vattenfall schließt Verkauf der Braunkohlesparte ab*. Pressemitteilung vom 30. September 2016. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-schliebt-verkauf-der-braunkohlesparte-ab/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=braunkohle&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_19d323e9-8a2b-4097-b6dd-037f65b1cbee_de&_t_hit.pos=2, zuletzt geprüft am 26.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2016e): *Vattenfall vor dem Verkauf der Braunkohlesparte*. Pressemitteilung vom 18. April 2016. Berlin. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-vor-dem-verkauf-der-braunkohlesparte/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=braunkohle&_t_tags=language%3ade%2csiteid%3a6137118f-e810-4130-802c-23139e8d9276&_t_ip=141.58.169.14&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_PressReleasePageType/_0c8a2c90-20c5-4ab1-a68c-bee9dbfa245a_de&_t_hit.pos=8, zuletzt geprüft am 26.01.2017.
- Vattenfall GmbH (2017a): *Konferenz »Digitale Energiewelt« bei Vattenfall*. Pressemitteilung vom 5. September 2017. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2017/konferenz-digitale-energiewelt-bei-vattenfall/>, zuletzt geprüft am 06.09.2017.

- Vattenfall GmbH (2017b): *Vattenfall begrüßt Auktionsstart für Offshore-Windparks in Deutschland*. Pressemitteilung vom 31. Januar 2017. Berlin. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2017/vattenfall-begrubt-auktionsstart-fur-offshore-windparks-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 6. September 2017.
- VDEW (2005): *Diskussionsvorschlag zur künftigen Förderung Erneuerbarer Energien: »Ausbauziele effizient erreichen«*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.realise-forum.net/www.realise-forum.net/pdf_files/062005_VDEW_Integrationsmodell.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- VDEW; VDN; VRE (2003): *Gemeinsame Stellungnahme von VDEW, VDN und VRE zum »Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich« (Referentenentwurf vom 8. November 2003)*. Online verfügbar unter http://vre-archiv.bdew.de/vre/veroeffentlichungen/03-12-12_Anlage_2.pdf, zuletzt geprüft am 09.11.2015.
- VDEW e.V. (2003): *Für eine effizienz- und wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gemeinsame Stellungnahme der deutschen Elektrizitätswirtschaft*. Berlin.
- VEAG AG (1998): *Bericht über das neunte Geschäftsjahr. 1. Januar bis 31. Dezember 1998*. Berlin.
- VEBA (1998): *Geschäftsbericht 1998*. Düsseldorf.
- VEBA AG (1999): *Geschäftsbericht 1999*. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.more-ir.de/download/companies/E-ON/Annual%20Reports/EON_AR1999_de.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2017.
- Vennesson, Pascal (2008): Case studies and process tracing: Theories and practices. In: Donatella Della Porta und Michael Keating (Hg.): *Approaches and Methodologies in the Social Sciences. A Pluralist Perspective*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo: Cambridge University Press, S. 223–239.
- VEW AG (1998): *Geschäftsbericht 1998*. Dortmund.
- VIAG AG (1998): *Geschäftsbericht 1998*. München.
- VIAG AG (1999): *Geschäftsbericht 1999*. München. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/v/VIAG_Geschaeftsbericht_1999.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2016.
- VKA Essen; VKA Dortmund (2015): *Positionspapier zur kommunalen Beteiligung an der RWE AG vom 24. März 2015*. Essen, Dortmund.
- Walgenbach, Peter; Meyer, Renate E. (2008): *Neoinstitutionalistische Organisationstheorie*. Stuttgart: Kohlhammer.
- wallstreet:online AG (2015): *E.ON Unternehmensprofil*. Stand Juni 2015. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.wallstreet-online.de/aktien/eon-aktie/unternehmensprofil>, zuletzt geprüft am 22.06.2015.
- Ward, W. H. (1967): The sailing ship effect. In: *Bulletin of the Institute of Physics and the Physical Society* 18, S. 169.

- Wassermann, Sandra; Reeg, Matthias; Nienhaus, Kristina (2015): Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources. In: *Energy Policy* 76, S. 66–75.
- Wattendrup, Claus; Schulze, Juliane (2016): *green:field. Vattenfall's platform for entrepreneurs*. Präsentation vom April 2016. Berlin. Online verfügbar unter <http://ecosummit.net/uploads/20160426-1455-Claus-Wattendrup-Vattenfall.pdf>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- Welt.de (2012): *Ein Kohle-Koloss soll die Energiewende sichern*. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/article108636663/Ein-Kohle-Koloss-soll-die-Energiewende-sichern.html>, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- Wenning, Werner (2013): *Die Energiewende – Herausforderung für die deutsche Volkswirtschaft und für E.ON*. E.ON Standpunkte 2013. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/ueber-uns/publikationen/standpunkte/archiv-eon-points-of-view-2013/die-energiewende-herausforderung-fuer-die-deutsche-volkswirtschaft-und-fuer-eon.html>, zuletzt geprüft am 08.12.2016.
- Werle, Raymund (2007): Pfadabhängigkeit. In: Arthur Benz, Susanne Lütz und Uwe Schimank (Hg.): *Handbuch Governance: Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 119–131.
- Westdeutsche Allgemeine (2012a): *Vattenfall-Chef: Strom wird noch deutlich teurer*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/nachrichten/vattenfall-chef-strom-wird-noch-deutlich-teurer-id7184123.html>, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- Westdeutsche Allgemeine (2012b): *Vattenfall nennt EEG-Umlage »Preistreiber« für Strom*. Essen.
- Westdeutsche Allgemeine (2013a): *Eon-Chef sieht für Fracking vorerst wenig Chancen*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/wirtschaft/eon-chef-sieht-fuer-fracking-vorerst-wenig-chancen-id7677700.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Westdeutsche Allgemeine (2013b): *Eon leidet stark unter der Energiewende*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/wirtschaft/energie-groesse-eon-rechnet-mit-stark-sinkenden-gewinnen-id7717255.html>, zuletzt geprüft am 29.11.2016.
- Westdeutsche Allgemeine (2013c): *Aktionäre setzen RWE-Chef Peter Terium unter Druck*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.waz.de/wirtschaft/aktionae-setzen-rwe-chef-peter-terium-unter-druck-id8409891.html>, zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Westdeutsche Allgemeine (2013d): *RWE-Krise belastet Revierstädte Dortmund, Essen und Mülheim*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/wirtschaft/rwe-krise-belastet-revierstaedte-dortmund-essen-und-muelheim-id8469263.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.

- Westdeutsche Allgemeine (2014a): *Kommunen fürchten RWE-Kapitalerhöhung*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.waz.de/wirtschaft/kommunen-fuerchten-rwe-kapitalerhoehung-id8829758.html>, zuletzt geprüft am 26.01.2017.
- Westdeutsche Allgemeine (2014b): *Warum der Energiekonzern Eon seine Wurzeln kappt*. Essen. Online verfügbar unter <https://www.derwesten.de/wirtschaft/warum-der-energiekonzern-eon-seine-wurzeln-kappt-id10099025.html?keepUrlContext=true>, zuletzt geprüft am 01.08.2017.
- Westdeutsche Allgemeine (2016a): *RWE kappt Dividende – Ruhrgebiets-Städte geschockt*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/staedte/essen/rwe-kappt-dividende-ruhrgebiets-staedte-geschockt-id11572452.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2016.
- Westdeutsche Allgemeine (2016b): *Kommunen beklagen Vertrauenskrise bei RWE*. Essen. Online verfügbar unter <http://www.derwesten.de/wirtschaft/kommunen-beklagen-vertrauenskrise-bei-rwe-id11622865.html>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.
- Weyer, Johannes (2008): *Techniksoziologie. Genese, Gestaltung und Steuerung sozial-technischer Systeme*. Weinheim, München: Juventa.
- Wirtschaftswoche (2003): *Eine frage ...Herr Rauscher*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/-eine-frage-herr-rauscher/4797836.html>, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- Wirtschaftswoche (2004): *Strompreise »die lachen sich ins fäustchen«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/-strompreise-die-lachen-sich-ins-faestchen/4824480.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2016.
- Wirtschaftswoche (2007a): *Vattenfall droht Deutschland-Tochter mit Konsequenzen*. Düsseldorf.
- Wirtschaftswoche (2007b): *Konzernchef will Kanzlerin treffen. Vattenfall-Chef Josefsson: »Wir brauchen ein Jahr«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/konzernchef-will-kanzlerin-treffen-vattenfall-chef-josefsson-wir-brauchen-ein-jahr/5162154.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Wirtschaftswoche (2009): *RWE-Vorstand Vahrenholt im Interview. »Unsere Fantasie ist groß«*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/rwe-vorstand-vahrenholt-im-interview-unsere-fantasie-ist-gross/5538120.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- Wirtschaftswoche (2013a): *Stromkonzerne. Politik der Energiewende macht große Versorger kaputt*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/stromkonzerne-politik-der-energiewende-macht-grosse-versorger-kaputt/7788524.html>, zuletzt geprüft am 16.08.2017.
- Wirtschaftswoche (2013b): *Dea wird verkauft. RWE erwartet 2013 keine Zuwächse*. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/dea-wird-verkauft-rwe-erwartet-2013-keine-zuwaechse/7878364.html>, zuletzt geprüft am 27.01.2017.
- Wittneben, Bettina B.F. (2012): The impact of the Fukushima nuclear accident on European energy policy. In: *Environmental Science & Policy* 15, S. 1–3.

- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Forschungszentrum Jülich; BSR Sustainability GmbH; Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (2008): *Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene*. Endbericht. Wuppertal/Jülich/Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2989>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Yin, Robert K. (2014): *Case Study Research. Design and Methods*. 5th Edition. Thousand Oaks, London, New Delhi, Singapore, Washington D.C.: Sage.
- Zahoransky, Richard (Hg.) (2010): *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 5. Auflage. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.
- Zeit Online (1999a): *Hauen und Stechen. Steigen die Franzosen ins deutsche Stromgeschäft ein?* Hamburg. Online verfügbar unter http://www.zeit.de/1999/23/Hauen_und_Steichen, zuletzt geprüft am 30. Mail 2016.
- Zeit Online (1999b): *»Es drohen ruppige Zeiten«*. ZEIT-Gespräch mit Bayernwerk-Chef Otto Majewski über den Atomausstieg und den brutalen Wettbewerb in der Strombranche. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.zeit.de/1999/34/Es_drohen_ruppige_Zeiten/komplettansicht, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Zeit Online (1999c): *»Fallstrick für die Grünen«*. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.zeit.de/1999/39/Fallstrick_fuer_die_Gruenen/komplettansicht, zuletzt geprüft am 27.06.2016.
- Zeit Online (2002): *Der Wettbewerb schläft ein*. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.zeit.de/2002/07/Der_Wettbewerb_schlaeft_ein, zuletzt geprüft am 30.05.2016.
- Zeit Online (2008): *»Wer soll so viele Windräder bauen?«*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/2008/21/Bernotat-Interv/komplettansicht>, zuletzt geprüft am 21.09.2016.
- Zeit Online (2010): *Umfrage Atomausstieg: Schon wieder Ärger mit dem Volk. Die Mehrheit der Deutschen ist gegen die Atomkraftpläne von Union und FDP*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/2010/30/Atomausstieg#infobox-atomausstieg-1-tab>, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Zeit Online (2011a): *Reaktionen auf Moratorium. »Ein Atomausstieg kommt Deutschland teuer zu stehen«*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/politik/deutschland/2011-03/moratorium-akw-energiekonzerne>, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- Zeit Online (2011b): *AKW-Debatte: E.on-Chef sieht Stromversorgung in Gefahr*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/2011-03/ake-debatte-deutschland>, zuletzt geprüft am 16.11.2016.
- Zeit Online (2011c): *EnBW-Chef Villis kündigt seinen Rückzug an*. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2011-12/enbw-vorstandschef>, zuletzt geprüft am 25.01.2017.

Zeit Online (2012): *RWE-Chef Terium: »Ich bin einer von 72.000«*. Hamburg, Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/2012/47/Energiekonzern-RWE-Peter-Terium>, zuletzt geprüft am 01.08.2017.

Zeit Online (2015): *Milliardenschwere Sterbehilfe für die Braunkohle*. Hamburg, Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2015-11/energie-wende-braunkohlekraftwerk-kraftwerksreserve-gesetzesentwurf>, zuletzt geprüft am 05.12.2016.