

Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenenensystem - Neoklassische und neoinstitutionalistische Perspektiven

Tilmann Rave

ENERGIO – Working Paper Nr. 8, Juli 2016

Hinweis: Dieses Working Paper wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „ENERGIO – Die Energiewende im Spannungsfeld zwischen Regionalisierung und Zentralisierung“ innerhalb des Arbeitspakets 1 „Theoretischer Rahmen“ erstellt. Es wird gefördert im Rahmen der BMBF-Fördermaßnahme „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ (2013 – 2016).

Sein Nachdruck oder seine Veröffentlichung ohne die ausdrückliche Genehmigung des Autors ist nicht gestattet.



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



FONA
Sozial-ökologische
Forschung
BMBF

1. Einleitung und Überblick	4
1.1 Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Rahmen der deutschen Energiewende	4
1.2 Zielsetzung dieser Arbeit	6
1.3 Suchraster zur Strukturierung des Handlungsfelds	7
1.4 Weiteres Vorgehen im Überblick	10
2. Energiewirtschaftliche Grundlagen und Charakteristika von Strom und erneuerbaren Energien	12
2.1 Grundlegende Eigenschaften von Strom und das energiepolitische Zieldreieck	12
2.2 Strom im marktlichen Rahmen	15
2.3 Besonderheiten Erneuerbarer Energien	22
2.3.1 Zeitliche Variabilität und Variabilitätskosten	24
2.3.2 Unsicherheit und Ausgleichskosten	27
2.3.3 Räumliche Spezifität und Netzkosten	28
2.3.4 Integrationskosten und Systemanpassung	31
2.4 Strom (weitgehend) außerhalb des marktlichen Rahmens	32
2.4.1 Stromnetz	32
2.4.2 Umweltwirkungen von Erneuerbaren Energien und Folgeeffekte	34
2.4.3 Erneuerbare Energien und Dezentralität in sozialer Perspektive	36
3. Bestandsaufnahme Politik und Governance	38
3.1 Föderalismus und Mehrebenen-Governance: Abgrenzung und generelle Ausprägungen	38
3.1.1 Föderalismus im engeren Sinne und Ausprägung in Deutschland	38
3.1.2 Föderalismus im weiteren Sinne, Mehrebenen-Governance und einige Ausprägungen	40
3.2 Skizze der Erneuerbare-Energien-Politik in Deutschland und Europa	44
3.2.1 Formal- institutionelle Strukturen und Regelungen („top-down“).....	45
3.2.1.1 EU-Vorgaben und Europäisierung	45
3.2.1.2 Strukturen und Regelungen innerhalb Deutschlands.....	49
3.2.1.2.1 Energiewirtschaftsgesetz und nachgelagerte Verordnungen	50
3.2.1.2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	54
3.2.1.2.3 Die Stellung der Bundesländer und Kommunen im Recht der Energiewirtschaft....	60
3.2.1.2.4 Umweltschutzrecht und Agrarrecht	62
3.2.1.2.5 Bau- und Planungsrechts	63
3.2.2 Informelle Strukturen und Aktivitäten („bottom-up“)	66
3.2.2.1 Energiekonzepte der Bundesländer und Landespolitik	67
3.2.2.2 Regionale Energiekonzepte	69
3.2.2.3 Kommunale Energie- und Klimaschutzkonzepte sowie kommunale Energieversorgung	70
3.2.2.4 Gemeinschaftlich getragene Energieversorgungsstrukturen („Bürgerenergie“)	73
3.3 Zwischenfazit.....	75
4. Normative Ebene: Theoretische Orientierungen, Einschätzungen und Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien.....	77
4.1 Neoklassische Wohlfahrtsökonomik, Neue Politische Ökonomie und ökonomische Theorie des Föderalismus.....	78
4.1.1 Grundlagen zur Neoklassik und zur ökonomischen Theorie des Föderalismus.....	78
4.1.2 Anwendung auf den Ausbau Erneuerbarer Energien	85
4.1.2.1 Erste Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien als eine Maßnahme direkter CO ₂ -Minderung	85

4.1.2.2 Zweite Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext	89
4.1.2.2.1 Vorzüge eines europaweit koordinierten Ausbaus Erneuerbarer Energien	89
4.1.2.2.2 Umgestaltung der verschiedenen nationalen Förderregime	92
4.1.2.2.3 Geographische Differenzierung von Strompreisen bzw. Netzentgelten	94
4.1.2.3 Dritte Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland.....	99
4.1.2.3.1 Abgrenzung von der ersten und zweiten Annäherung	99
4.1.2.3.2 Föderalismustheoretische Erwägungen und Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland	103
4.1.2.3.2.1 Heterogene Präferenzen	104
4.1.2.3.2.2 Strategische Interaktionen der Ebenen und begleitende, ebenenspezifische Nutzeffekte	108
4.1.2.3.2.3 Potenzielle Innovationsvorteile des Labor- bzw. Bottom-up-Föderalismus und Weiterentwicklung des Förderregimes zu Gunsten Erneuerbarer Energien	115
4.1.2.3.2.4 Weitere Empfehlungen mit Implikationen für die räumliche Steuerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien	120
4.1.3 Zwischenfazit.....	124
4.2 Ostroms Institutionalismus und Selbstorganisation in polyzentrischen Systemen	127
4.2.1 Abgrenzung zur Neoklassik und Grundlagen	127
4.2.2 Anwendung auf den Ausbau Erneuerbarer Energien	132
4.2.2.1 Das Ideal der Stromallmende und ihre Grundproblematik	133
4.2.2.2 Hybride Allmendeformen und ihre Gouvernance	135
4.2.2.2.1 Formen der Bürgerenergie, insbesondere Genossenschaften	136
4.2.2.2.1.1 Angeführte Vorteile	136
4.2.2.2.1.2 Kritik und Grenzen	140
4.2.2.2.2 Rekommunalisierung.....	141
4.2.2.2.2.1 Angeführte Vorteile	142
4.2.2.2.2.2 Kritik und Gegenkritik	144
4.2.2.2.3 Regionalisierung von Märkten	148
4.2.2.2.3.1 Regionales Direktstromsystem	149
4.2.2.2.3.2 Regionale Energiemarktplätze in einer „smarten Welt“	152
4.2.2.2.3.3 Indirekte regionale Marktlösungen	159
4.2.2.2.3.4 Kritische Überlegungen aus neoklassischer Sicht.....	161
4.2.3 Zwischenfazit.....	164
5. Fazit: Spannungsfelder und Schnittmengen in den Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien	167
Literaturverzeichnis.....	171

1. Einleitung und Überblick

1.1 Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Rahmen der deutschen Energiewende

Der Ausbau Erneuerbarer Energien (im folgenden EE) bildet einen Kernbestandteil des 2010 im Zuge des Reaktorunfalls im japanischen Fukushima beschlossenen Energiekonzepts der Bundesregierung (BMU und BMWi, 2010). Dieser Ausbau ist bereits weit fortgeschritten, so dass EE zumindest im Stromsystem eine zentrale Rolle eingenommen haben (Agora Energiewende, 2016): Erzeugungsseitig tragen EE-Technologien 2015 einen Anteil von 30% an der Bruttostromerzeugung; verbrauchsseitig liegt ihr Anteil sogar bei 32,5% des Bruttostromverbrauchs. Die Stromproduktion aus EE hat sich seit 1990 etwa verzehnfacht und seit 2000 etwa verfünffacht. Innerhalb der EE-Technologien sind die Onshore-Windkraft, die Biomasse und die Fotovoltaik dominierend und haben ihr ehemaliges Nischendasein verlassen.

Einen allgemein förderlichen Rahmen für den bisherigen und den weiteren Ausbau EE bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Demgemäß soll der Anteil EE bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs steigen. Hierfür ist derzeit ein Pfad bzw. Korridor vorgesehen, welcher den Anteil bis 2025 auf 40-45% und bis 2035 auf 55-60% erhöht. Vor allem die Windkraft und die Fotovoltaik sollen zu einer tragenden Säule des Stromsystems werden. Parallel soll der mit dem Energiekonzept verbundene, parteiübergreifende Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie umgesetzt werden. Bis 2022 sollen weitere acht deutsche Kernkraftwerke vom Netz gehen und die Stromerzeugung aus Kernenergie - mit einem Erzeugungsanteil von derzeit knapp 15% - in Deutschland beendet werden.

Die Energiewende ist jedoch nicht allein auf eine Veränderung des Stromerzeugungsmix zu reduzieren. So finden sich bereits im Energiekonzept der Bundesregierung zahlreiche weitere politische Zielsetzungen, die explizit oder implizit mit dem Ausbau EE verbunden sind. Insbesondere sollen - auch mithilfe des Ausbaus EE - die in Deutschland ausgestoßenen Treibhausgase gesenkt werden, um 40 % bis 2020 und 80-95 % bis 2050 gegenüber 1990. Ziele bestehen auch u.a. im Hinblick auf Primärenergieverbrauch (-50 % bis 2050 gegenüber 2008), Stromverbrauch (-25 % bis 2050 gegenüber 2008), Endenergieverbrauch im Verkehr (-40 % bis 2050 gegenüber 2008) oder Primärenergiebedarfs im Gebäudesektor (-80 % bis 2050 gegenüber 2008). Die Dekarbonisierung und erhöhte Energieeffizienz sollen demnach mit dem Ausbau EE einhergehen. Zugleich verschieben sich damit die Grenzen zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

Die Energiewende ist zugleich mit „traditionellen“ energiepolitischen Zielen verknüpft: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit (Bezahlbarkeit) und Umweltverträglichkeit. Die Realisierung von Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit ist traditionell mit der Energieproduktion und -distribution im zentralen, atomar-fossilen Großkraftwerken und oligopolistischen Branchenstrukturen im Bereich der Stromerzeugung und des Netzbetriebs verbunden. Diese Strukturen sind mittlerweile erheblich ins Wanken geraten. Dazu hat die Liberalisierung des Strom- und Gassektors vor allem auf Initiative der EU-Kommission beigetragen. Dazu hat auch der (unerwartet) erfolgreiche Ausbau EE beigetragen. In Deutschland hat die Form dieses Ausbaus

zur Festigung dezentraler Strukturen geführt: EE-Erzeugungsanlagen sind vergleichsweise klein und breit über Deutschland gestreut, sie speisen i.d.R. auf Verteilnetzebene ein, sie operieren z.T. last- bzw. verbrauchernah und sie haben zur Entstehung oder Reaktivierung nahräumlicher Eigentums- und Organisationsformen geführt. Am Anfang dieses Ausbaus - und der von Krause et al. (1980) bereits 1980 so bezeichneten Energiewende - standen engagierte Bürger, die aus technischer Neugier, Sorge um den Umwelt- und Ressourcenschutz und als Opposition gegen mächtige Energiekonzerne für eine „dezentrale Energiewende“ aktiv wurden. Dieses Engagement wurde dann durch das EEG mit seinen garantierten Einspeisevergütungen abgesichert. Zugleich ergeben sich heute angesichts der bereits realisierten Systemdurchdringung mit EE neue Herausforderungen und Kosten. Sie resultieren aus der Interaktion eines trägen, historisch gewachsenen Versorgungssystems (und häufig daran angepasster Technologie- und Marktstrukturen) mit den Besonderheiten EE, insbesondere den angedeuteten dezentralen Strukturen und der hohen Dargebotsabhängigkeit wesentlicher EE. Sie ergeben sich auch daraus, dass der Zubau EE weniger als zu Beginn der „Systemeinführung“ (vor allem in den 1990er Jahren) immer ohne weiteres als Beitrag zum Umwelt- und Ressourcenschutz angesehen werden kann, etwa angesichts von Flächennutzungskonflikten oder dem Bedarf besonderer Rohstoffe. Vor diesem Hintergrund werden also die klassischen energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit z.T. reinterpretiert. Ebenso treten neue Spannungsfelder im Zieldreieck auf.

Die Komplexität des Themas wird noch höher, wenn man sich - wie dieser Bericht - explizit dem Ausbau EE aus dem Blickwinkel der ebenenspezifischen Governance des Transformationsprozesses widmet. Hierfür reicht es nicht, sich auf die „gesetzten“ Ziele der Bundesregierung zu konzentrieren. Es reicht auch nicht, sich diese Ziele in ihrem Wechselverhältnis anzuschauen. Vielmehr nimmt die Zielvielfalt und Dynamik erst recht dann zu, wenn unterschiedliche Ebenen und Akteure betrachtet werden. Dies können etwa Bundesländer und sog. Energieregionen sein, die vergleichsweise stärker als die Bundesebene betonen, welche Chancen EE jeweils für die Generierung regionaler Wertschöpfung und die Unabhängigkeit von Stromimporten bieten. Dies können neu gebildete Genossenschaften oder Bürgernetzwerke sein, die im Ausbau EE auch eine Stärkung lokalen Sozialkapitals sehen. Dies kann aber auch die EU-Kommission sein, die ein erhebliches Potenzial in der (weiteren) Realisierung eines gemeinsamen, zunehmend auf EE aufgebauten EU-Binnenmarktes sieht. Diese Ebenen und Akteure und ihre jeweiligen „Umbaumodelle“ sind wiederum ihrerseits Teil eines komplexen institutionellen Rahmens, der von europäischen Verträgen, Regelungen des Grundgesetzes, einfachgesetzlichen Regelungen bis hin zu informellen Normen und Werten reicht. Dabei reichen die Vorstellungen von Akteuren außerhalb des formellen Politik- und Institutionenrahmens sogar von einer sofortigen Einstellung der Förderung EE in Deutschland zu Gunsten eines globalen Emissionshandelssystems bis hin zu einem zivilgesellschaftlich und politisch gestützten Komplettumbau der Energieversorgung zu Gunsten lokaler, quasi-autonomer Erzeugungs- und Netzstrukturen. Vor allem bei der Gegenüberstellung der Extrempositionen ergeben sich damit widersprüchliche Handlungslogiken, die zu einem „grundlegenden Systemkonflikt“ führen (Böschchen et al., 2015).

In der neueren Literatur wird allerdings jenseits dieses Konfliktparadigma auch festgestellt, dass die Frage eines zentral bzw. dezentral organisierten Energiesystems in wesentlichen Studien zur Energiewende oft nur wenig explizit erläutert wird (Wachsmuth et al., 2015). Auch die damit verbundene, zielgerichtet gesteuerte räumliche Verteilung weiterer EE-Stromerzeugungsanlagen wird in der Regel nur ganz am Rand betrachtet (so Wenzel, 2015). Eine gewisse Tradition hat die Beschäftigung mit dem Thema allerdings insbesondere in den Sozialwissenschaften. So beschreiben z.B. Mautz et al. (2008) und Mautz und Rosenbaum (2012) den deutschen Stromsektor im Spannungsfeld energiewirtschaftlicher Umbaumodelle: dem sozial-ökologischen Modell, dem mittelständischen Modell, dem kommunalwirtschaftlichen Modell, dem transkontinental-großindustriellen Modell und dem großkapitalistischen Modell. Zu derartigen Modellen finden sich dann auch vereinzelte Szenariobetrachtungen (z.B. im Auftrag des Umweltbundesamtes von Peter, 2013; Samadi et al., 2014). Zu erwähnen sind auch politikwissenschaftliche Arbeiten zu EE im Mehrebenensystem (Hirschl, 2008 oder jüngst Fischer, 2014). Ebenso hervorzuheben ist auch die Arbeit von Gailing et al. (2013), die auf der Basis einer Forschungsheuristik von Moss et al. (2013) vielfältige räumliche Dimensionen der Energiewende aus der Sicht der sozialwissenschaftlichen Raumforschung beleuchten.

In der ökonomischen Forschung wird die ebenenspezifische und räumliche Governance des Ausbaus EE und der Transformation des Energiesystems im weiteren Sinne oft auch nur implizit oder für bestimmte Teilaspekte thematisiert. Dies birgt jedoch die Gefahr, dass Fragen der Mehrebenensteuerung und -koordination nicht transparent gemacht werden und von ökonomischer Seite ausgesprochene Politikempfehlungen auf der Basis von nicht weiter hinterfragten Annahmen und Setzungen ausgesprochen werden. Dahinter stehen wiederum theoretische und methodische Grundüberzeugungen, die sich jedoch selbst in der letzten Zeit relativ stark ausdifferenziert haben (z.B. durch die Verhaltensökonomik, die Institutionenökonomik, die evolutorische Ökonomik) und mehr oder weniger interdisziplinär und politisch anschlussfähig sind.

1.2 Zielsetzung dieser Arbeit

Inhaltlich rückt diese Arbeit also die ebenenspezifische und im weiteren Sinne räumliche Betrachtungsweise des Ausbaus EE in den Vordergrund. Es werden – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – vielschichtige Zusammenhänge zwischen Föderalismus, Mehrebenensystem und Energieversorgung bzw. Energiepolitik aufgearbeitet. Angesichts der Komplexität der Thematik dient hierbei das Suchraster und der darauf aufbauende Überblicksartikel von Gawel et al. (2014b) als Strukturierungshilfe und Grundlage (Kap. 1.3). Dabei konzentrieren sich die Ausführungen vorwiegend auf Deutschland und auf den Ausbau EE im Strombereich, weil die Mehrebenenthematik hier deutlicher (als etwa in der Wärmeversorgung) zutage tritt.

Die Arbeit hat dabei zunächst den Charakter einer überblickshaften Bestandsaufnahme des Status-quo. Diese dient aber zugleich der Reflexion normativer Theorien und politischer Gestaltungsempfehlungen. In einem zweiten Teil wird daher bezogen auf den Ausbau EE eine Gegenüberstellung der neoklassischen Theorie des Föderalismus einerseits und des mit dem Namen Elinor und Vincent Ostrom verknüpften polyzentrischen oder auch Mehr-Ebenen-Governance Ansatzes vorgenommen. Beide sind in den Wirtschaftswissenschaften verankert, wobei der

Ansatz von Ostrom allerdings im Grenzbereich zwischen Politik- und Wirtschaftswissenschaften anzusiedeln ist.

Methodisch bedient sich die Arbeit in weiten Teilen einer Metabetrachtung, d.h. es werden bisherige Studien und Übersichtsartikel gebündelt und im Hinblick auf Erkenntnisse für die Mehrebenensteuerung bei EE systematisiert. Ziel ist letztlich, in der Literatur vorhandene Empfehlungen zur EE-Politik in Deutschland vor dem Hintergrund unterschiedlicher theoretischer und methodischer Zugänge transparent zu machen. Dabei wird davon ausgegangen, dass es nicht ein richtiges Framing von Problemen und stets eindeutige, rational ableitbare Problemlösungen gibt. Vielmehr soll die Gegenüberstellung von unterschiedlichen Ergebnissen, aber auch von partiellen Berührungspunkten dazu beitragen, die Entscheidungsgrundlage politischen Handelns zu reflektieren. Damit könnte auch quasi unterhalb des oben angedeuteten „grundlegenden Systemkonflikts“ politisches Lernen erleichtert werden. Als Nebenzweck soll der Bericht auch dazu beitragen, die verschiedenen empirischen Arbeiten im Rahmen des BMBF-Projektes ENERGIO in einen größeren Rahmen einzubetten und theoretische Bezugspunkte zu verdeutlichen.

1.3 Suchraster zur Strukturierung des Handlungsfelds

Die Förderung des Ausbaus EE und dessen Steuerung kann wie einleitend kurz skizziert auf unterschiedlichen Ebenen verordnet werden. In der politischen und wissenschaftlichen Diskussion finden sich dazu unterschiedliche Vorstellungen und Vorschläge. Sie werden häufig mit Schlagwörtern wie „Europäisierung“, „Regionalisierung“ oder „Energiewende von unten“ belegt. Gawel et al. (2014b) unterscheiden speziell im Hinblick auf Forderungen nach einer Europäisierung der Energiepolitik zwei unterschiedliche Begriffsdimensionen. Sie scheinen auch für eine stärker auf Deutschland fokussierte Betrachtung hilfreich.

Die erste Dimension betrifft den Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis. Leitend ist die Frage, ob die Regelungsbefugnis auf EU-Ebene, nationaler Ebene oder subnationaler Ebene angesiedelt ist bzw. sein sollte. Dabei bestehen zwischen vollständiger Zentralisierung und vollständiger Dezentralisierung offensichtlich zahlreiche Zwischenformen, gerade im deutschen Föderalismus (Kap. 3.1.1). Mitgliedstaaten können kooperieren, Bundesländer können in die Bundesgesetzgebung einbezogen werden, lokale Akteure können sich in die Bundespolitik einbringen etc. Dabei ist der Einfluss auf kollektiv verbindliche Entscheidungen unterschiedlich.

Die zweite Dimension betrifft die Homogenität (Gleichartigkeit) der Policies in einem bestimmten Politikfeld. Policies betreffen primär die Ziel- und Instrumentenebene von Politik, aber auch die Politikumsetzung und Ergebnisse, die wiederum auf die Ziel- und Instrumentenebene zurückwirken. Dabei lassen sich Policies weitergehend charakterisieren (z.B. nach Grad an Verbindlichkeit, Striktheit, Konditionalität etc.). Relevant ist letztlich vor allem die Frage, ob Ziele und/oder Instrumente zwischen den Mitgliedsstaaten, Bundesländern bzw. Kommunen heterogen oder homogen sind bzw. sein sollten. Primär geht es darum, ob sich Ziele und Instrumente im Ergebnis unterscheiden (sollten). Allerdings kann auch nach dem Prozess der Entscheidungsfindung und dem Nutzen für die Akteure gefragt werden (Frey et al., 2002). Dies gilt umso mehr wie Policies nicht per se, sondern im Hinblick auf die (unterschiedlichen) Präferenzen der

Bevölkerung betrachtet werden. So können z.B. nachgefragte Produkte unterschiedlich oder ähnlich im Hinblick auf Inputs, Charakteristika, Qualität oder Marktzugehörigkeit sein, was wiederum mit Unterschieden oder Ähnlichkeiten zwischen Haushalten und Unternehmen verbunden ist (Voskamp, 1996).

Abbildung 1: Suchraster: Erneuerbare Energien im Mehrebenensystem (in Anlehnung an Gawel et al., 2014b)

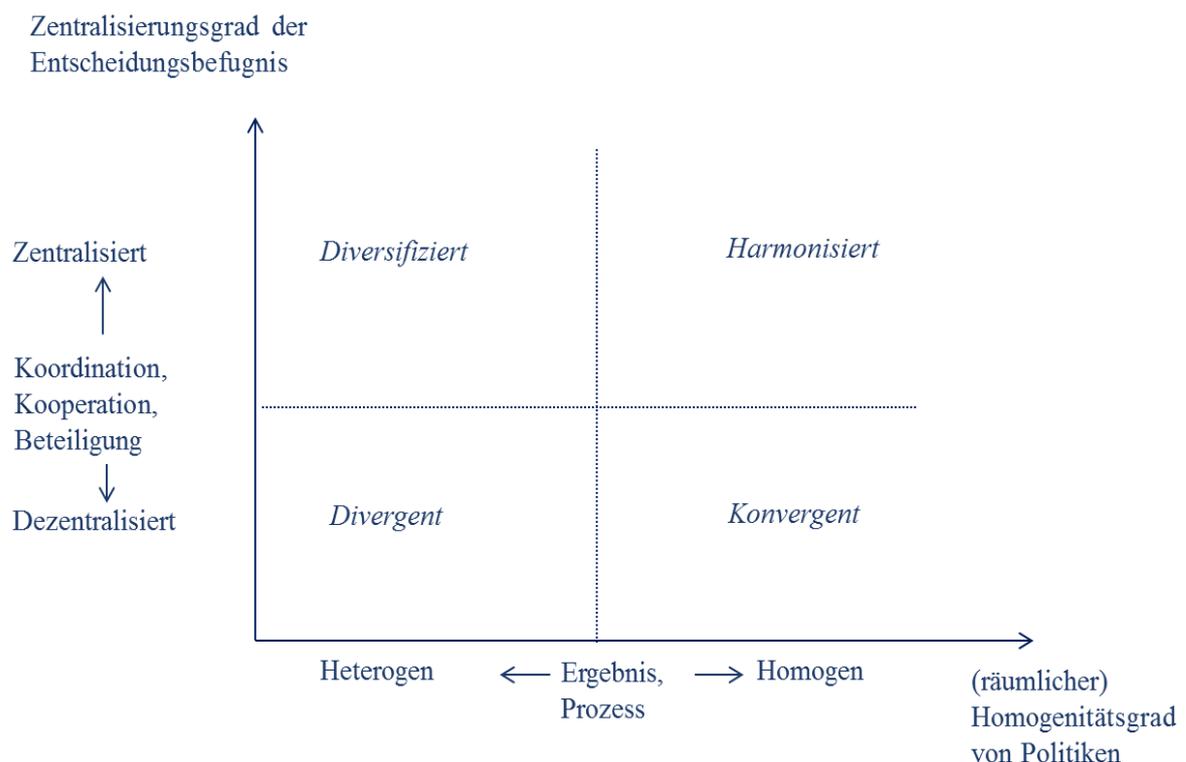


Abbildung 1 zeigt entsprechend vier idealtypische Fälle auf:

- 1) Zentralisierte Entscheidungsbefugnis mit (im Ergebnis) homogenen Policies (Harmonisierung);
- 2) Dezentralisierte Entscheidungsbefugnis bei einer Angleichung von Policies (Konvergenz über *bottom-up* Prozesse);
- 3) Dezentralisierte Entscheidungsbefugnis bei Umsetzung heterogener Policies (Divergenz);
- 4) Zentralisierte Entscheidungsbefugnis, die heterogene Policies fördert bzw. zulässt (Diversifikation).

Die Trennung in zwei verschiedene Dimensionen ist hilfreich, weil homogene (heterogene) Policies nicht notwendigerweise mit einer Zentralisierung (Dezentralisierung) einhergehen, d.h. die Fälle zwei und vier in der Praxis auch auftreten können (vgl. auch Faure, 2001; van Zeben, 2012). Damit ist auch „die richtige Antwort auf die Frage nach dem Ausmaß sinnvoller Verein-

heitlichung oder Differenzierung im Raum nicht ohne weiteres auch immer die richtige Antwort auf die Kompetenzfrage“ (Lübbe-Wolf, 2000). Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Regulierungskompetenzen schon verfassungsrechtlich nicht beliebig differenziert und verändert werden können. Differenzierung und Flexibilisierung der Kompetenzzuordnung sind damit viel engere Grenzen gesteckt als der Differenzierung und Veränderung von Politikinhalt. Insbesondere bei der Instrumentenwahl und –ausgestaltung – aber oft auch bei der Zielfestlegung – können heterogene Präferenzen und (Kosten-)Bedingungen berücksichtigt werden. Dagegen führen Festlegungen auf der Ebene der Kompetenzordnung zwar nicht zwingend zu Vereinheitlichung, sie beschränken aber möglicherweise die Fähigkeit zur Differenzierung und zu autonomen oder ermessensabhängigen Entscheidungen (van Zeben, 2012).

Politiken (Gesetze, Instrumente etc.) können in bestimmtem Ausmaß oder in bestimmten Teilbereichen ähnlich bzw. homogen sein bzw. werden, so dass ein fließender Übergang zwischen heterogenen und homogenen Politiken besteht. Dies ist stark von den spezifischen Charakteristika der Policies abhängig (z.B. dem Grad an Verbindlichkeit). Harmonisierungs- und Konvergenzprozesse können zudem den Inhalt von Politik und/oder das Verfahren der Entscheidungsfindung tangieren. Damit können wiederum unterschiedliche Strategien politisch relevanter Akteure verbunden sein (vgl. auch Kap. 3.1.2).

Schließlich können im Rahmen von Harmonisierungs- und Konvergenzprozessen manchmal kleinere Angleichungen bereits großen volkswirtschaftlichen Nutzen stiften. In anderen Fällen können jedoch erst substantielle (strukturelle) Anpassungen erforderlich sein, um entsprechende Policies zu implementieren und Nutzenwirkungen zu realisieren. Ebenso können Anpassungen auch zur Verbreitung von (aus einer bestimmten Sichtweise) suboptimalen Policies führen.

Daneben - oder auch als Vorstufe - besteht die Möglichkeit, Entscheidungen bzw. Entscheidungsverfahren zwischen Governance-Ebenen zu koordinieren. Idealtypisch kann zwischen Zwang, Kooperation und Diffusion unterschieden werden, wobei faktisch Mischformen überwiegen (Rodi, 2000; Busch und Jörgens, 2012). Die Koordination kann zum einen rechtlich vorgegeben sein (Zwang). Sie kann zum anderen auf freiwilliger Basis und im gegenseitigen Einvernehmen erfolgen (Kooperation).¹ Im weiteren Sinn kann Politikkoordination aber auch durch die Diffusion (innovativer) Politiken und Praktiken erfolgen (vgl. auch Rave, 2015). Dies kann etwa zwischen Kommunen, aber auch zwischen EU-Mitgliedstaaten erfolgen. Der Blick richtet sich dann eher auf die (jeweilige) dezentrale Ebene (Kommune, Mitgliedstaat) und auf horizontale Prozesse (*Spill-over*) zwischen Kommunen bzw. Ländern. Dabei geht es um freiwillige, aber weniger um wechselseitige Prozesse wie bei (ebenfalls freiwilligen) Kooperationen, d.h. Diffusion findet auch als quasi-autonomer Lern-, Nachahmungs- und Adoptionsprozess statt. Politikdiffusion als relativ lose Form der Koordination kann, muss aber nicht zu Politikkonvergenz führen (Strunz et al., 2015a). Als vierten Fall (oder Benchmark) gilt es schließlich

¹ Nach Thöni (2005) bezeichnet Kooperation die Zusammenarbeit verschiedener Partner, während Koordination ein gegenseitiges Abstimmen von Entscheidungen mehrerer Entscheidungsträger beinhaltet, das sowohl paternalistisch bzw. übergeordnet wie auch partnerschaftlich bzw. gleichgeordnet stattfinden kann.

noch zu erwähnen, dass auch ohne Koordination homogenere Politiken entstehen können: durch parallele, aber unabhängige Reaktionen auf ähnliche Politikprobleme und Anforderungen.

Offensichtlich ist ein Mindestmaß an Koordination - und damit tendenziell auch Homogenität - für ein föderales Gebilde unabdingbar (Kap. 3.1). Allerdings bestehen hier durchaus unterschiedliche Einschätzungen. So wird zum einen ein Übermaß oder die Kompliziertheit von Koordination beklagt (Stichwort „Politikverflechtungsfall“, Demokratiedefizit). Damit stellt sich wiederum die Frage, ob Koordination nicht auch vermehrt außerhalb der Politik (z.B. durch dezentrale Marktprozesse) erfolgen könnte bzw. sollte (Bardt, 2012). Zum andern wird „innerhalb“ der Politik - insbesondere mit Blick auf verschiedene Formen von Subventionen - ein Mangel an Abgestimmtheit beklagt, der sich oft darin äußert, dass unterschiedliche (föderale) Ebenen unterschiedliche und sich konterkarierende Policies (vor allem Politikziele) verfolgen (Nieder-Eichholz, 1995). Aber auch bei infrastrukturintensiven Planungen wie im Energie- oder Verkehrsbereich wird eine erhöhte und verbesserte Koordination zwischen den Ebenen gefordert (z.B. Krawinkel, 2012). Angesichts der Veränderung nicht nur von Einzeltechnologien, sondern von vorherrschenden Organisationsstrukturen sowie Markt- und Akteurskonstellationen wird aber auch betont, dass die Transformation des Energiesystems nur begrenzt koordiniert werden kann (Wachsmuth et al., 2015). Dies gelte erst recht, wenn zu deren Gestaltung unterschiedliche und sich schnell wandelnde Instrumente auf verschiedenen Politikebenen eingesetzt werden oder diese Instrumente unterschiedlichen Interessenkoalitionen unterliegen. Aus einer wohlwollenden Sicht begünstigt Vielfalt es dann, angemessene Probleme zu lösen und sich dabei besser abzustimmen und zu koordinieren (Dragos-Aligicia, 2014).

1.4 Weiteres Vorgehen im Überblick

Kosten und Nutzen von Harmonisierungs-, Konvergenz-, Divergenz- und Diversifikationsprozessen sowie von Politikkoordination sind wiederum offensichtlich vom zu behandelnden Politikproblem sowie von der Art und gegebenenfalls Quelle der Politikunterschiede abhängig. So dürften sich etwa zwischen Bildungspolitik, Sozialpolitik und Energiepolitik deutliche Unterschiede in der Beurteilung ergeben.

Energiepolitik betrifft Güter - hier insbesondere Strom bzw. Strom aus EE -, die bestimmte Charakteristika aufweisen und deren Bereitstellung auf spezifische Art und Weise institutionalisiert ist. So ist die Stromversorgung (weitgehend) in einen marktlichen Rahmen eingebunden, der wiederum stark von der Politik geprägt ist. Der Ausbau EE ist allerdings auch wieder mit Wirkungen verbunden, die nicht oder unvollständig auf Märkten reflektiert werden. Gerade vor dem Hintergrund des gewachsenen Versorgungssystems sind EE einerseits mit Integrationskosten verbunden und verdeutlichen andererseits den Bedarf der Systemanpassung. Diese – normativ bereits bedeutsamen – Aspekte werden daher zunächst im Kapitel 2 im europäischen und bundesdeutschen Kontext skizziert.

In Anlehnung an die oben erwähnten Dimensionen von Europäisierung bzw. Regionalisierung des Suchrasters wird dann in Kapitel 3 eine Bestandsaufnahme von Politik und Governance im

Untersuchungsfeld vorgenommen.² Sie zeichnet in wesentlichen Zügen nach, inwiefern und in welcher Form die Governance EE europäisiert bzw. regionalisiert ist und ob bzw. wie sie koordiniert wird oder nicht. Dabei werden neben dem Energierecht auch für EE besonders relevante andere Rechts- bzw. Politikbereiche sowie gesellschaftliche bzw. bürgerschaftliche Impulse thematisiert.

Wiederum in Anlehnung an das Suchraster wird dann im zentralen Kapitel 4 der Ausbau EE aus einer vorwiegend normativen Betrachtungsweise reflektiert. Zwar besteht ein fließender Übergang zwischen der in Kapitel 2 und 3 vorherrschenden deskriptiven bzw. positiven und einer normativen Analyse. Die Trennlinie wird jedoch durch den Rückgriff auf unterschiedliche Theorieangebote und deren Entstehungsbedingungen bzw. Grundlagen eindeutiger. Außerdem lassen sich über die hier verfolgte Meta-Betrachtung die oft unterschiedlichen Empfehlungen zum Ausbau EE besser einordnen. Unterschieden wird daher zwischen der neoklassischen Wohlfahrtsökonomik und speziell der Ökonomischen Theorie des Föderalismus einerseits und dem akteurszentrierten Institutionalismus in der Tradition von Elinor und Vincent Ostrom andererseits. Letzterer wird mit der Selbstorganisation (*self-governance*) in polyzentrischen Systemen bzw. Mehrebenensystemen in Verbindung gebracht. Beide Theorien bzw. konzeptionelle Rahmen sind dabei nicht vor dem Hintergrund der Besonderheiten der deutschen Energiewende entwickelt worden und daher an den Kontext anzupassen und vor dem Hintergrund der Ausführungen in den bisherigen Kapiteln zu diskutieren.

Kapitel 5 zieht ein Fazit, indem wesentliche Spannungsfelder und Schnittmengen in den Empfehlungen zum Ausbau EE aufgezeigt werden.

² Dabei ist die Trennlinie zu Kapitel 2 oft schwer zu ziehen.

2. Energiewirtschaftliche Grundlagen und Charakteristika von Strom und erneuerbaren Energien

2.1 Grundlegende Eigenschaften von Strom und das energiepolitische Zieldreieck

Strom kann in einer ersten Annäherung als homogenes privates Gut angesehen werden, aus dem Energiedienstleistungen (als eigentlichem Konsumgut) resultieren. Homogen ist Strom zunächst bzgl. seiner physikalisch normierten Eigenschaften wie Frequenz und Spannung. Aber auch darüber hinaus kann aus der Sicht der Konsumenten Strom nur eingeschränkt danach unterschieden werden, auf welche Weise (z.B. Kohle, Wind) er erzeugt wird, so dass Strom aus unterschiedlichen Quellen vielfach gegeneinander substituiert werden kann. Dies gilt zumindest solange Strom auf zentralen Märkten (d.h. vor allem nicht physisch) und unter standardisierten Vertragsbedingungen gehandelt und sein Ursprung nicht anderweitig kenntlich gemacht wird oder gemacht werden kann. Ohne die Möglichkeit zur Differenzierung wird Strom im Wettbewerb damit vor allem über den Parameter Preis gesteuert. Diese Art der Steuerung ist damit eng mit der grundlegenden politischen Entscheidung Ende der 1990er Jahre verbunden, Strom über wettbewerblich strukturierte und zunehmend gesamteuropäische Märkte zu organisieren (Kapitel 3.2.1.1). Die Bereitstellung von Strom über Märkte ist ein wesentliches Element, um das wirtschaftspolitische Ziel der Wirtschaftlichkeit der Strombereitstellung und -nutzung sicherzustellen (Connect Energy Economics et al., 2014; Bucksteeg et al., 2014).

In Deutschland ist Strom in aller Regel (d.h. jenseits der Eigenerzeugung) ein netzgebundenes Gut, also an eine Übertragungs- und Verteilinfrastruktur mit elektrotechnischen Komponenten gekoppelt, die Erzeugungs- und Lastorte miteinander verknüpft. Die Netzdurchleitung hat damit vor allem einen Vorleistungscharakter und ist schwer substituierbar. Zwischen Erzeugung, Übertragung und Last bestehen zudem funktionale Zusammenhänge. So muss vor allem mit Hilfe der Netzinfrastruktur und der Netzbetreiber Stromangebot und -nachfrage jederzeit zur Deckung gebracht werden, was wiederum durch die mangelnde Speicherbarkeit von Strom und physikalische Anforderungen bedingt ist (Kap. 2.2). Das Netz erleichtert damit auch den Umgang mit regionalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Last und integriert heterogene Akteure in ein gemeinsames Versorgungssystem. Dabei sucht sich der Strom je nach regionaler Einspeisung und Entnahme den Weg mit dem geringsten Widerstand durch das Netz, was sich sowohl positiv als auch negativ auf die Netzauslastung auswirken kann (sog. Systemexternalitäten, vgl. Knieps, 2013). Dies erfordert wiederum den institutionalisierten Umgang mit Engpässen.

Das Stromnetz ist jedoch historisch gewachsen und technologisch unterschiedlich komplex (Brunekreeft et al., 2015b; Schnabel, 2014). Es ist eigentlich auf zentrale Großkraftwerke ausgelegt. Der von diesen Erzeugern produzierte Strom wird in das in Regelzonen organisierte Höchstspannungs- oder Übertragungsnetz eingespeist und von diesem über weite Strecken zu den Verteilnetzen transportiert, die über verschiedene Spannungsebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) den Strom zu den Verbrauchern weiterleiten. Dabei ist ein umgekehrter

Stromfluss in dieser pyramidal-hierarchischen Struktur nicht vorgesehen, der Stromtransport erfolgt also ausschließlich unidirektional von der hohen auf die niedrigere Spannungsebene. Angesichts der historisch gewachsenen Strukturen erhöht sich die Komplexität der Netzsteuerung mit der Vervielfachung der Erzeugungseinheiten und der dezentralen Einspeisung von Strom auf Verteilnetzebene. Diese *Top-down* Struktur bei den Netzen zeigt sich auch technologisch: So sind die Übertragungsnetzbetreiber mit relativ raffinierten Monitoring- und Kontrolltechnologien ausgestattet, um mit zeitlicher und räumlicher Variabilität im Versorgungssystem umzugehen. Auf der Ebene der Verteilnetze (vor allem in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene) sind Maßnahmen der aktiven, IKT-basierten Steuerung aufgrund fehlender Mess- und Steuereinrichtungen bislang aber selten. Vorherrschendes Aufgabenverständnis der Verteilnetzbetreiber ist es daher bislang, zentral erzeugten Strom zuverlässig zu den Verbrauchern zu leiten. Mit einer zunehmenden Dezentralisierung der Einspeisung sowie technologischen Neuerungen bei diesen Einspeisern ergeben sich zunehmende und für einzelne Verteilnetzbetreiber oft schwer zu bewältigende Anforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb (Agora, 2013; Kap. 2.4.1).

Zunehmend in den Vordergrund rückt zudem die Funktion des Netzes überregionalen Stromhandel und Wettbewerb auf Erzeugungsseite zu ermöglichen und damit nicht nur Marktinteraktionen überhaupt zu ermöglichen, sondern sogar Strommärkte miteinander zu verbinden. So ist das deutsche Netz über sog. Kuppelleitungen an das internationale Verbundnetz angeschlossen. Andererseits erschwert dies wiederum die Zurechnung zwischen (Art der) Stromerzeugung und Stromverbrauch. Während für andere Produkte Präferenzen für bestimmte Gutscharakteristika geäußert werden können (z.B. regional erzeugte Nahrungsmittel), ist dies für Strom nur indirekt möglich und die Substitutionsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite sind faktisch beschränkt.

Strom hat zugleich einen hohen Gebrauchs- und Optionswert, der Versorgungssicherheit als eigenständiges energiepolitisches Ziel in entwickelten Volkswirtschaften begründet (ifo-Institut und FfE, 2012). Dabei hängt vor allem der Optionswert von der stetigen Verfügbarkeit von Energie ab. Versorgungssicherheit ist allgemein dann erfüllt, wenn ein kontinuierlicher Ausgleich von Angebot und Nachfrage unter Einbeziehung aller möglichen Handlungsoptionen im Versorgungssystem gewährleistet wird (Reeg et al., 2015). Ein Marktregime muss daher die mit der Versorgungssicherheit verbundenen qualitativen Dimensionen von Strom (wie z.B. Frequenz, Spannung) berücksichtigen. Traditionell spielen dabei Stromerzeuger und die Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen eine tragende Rolle. Vor allem die Übertragungsnetze sind daher auch für *Worst-Case*-Situationen ausgelegt. In jüngster Zeit verstärkt in den Fokus gerückt sind zusätzlich verschiedene Stromverbraucher und Speicher.

Langfristig zielt Versorgungssicherheit auf die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, die maximal erwartete Spitzenlast auch unter Berücksichtigung von Potenzialen zur Reduktion und Flexibilisierung der Nachfrage durch gesicherte Erzeugung zu decken (sog. Angemessenheit). Die Erzeugung ist darüber hinaus dann umso sicherer, wenn Primärenergieträger verfügbar sind bzw. das Importrisiko von erforderlichen Primärenergieträgern begrenzt ist (Primärenergiesicherheit, auch politische Versorgungssicherheit). In Deutschland bezieht sich langfristige Ver-

sorgungssicherheit im Hinblick auf Strom bislang nach §51 Abs. 2 EnWG auf den nationalen und nicht etwa den europäischen Rahmen, d.h. der Gesetzgeber sieht Versorgungssicherheit dann gewährleistet, wenn der Nettostromimportbedarf durch bilanzielle Selbstversorgung begrenzt wird. Diese Definition von Versorgungssicherheit enthält damit implizit Kosten der „politischen Risikoaversion“, da Höchstlastsituationen nicht zwingend in mehreren Ländern gleichzeitig auftreten und Kapazitätsengpässe über den Energiehandel abgemildert werden könnten (Jasper, 2013).³ Derzeit bestehen noch Überkapazitäten in Deutschland und es wird erwartet, dass mittelfristig genügend gesicherte Kapazitäten vorhanden sind, um die maximale Stromnachfrage zu decken (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2013). Negative Leistungsbilanzsalden bei Strom können durch den Kernenergieausstieg und Verzögerungen beim Netzausbau jedoch auf regionaler Ebene (d.h. vor allem in Süddeutschland) auftreten (Borgrefe et al., 2014). So ist jüngst eine rege Diskussion über Kapazitätsmärkte entstanden (dazu kurz am Ende von Kap. 2.2).

Kurzfristig bezeichnet Versorgungssicherheit die Fähigkeit des Versorgungssystems - auch unabhängig vom Grad der Angemessenheit - auf unerwartete temporäre Knappheiten bzw. Störungen vor allem der Netzfrequenz und der Netzspannung zu reagieren (sog. Stabilität). Aufgrund seiner geographischen Lage in Europa kommt dabei Deutschland eine besondere Bedeutung zur Sicherung der Stabilität zu. Fällt die Versorgung in einzelnen Ländern oder Regionen aus, kann es schließlich zu Stromausfällen in Teilen des gesamteuropäischen Verbundnetzes kommen. Aktuell ist die kurzfristige Versorgungssicherheit zwar nicht akut gefährdet; allerdings sind bereits steigende Netzengpässe und Redispatch-Mengen zu verzeichnen. Dies deutet auf eine begrenzte (räumliche) Flexibilität der Netzinfrastruktur hin (vgl. Kap. 2.2, 2.3.3). Wesentlich getrieben wird die Netzengpasssituation im deutschen Übertragungsnetz durch den Ausbau EE, Netzausbauverzögerungen, steigende Handelsaktivitäten mit dem Ausland sowie eine geografisch ungünstige Stilllegung von Kraftwerken in Süddeutschland bei gleichzeitig relativ starkem Neubau von Kraftwerkskapazitäten in Norddeutschland (Bucksteeg et al., 2014).

Von der Stromversorgung gehen schließlich auch Wirkungen aus, die nicht oder nur unzureichend auf Märkten reflektiert werden. Zentral sind hierbei die Umweltwirkungen, die je nach eingesetztem Energieträger und damit verbundenen Strukturen sehr unterschiedlich sind (z.B. im Hinblick auf Klimawirksamkeit, Luftemissionen, Flächenbedarf u.a.m.) (Kap. 2.4.2). Vor diesem Hintergrund ist die Umweltverträglichkeit gerade in den letzten Jahren von zentraler Bedeutung im energiepolitischen Zieldreieck von Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

Die Akzeptanz energiepolitischer Maßnahmen und Technologien wird in der neueren Diskussion gelegentlich als eigenständiges energiepolitisches Ziel definiert. Sie kann aber auch eher als eine notwendige Randbedingung für die Umsetzung von Maßnahmen angesehen werden und weniger als ein eigenständiges politisches Ziel (Bucksteeg et al., 2014).

³ Alternativ ließe sich mit Gawel et al. (2014b) argumentieren, dass bilanzielle Selbstversorgung ein notwendiges Hilfsziel ist, um den Atomausstieg nicht durch zusätzliche Importe von Atomstrom zu konterkarieren.

2.2 Strom im marktlichen Rahmen

Die eingangs erwähnte Homogenität von Strom besteht aber nur zu einem bestimmten Zeitpunkt und (meist) auch nur an einem bestimmten Ort und bei einer bestimmten Vorlaufzeit zwischen Kontrahierung und Lieferung von Strom über Märkte (im folgenden insbesondere Hirth et al., 2014, 2015). Aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten und naturräumlicher Restriktionen ist es bislang schwer und teuer Strom in größerem Ausmaß zu speichern. Ebenso kann Strom nicht beliebig über größere Distanzen übertragen und transportiert werden. Schließlich müssen Stromangebot und -nachfrage jederzeit zur Deckung gebracht werden, um die Systemstabilität physikalisch zu gewährleisten. Dies muss durch bislang nur begrenzt mögliche und zugleich kostenträchtige Anpassungen auf der Netz- und Erzeugungsseite (Anfahren und Zyklieren von Kraftwerken, Bereitstellung von Regenergie etc.) sichergestellt werden. Das traditionelle Stromsystem ist damit lastgeführt. Aus ökonomischer Sicht ist Strom daher in dreifacher Sicht heterogen:

- In zeitlicher Hinsicht schwanken Angebot und/oder Nachfrage und sind nicht vollkommen preiselastisch. Vielmehr ist vor allem die Nachfrageseite als (noch) relativ preisunelastisch anzusehen. So bestehen aus technologischen Gründen kaum Möglichkeiten zur Regelung individuellen Verbrauchs über schwankende Echtzeitpreise. Zugleich bestehen gesellschaftliche bzw. politische Restriktionen, da Strom als elementares und stets verfügbares Gut angesehen bzw. wahrgenommen wird. Zugleich ist mangels Speicherung zeitliche Arbitrage nicht bzw. begrenzt möglich. Entsprechend variiert der ökonomische Wert von Strom i.e.S. über die Zeit. Dies spiegelt sich z.T. in deutlichen Preisschwankungen innerhalb eines Jahres, aber auch eines Tages im deutschen Großhandelsstrommarkt wider.
- In räumlicher Hinsicht ist aufgrund von Transport- bzw. Übertragungsbeschränkungen und -verlusten Arbitrage zwischen verschiedenen Erzeugungsorten begrenzt. Isoliert gesehen lassen sich daraus Argumente für eine regionalisierte Stromversorgung ableiten. Zugleich bestehen aber typischerweise räumliche Schwankungen in einem größeren Maßstab auf der Nachfrageseite (z.B. Strombedarf der Industrie vs. Strombedarf in ländlichen Regionen) und auf der Angebotsseite (Verfügbarkeit und Charakteristika von Erzeugungsstandort und -technologie). Der ökonomische Wert von Strom i.e.S. variiert daher eigentlich räumlich. Dies spiegelt sich allerdings in Deutschland kaum in räumlichen Preisschwankungen (siehe weiter unten).
- Im Hinblick auf die Vorlaufzeit (*lead time*) liegt Heterogenität vor, da die Preise für kurzfristig beschaffte Energie im Vergleich zu längerfristig beschaffter Energie in der Regel deutlich voneinander abweichen. Dies liegt wiederum in Anpassungskosten bzw. geringer Flexibilität im Kraftwerkspark bei schwankenden Angebots- und Nachfragebedingungen. So sind z.B. Kernkraftwerke oder Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung aber ohne Wärmespeichern vergleichsweise inflexibel. Die Arbitrage zwischen verschiedenen Vorlaufzeiten ist damit begrenzt. Ökonomisch ist damit wesentlich, ob Strom von einem flexiblen oder inflexiblen (wenig flexiblen) Kraftwerk bereitgestellt wird und wie hoch die Kosten erzeugungsseitiger

Unsicherheit (z.B. aufgrund von Kraftwerksausfall) sind. Diese Unterschiede spiegeln sich zum Teil in Preisspannen zwischen day-ahead, intra-day und Echtzeit-Preisen wider. Bei einem geographisch größeren Markt ergeben sich grundsätzlich größere Flexibilitätspotenziale.

Die soeben angesprochene Heterogenität von Strom hat zugleich die Technologieentwicklung und das Marktdesign mitgeprägt (ifo-Institut und FfE, 2012). So ist die Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken eine Reaktion auf die Notwendigkeit, die Stromversorgung bei mangelnder Speicherbarkeit und (vor allem zeitlich) schwankender Nachfrage möglichst kostengünstig sicherzustellen. Grundlastkraftwerke decken dabei den Grundbedarf an Strom ab, der konstant auch in Zeiten geringen Verbrauchs anfällt. Hierzu sind vor allem Kraftwerke geeignet, bei denen hohe Investitionskosten, aber geringe Kosten im Betrieb anfallen, so dass bei hohen Betriebszeiten die Durchschnittskosten stark fallen (Atomkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Wasserkraftwerke). Mittellastkraftwerke decken den über die Grundlast hinausgehenden Strombedarf ab, sofern dieser nicht aus steilen Verbrauchsanstiegen oder Versorgungslücken (z.B. Ausfall anderer Kraftwerke) resultiert (vor allem Steinkohlekraftwerke). Für Nachfrageschwankungen, die weder von Grund- noch von Mittellastkraftwerken gedeckt werden können, werden schließlich die Spitzenlastkraftwerke herangezogen (vor allem Gaskraftwerke). Diese zeichnen sich durch einen geringen Anteil der Fix- an den Gesamtkosten und dementsprechend höheren variablen Kosten aus, so dass ein kostendeckender Betrieb schon mit einer relativ geringen Anzahl an Betriebsstunden möglich ist. Da Spitzenlastkraftwerke vor allem kurzfristige Lastspitzen abdecken, ergeben sich hohe Anforderungen an die Regelbarkeit, d.h. es wird etwa ein möglichst schnelles Hoch- und Runterfahren der Kraftwerke verlangt.

Im liberalisierten Strommarkt erfolgt die Preissetzung zudem nach der sog. *Merit-Order*, die sich aus der beschriebenen Zusammensetzung des Kraftwerksparks ergibt. Die *Merit-Order*-Kurve stellt die Grenzkosten des vorhandenen Kraftwerksparks in Abhängigkeit von der Gesamtlast dar. Nicht berücksichtigt werden dabei die Stromübertragungskosten, die die Auslastung im Netz widerspiegeln (siehe weiter unten). Für die Entscheidung eines Betreibers, sein Kraftwerk hochzufahren und Strom ins Netz einzuspeisen, sind lediglich die Grenzkosten relevant. Sobald der Strompreis die Grenzkosten übersteigt, können Deckungsbeiträge zur Finanzierung der Fix- bzw. Investitionskosten erzielt werden. Daraus ergibt sich zum einen, dass eine gegebene Stromnachfrage immer von den Kraftwerken gedeckt wird, die die niedrigsten Grenzkosten aufweisen. Zum anderen folgt daraus, dass das „Grenzkraftwerk“ das preissetzende Kraftwerk ist und intramarginale Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb des aktuellen Strompreises zu einem bestimmten Zeitpunkt Beiträge zur Deckung ihrer Investitions- und Fixkosten erzielen. Grundlastkraftwerke, die sehr hohe Investitionen erfordern, können damit häufiger Deckungsbeiträge erwirtschaften als Kraftwerke mit geringeren Fixkosten und Laststunden. Zu Zeiten hohen Verbrauchs, in denen teure Spitzenlastkraftwerke zugeschaltet werden müssen, können jedoch alle Kraftwerke bis auf die teuersten Spitzenlastkraftwerke im Markt teilweise hohe Deckungsbeiträge erzielen. Die Finanzierung der teuersten Spitzenlastkraftwerke (inkl.

Fixkosten) erfolgt im Prinzip in kurzen Zeiten der Überschussnachfrage. Steigt die Nachfrage nämlich über die maximale Produktionskapazität bzw. droht dies zu tun, bilden sich am Strommarkt sog. Knappheitspreise (*peak load prices*), die weit oberhalb der Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke liegen. Die Knappheitspreise spiegeln die (sehr niedrige) Elastizität der Stromnachfrage (oder alternativ die maximale Zahlungsbereitschaft der Kunden für Versorgung) wider, sie steigen also so lange an, bis individuelle Verbraucher oder auch (konventionelle) Speicher die Überschussnachfrage auf ein Niveau zurückführen, das eine herkömmliche Preissetzung gemäß der *Merit-Order* ermöglicht. Im Prinzip gehen von der *Merit-Order* damit auch Anreize aus, alte ineffiziente durch moderne effizientere Kraftwerke zu ersetzen bzw. einen effizienten Kraftwerksmix aufzubauen. Investitionsanreize gehen idealiter immer dann aus, wenn für die unterschiedlichen Kraftwerksarten die durchschnittlich erzielten Preise im Planungszeitraum über den Durchschnittskosten liegen.

Angebot und Nachfrage nach Strom wird auf dem Strommarkt zu jedem Zeitpunkt aggregiert und zusammengeführt, wobei der resultierende einheitliche Preis im Idealfall die Präferenzen der Akteure und damit auch deren Kosten und Nutzen bzgl. des Gutes Strom widerspiegelt und Marktträumung zum gegenseitigen Vorteil erfolgt (Connect Energy Economics et al., 2014). Die Preisbildung nach der *Merit-Order* funktioniert i.d.R. um so besser, je mehr Handelsteilnehmer und Erzeugungs- bzw. Infrastruktureinheiten integriert werden können, je höher die Liquidität und je geringer die Missbrauchsanfälligkeit und das Diskriminierungspotenzial des Marktes ist. Bei akteursseitig oder regional beschränkten Märkten sinkt dagegen die Anzahl der geäußerten Präferenzen und damit potenziell die Markttransparenz. In Deutschland sind insbesondere die Kenntnisse über die Präferenzen der Nachfrager unvollständig, da vor allem Konsumenten mit geringen Abnahmemengen nicht direkt am Strommarkt teilnehmen und ihren Strom in der Regel über Vertriebe zu einem mittelfristig fixierten Preis erhalten.⁴ Sie haben damit auch keine Anreize, auf die kurzfristigen Schwankungen des Großhandelspreises zu reagieren und entsprechend Präferenzen über ihren Stromkonsum zu offenbaren. Dagegen reagiert die Industrie über Lastmanagement (abschaltbare Lasten) teilweise auf Knappheitssignale am Strommarkt. Wie einleitend in Kapitel 2.1 bereits erwähnt bietet der zentral organisierte Strommarkt auch kaum Informationen über die regional ggf. unterschiedlichen Charakteristika und Wertigkeit der Erzeugung von Strom und regional ggf. unterschiedliche Nachfrage nach diesem Strom. Dies wird wiederum auch durch zentral festgelegte Bestimmungen gestützt (EEG, EnWG etc., vgl. Kap.3.2.1.2; 100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a).

In räumlicher Perspektive erfolgt die Strompreisbildung einerseits in einer bundeseinheitlichen Gebotszone (inkl. Österreich), ist allerdings mit den europäischen Nachbarländern verknüpft (sog. *market coupling*).⁵ Preisreaktionen in Deutschland wirken sich damit auch im Ausland aus. Dabei werden diese wesentlich durch politische Fördermaßnahmen zu Gunsten EE (oder auch zu Lasten der Kernenergie) mitbeeinflusst (Buchan, 2012; Kap. 3.2.1.2.2). Thematisiert

⁴ Allerdings verbreiten sich zunehmend variable Tarife, die grob nach Tageszeit oder Lastsituation differenzieren.

⁵ Market Coupling ist eine Methode des Netzengpassmanagements über implizite Auktionen zur Bewirtschaftung knapper Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten (Monopolkommission, 2011).

werden insbesondere durch Fördermaßnahmen bei EE mitinduzierte Preissenkungen am Stromgroßhandelsmarkt im Ausland und deren Folgewirkungen (etwa sinkende Rentabilität konventioneller Kraftwerksinvestitionen im Ausland, Kosten zur Gewährleistung der Netzsicherheit). Zugleich nehmen der grenzüberschreitende Stromhandel sowie gemeinsame Preisbewegungen zwar zu, auf europäischer Ebene ist der Markt aber nur z.T. integriert und der Handel vor allem angesichts des nur langsam voranschreitenden Infrastrukturausbaus quantitativ eher gering (Monopolkommission, 2011; Grossi et al., 2015).

Innerhalb Deutschlands spiegelt der Preis andererseits keine regionalen Engpässe bzw. Knappheiten (Über- oder Unterproduktion) wider. In den Strompreis am Großhandelsmarkt gehen also keine Informationen über den Stromtransport und etwaige regionale Netzengpässe und damit wiederum keine Kosten der Stromübertragung bzw. Netznutzung ein. Die unterschiedliche Eigenschaft von Strom vor und hinter einem Engpass spiegelt sich also nicht im Börsenstrompreis wider (Bettzüge, 2014). So erhalten z.B. Stromanbieter im Norden denselben Preis wie Stromanbieter im Süden, auch wenn in einem temporären Engpass zusätzlich zu den lokalen Grenzkosten der Erzeugung eigentlich (Opportunitäts-)Kosten (bzw. Systemexternalitäten) anfallen, die von der Auslastung und Inanspruchnahme der Netze an bestimmten Knoten abhängen und idealiter als knoten- und zeitabhängige Ein- und Ausspeisetarife etwa über die Netzbetreiber in Rechnung gestellt werden müssten (sog. verallgemeinerte *Merit-Order*; Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2014; Knieps, 2013).

Bei temporären Engpässen korrigiert nur das sog. kostenbasierte Redispatching die erzielbaren Preise der Kraftwerksbetreiber vor und hinter einem physischen Engpass. In Situationen, in denen geplante Stromtransporte größer sind als die Übertragungskapazität des Netzes und damit ein Leistungsungleichgewicht herrscht, interveniert der Netzbetreiber, um die Systemstabilität sicherzustellen. Dabei bezahlt er zur Überlastung beitragende Kraftwerke für die Reduktion ihrer Stromproduktion und Kraftwerke in anderen Regionen für die Ersetzung des fehlenden Stroms. Die grenzkostenbasierte Aufwandsentschädigung bringt es aber mit sich, dass den Betreibern keinerlei Anreize gesetzt werden, die Engpässe bereits im Vorfeld bspw. durch eine bedarfsgerechte Standortwahl einzuschränken oder gänzlich zu beseitigen (Monopolkommission, 2015).⁶ Auf regionaler Ebene erfolgt somit ein nur sehr bedingt marktbasierter Nachsteuerung durch die Netzbetreiber, während gleichzeitig eine (künstliche) einheitliche Preiszone aufrechterhalten wird. Im Hinblick auf ihre Investitionsentscheidungen können Kraftwerksbetreiber zudem ihren Standort weitgehend unabhängig von den Netzausbaukosten treffen, die aus ihrer Entscheidung resultieren. Zu tragen haben sie lediglich die Netzanschlusskosten (Kap. 3.2.1.2.1).

In den letzten fünf Jahren haben sich diese Redispatching-Maßnahme mehr als verfünffacht. Die Kosten haben sich im selben Zeitraum mehr als verdoppelt und belaufen sich auf über 100 Mio. € jährlich (Monopolkommission, 2015). Sie werden als Regelkosten an die Netzkunden über die Netznutzungsentgelte überwältigt. Zugleich ist der Kraftwerksbesatz in Süddeutschland nach Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke relativ knapp zur Bereitstellung von Redispatchkapazität.

⁶ Möglicherweise werden in Zukunft auch Vergütungen oberhalb der Grenzkosten möglich sein.

ten (Jasper, 2013). So dürfen systemrelevante Kraftwerke nach Reservekraftwerksverordnung vorerst nicht stillgelegt werden, um für den Redispatch zur Verfügung zu stehen (sog. Netzreserve) (BMWi, 2015).

Das Design des deutschen Strommarktes wird im Kern als *Energy-Only*-Markt (EOM) bezeichnet. Unter diesem Begriff wird das System aus zentralen Spot-, Termin- und Regelleistungsmärkten zusammengefasst.⁷ Der Spotmarkt umfasst dabei die kurzfristigen Day-Ahead- und Intradaymärkte. Im EOM decken Erzeuger idealiter ihre Vollkosten durch den Verkauf von Energie. Kraftwerksleistung ist in diesem Design kein eigenständiges Produkt, sondern wird durch den Verkauf des Stroms gemäß der *Merit Order* implizit vergütet. Dabei bündelt der Preis idealiter die Erwartungen der Marktteilnehmer über die variablen Kosten der Stromerzeugung und die Verfügbarkeit von Kapazität. Preisdifferenzen signalisieren wiederum (näherungsweise) den Bedarf an Flexibilität im Versorgungssystem (implizite Entlohnung). Sie geben im Prinzip auch Anhaltspunkte, welche unter mehreren Flexibilitätsquellen bzw. -optionen wettbewerbsfähig und kostengünstig sind (Häseler, 2014).⁸ Der Terminhandel kann zusätzlich zur Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten beitragen, da er zukünftige Zahlungsströme angesichts von Unsicherheiten (z.B. Planung, Errichtung, Genehmigung von Kraftwerken) absichert.

Auf dem Regelleistungsmarkt werden Systemdienstleistungen über Auktionen von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft, die die Stromversorgung gegen kurzfristige Unsicherheiten (Prognoseabweichungen, unvorhergesehene Ereignisse) absichern. Daneben ermöglicht das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem, dass jederzeit genauso viel Strom in das Netz eingespeist wie entnommen wird (BMWi, 2015). Physikalische Einspeisung und Entnahme sowie Energiebezüge und -lieferungen werden innerhalb einer Regelzone zu dem Zweck erfasst, Abweichungen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Zu diesem Zweck besteht die Pflicht, alle Erzeuger und Verbraucher in Bilanzkreisen (d.h. virtuellen Energiemengenkonten) zu erfassen (Bilanzkreispflicht). Jeweils unterschiedliche Bilanzkreisverantwortliche (z.B. Stromlieferanten, Stromhändler, Verteilnetzbetreiber) sind auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz in ihrem Bilanzkreis gegenüber den vier Übertragungsnetzbetreibern in ihren jeweiligen Regelkreisen verantwortlich (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Für verbleibende Abweichungen werden den Bilanzkreisverantwortlichen (relativ hohe) Kosten für den Einsatz von Regelleistung über das Ausgleichensystem in Rechnung gestellt. Damit werden Anreize zur Bilanzkreistreue gesetzt und kurzfristige Flexibilität explizit bepreist. Im Netzregelverbund aller Übertragungsnetzbetreiber koordinieren diese ihren Regelleistungseinsatz, so dass für eine permanente, ausgeglichene Bilanzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch gesorgt wird und zugleich möglichst wenig Regelleistung eingesetzt werden muss. Dies wiederum ermöglicht für Deutschland einen einheitlichen Ausgleichsenergiepreis. Um einen gegenläufigen Regelleistungseinsatz zwischen europäischen Regelzonen zu vermeiden, koordinieren die vier

⁷ Stromerzeugungsanlagen können allerdings auch direkt ohne weitere Handels- bzw. Vertriebsstufen für die direkte Endkundenbelieferung genutzt werden. Vgl. Kap. 3.2.1.2.2.

⁸ Vgl. Kap. 2.3 zur Abgrenzung von Flexibilität.

deutschen Übertragungsnetzbetreiber sich schließlich noch mit fünf weiteren europäischen Ländern in der International Grid Control Cooperation. Ein vollständig integrierter EU-Regelleistungsmarkt existiert jedoch noch nicht (Bucksteeg et al., 2014).

Auch unabhängig vom (wenn auch begünstigt durch den) Ausbau EE wird der Preisbildungsprozess im EOM allerdings durch eine Reihe von Faktoren gestört. Zwar wird die effiziente Koordination des Anlagenbetriebs gewährleistet. Zweifel werden aber insbesondere darüber geäußert, ob der EOM gleichzeitig ausreichende und rechtzeitige Investitionsanreize in Erzeugungsanlagen und z.T. auch Flexibilitätsoptionen im Sinne der (langfristigen) Versorgungssicherheit generieren kann (Öko-Institut und LBD, 2015; Reeg et al., 2015; Cramton und Ockenfels, 2012):

- Ein Teil der Verbraucher legt seine Zahlungsbereitschaft für Strom in Zeiten von Knappheit nicht offen (u.a. wegen fehlender Echtzeitmessung und Lieferverträgen nach Durchschnittspreisen gemäß sog. Standardlastprofil, aber auch ggf. wegen Trittbrettfahrerverhalten). Damit ist auch fraglich, ob von der Nachfrageseite hinreichend Signale darüber ausgehen, wie eine verlässliche Versorgung wertgeschätzt wird. Wenn Stromverbraucher nicht nach Maßgabe ihrer Präferenzen und ihrer Zahlungsbereitschaft für sichere Versorgung vom Konsum ausgeschlossen werden können, hat Versorgungssicherheit den Charakter eines Allmendeguts. Zugleich ist der Gesetzgeber offensichtlich nicht bereit, regionale Knappheiten in einem Maße zu tolerieren, die zu unfreiwilligen Rationierungen (d.h. Abschalten von Verbrauchergruppen) führen könnten. Auch bei einem potentiellen Konsumausschluss (z.B. über Smart-meter) stellt sich also die Frage, ob dieser politisch und gesellschaftlich gewollt ist. So hält etwa derzeit vor dem Hintergrund von Engpässen im Übertragungsnetz die Reservekraftwerksverordnung Kraftwerke für die Netz- und Systemstabilität vor. Dies spiegelt auch das mangelnde Vertrauen in einen lokal undifferenzierten EOM wider, zukünftig einen lokalen Erzeugungs-Last-Ausgleich zu gewährleisten. Durch den Kernenergieausstieg könnten sich Probleme der Angemessenheit zudem in Zukunft vor allem in Süddeutschland verschärfen.⁹
- Für Kraftwerksbetreiber und Investoren fällt es im liberalisierten Strommarkt schwer, belastbare und vor allem längerfristige Einschätzungen über die Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit von Knappheitssituationen und die Höhe von (Knappheits-)Preisen zu treffen. Ebenfalls schwierig ist es, das Verhalten anderer Investoren bzw. Wettbewerber einzuschätzen, die wiederum ebenfalls und gegebenenfalls strategisch die Höhe der Knappheitspreise beeinflussen (keine perfekte Voraussicht, asymmetrische Information). Bereits hierdurch kann ein Attentismus der Investoren resultieren. Zugleich müssen knappheitsbedingte Strompreisspitzen auch über mehrere Jahre gewährleistet sein. Kartellrechtliche Vorgaben und staatliche Preisobergrenzen zur Vermeidung von Marktmacht in Spitzenlaststunden (derzeit implizit bei 3000 €/MWh) senken jedoch potenziell Investitionsanreize. Ebenso müssen auch andere

⁹ Ein gegenläufiger Effekt tritt allerdings dadurch ein, dass der Kernenergieausstieg die *Merit-order* Kurve nach links verschiebt, die Großhandelsstrompreise erhöht und Neuinvestitionen oder nachfrageseitige Reaktionen anreizen könnte.

preisdämpfende regulatorische Interventionen unterbleiben (z.B. Freigabe von Reserven). Diese Zusicherung fällt umso schwerer, je stärker die langfristige Versorgungssicherheit bereits in Gefahr ist. Wenn Investoren zu geringe Investitionsanreize angesichts des Mangels an zu erwartenden Erlösrückflüssen in reinen Energiemärkten haben, wird von einem sog. *Missing-Money-Problem* gesprochen (Cramton und Stoft, 2006).

- Hinzu kommt, dass Signale zum Teil nicht rechtzeitig erfolgen, weil keine Märkte insbesondere für größere Kraftwerksinvestitionen vorhanden sind, die erst nach langer Vorlaufzeit in 10-15 Jahren Früchte tragen, und Terminmärkte nicht hinreichend liquide bzw. Endkundenverträge zeitlich eng begrenzt sind. Dabei sind nicht vorhandene und illiquide Märkte wiederum auf schwer zu bewertende Unsicherheiten zurückzuführen, darunter die längerfristigen politischen Rahmenbedingungen und die Interaktionen zwischen mehreren längerfristigen Kapazitätsinvestitionen (Gefahr sog. Schweinezyklen).
- Netzinvestitionen, die oft einen Vorleistungscharakter für andere Investitionen (Kraftwerke, Flexibilitätsoptionen) haben, werden durch den EOM kaum angereizt. Gleiches gilt für das Management von Netzengpässen. So ist der EOM zum einen nicht lokal differenziert. Zum anderen sind Netze als monopolistischer Engpass expliziter Gegenstand staatlicher Regulierung (Kap. 2.4.1).

In der Konsequenz wird vielfach (aber nicht einhellig) vermutet, dass der EOM mit Marktversagenstatbeständen verknüpft ist, die dessen Funktionalität einschränken und zu suboptimalen Investitionsverhalten führen. Derzeit viel diskutiert ist daher die langfristig wirksame Ergänzung des heutigen Strommarktes durch neue Elemente. Dabei geht es um ein (oder mehrere) Marktsegmente in denen nicht die abgesetzte Kilowattstunde vermarktet wird, sondern die bereitgestellte Kapazität (in kW) oder äquivalente Maßnahmen zur Lastreduktion oder –verlagerung. Ein Kapazitätsmarkt berücksichtigt, dass vor allem konventionelle Kraftwerke sicher und regelbar Kapazität bereitstellen können, um im Bedarfsfall Nachfragespitzen abdecken zu können. Je nach Ausgestaltung wird von unterschiedlichen Ebenen und auf unterschiedlichen Wegen das Gut Versorgungssicherheit bereitgestellt. Im Hinblick auf die Angemessenheit der Versorgung wird andererseits aber auch auf die derzeit ausreichenden gesicherten Kraftwerkskapazitäten verwiesen (Reeg et al., 2015; Jasper, 2013). Zudem kann Zurückhaltung bei Kraftwerksinvestitionen auch als eine wünschenswerte Marktberreinigung gesehen werden bzw. als ein Zeichen, dass Nachfragereaktionen zu Spitzenlastzeiten (begrenzter Lastabwurf) vorteilhafter sind als der fehleranfällige Aufbau von Kapazitätsmärkten (Feld et al., 2014). Derzeit sieht der Gesetzgeber von der Einführung von Kapazitätsmärkten ab (BMW, 2015; dazu auch Monopolkommission, 2015). In einem sog. Strommarkt 2.0. werden dagegen verschiedene Weiterentwicklungen des Strommarktdesigns vorgenommen (u.a. transparentere kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht, Stärkung der Bilanzkrestreue, Weiterentwicklung des EU-Energiebinnenmarktes, Anpassungen im Markt für Regelenergie, Überarbeitung der Netzentgeltssystematik, systemdienlicher Einsatz von Anlagen zur Eigenstromerzeugung). Zusätzlich wird eine Kapazitätsreserve vor allem zur Abmilderung von Versorgungsengpässen in Süddeutschland eingeführt. Sie umfasst nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen.

2.3 Besonderheiten Erneuerbarer Energien

EE weisen vor diesem Hintergrund bestimmte Charakteristika auf, die die Heterogenität und (Opportunitäts-)Kosten des gewachsenen Stromversorgungssystems erhöhen bzw. dessen Struktur und Funktionsweise infrage stellen. Dabei wird im allgemeinen von Integrationskosten variabler EE gesprochen. (im folgenden Hirth et al., 2015; Agora Energiewende, 2015). Quasi spiegelbildlich können mangelnde Anpassungen innerhalb dieses traditionellen Versorgungssystems erhebliche Barrieren für den weiteren Ausbau EE darstellen. EE fachen aus dieser Sichtweise die Nachfrage nach Flexibilität an (Häseler, 2014).

Generell werden unter Flexibilität Technologien und Prozesse verstanden, die dazu beitragen, den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen und die Funktionalität des Stromnetzes zu unterstützen (Bauknecht et al., 2015).¹⁰ Flexibilitätsbedarf entsteht durch die maximalen positiven und negativen Leistungsungleichgewichte und deren zeitliche Verteilung (Brunner und Müller, 2015). Er erhöht sich also mit wachsendem Anteil variabler EE und je nach Ausmaß EE-spezifischer Überschüsse bzw. Defizite. Zugleich erfüllen verschiedene Flexibilitätsoptionen unterschiedliche Funktionen entlang des Ausbaukorridors EE und weisen unterschiedliche Einsatzcharakteristika und Kosten auf (Bauknecht und Vogel, 2015; Brunner und Müller, 2015). Dies liegt an dem unterschiedlichen Entwicklungsstand und Potenzial einzelner Flexibilitätsoptionen, den z.T. hemmenden und z.T. förderlichen politischen Rahmenbedingungen, aber auch schlicht an der Tatsache, dass insbesondere über den zentralen EOM und die Regel- und Ausgleichsenergiemärkte im Versorgungssystem bereits eine gewisse Flexibilität vorhanden ist (Kap. 2.2).

Im Rahmen des weiteren Ausbaus EE werden vor allem flexibel betriebene bzw. regelbare (thermische oder biobasierte) Kraftwerke, die Flexibilisierung der Nachfrage bzw. das Lastmanagement, Stromspeicher und die Nutzung des Wärme- bzw. Verkehrssektors als mögliche weitere, z.T. komplementäre und z.T. konkurrierende Flexibilitätsoptionen diskutiert. Die Möglichkeit des räumlichen Ausgleichs über Stromnetze stellt eine wichtige, aber zugleich besondere Flexibilitätsoption dar. Sie stellt nicht nur in Form von Netzausbau- bzw. -verstärkung eine (zeitlich passive) Flexibilitätsoption an sich dar, sondern ermöglicht wesentlich die Funktionsfähigkeit anderer Flexibilitätsoptionen und kann zugleich den Flexibilitätsbedarf reduzieren. Beide Aspekte wirken insbesondere bei einer europäischen Betrachtungsweise mit gekoppelten Märkten zusammen (Bucksteeg et al., 2014). So bietet die zunehmende netzgebundene Integration der nationalen Strommärkte die Möglichkeiten grenzüberschreitende (andere) Flexibilitätsoptionen einzubeziehen. Bei begrenzten Kuppelkapazitäten (oder aufgrund anderer Hemmnisse in der Flexibilität der Netzinfrastruktur) können europäische Flexibilitäten jedoch nicht räumlich undifferenziert und ohne Einbeziehung des Netzengpassmanagements einbezogen werden.

¹⁰ Häseler (2014) spricht von der technischen Fähigkeit und der wirtschaftlichen Bereitschaft von Akteuren im Stromversorgungssystem, die Erzeugung bzw. den Verbrauch kurzfristig der Versorgungslage anzupassen.

Stromnetze sind schließlich auch deshalb eine besondere Flexibilitätsoption, weil sie nicht auf Preissignale reagieren, sondern stark vom Regulierungsrahmen abhängig sind (Kap. 2.4.1, 3.2.1.2.1).

Im weiteren Sinn kann auch die begrenzte Abregelung EE (sog. Einspeisemanagement) als Flexibilitätsoption verstanden werden (TAB, 2014): Dies ist der Fall, wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt EE-Strom produziert wird, der nicht gebraucht wird und auch nicht an einen anderen Ort transportiert werden kann (oder soll).

Konventionelle Kraftwerke sind schließlich auch „besondere“ Flexibilitätsoptionen. Aus dem Mix dieser Kraftwerke werden derzeit etwa im Vergleich zu Lastmanagement oder Stromspeichern große Mengen an Flexibilität in kurzer Zeit sicher bereitgestellt (je nach den Regelbereichen der Kraftwerke und ihrem aktuellen Arbeitspunkt). Insofern kann Flexibilität nicht nur für eine bestimmte Zeitspanne (wie z.B. über Lastmanagement), sondern als gesicherte Leistung in längeren Zeiten niedriger EE-Einspeisung angeboten werden. Diese Flexibilität kann im Prinzip über die gegebenen und aktuell angepassten Strukturen des Strommarkts angeboten werden. Durch den Umbau des Stromversorgungssystems steht jedoch weniger konventionelle Flexibilität in Zukunft zur Verfügung (Kap. 2.2 zu Kapazitätsmechanismen).

Die Stromerzeugung aus EE ist in Deutschland i.d.R. an die oben erwähnten Marktstrukturen des EOM gekoppelt, allerdings aufgrund des Förderregimes nur eingeschränkt Marktpreissignalen ausgesetzt (dazu Kap. 3.2.1.2.2). Der Ausbau ist im Gegensatz zu räumlich eher konzentrierten Großkraftwerken in Deutschland durch eine massive Zunahme und flächenhafte Verbreitung vorwiegend kleinskaliger Anlagen (Fotovoltaik (PV), Wind-Onshore, Biomasse) gekennzeichnet (räumliche Dekonzentration). Diese sind – neben der Eigenversorgung – vor allem an Verteilnetze und in diesem Sinne dezentral angeschlossen. Insgesamt existieren heute in Deutschland mit ca. 1,5 Millionen Einheiten etwa tausendmal mehr dezentrale, meist regenerative Einspeiser als zentrale Kraftwerke (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2013). Im Jahr 2050 wird diese Zahl auf 5 Millionen geschätzt (Hoffmann 2013). Zunehmend treten dabei Verbraucher, die an die Verteilnetze angeschlossen sind, gleichzeitig als Stromproduzenten auf (sog. Prosumenten).

Angesichts der zu Anfang von Kapitel 2.1 skizzierten historisch und technologisch gewachsenen Netzstruktur treten zunehmend Probleme mit der Netzführung und Netzstabilität auf Verteilnetzebene auf, an die 90% der in EE-Anlagen installierten Leistung angeschlossen sind (E-Bridge, IAEW und OFFIS, 2014).¹¹ Diese werden im Wesentlichen und unter bestimmten regulatorischen Vorgaben durch Abschaltung von Erzeugungsanlagen gemildert, ohne dass Anreize für eine lokale Anpassung der Stromnachfrage oder die Nutzung von Speichern erfolgt (Trepper et al., 2013). Dabei sind die Verteilnetzbetreiber zugleich in sehr unterschiedlichem Maße von lokaler Einspeisung durch EE betroffen: So waren 2014 die 10 (20) Verteilnetzbetreiber mit der höchsten installierten Kapazität an EE zusammen für 60% (80%) der gesamten installierten

¹¹ Diese Probleme sind ebenso auf die auf der nächsten Seite skizzierten Charakteristika (einiger) EE zurückzuführen, die das Stromversorgungssystem heterogener machen.

Kapazität in Deutschland zuständig (Bundesnetzagentur, 2015a). Der Ausbau der Verteilnetze, der zur Integration EE und zum Umgang mit Problemen der Netzstabilität beitragen kann, ist damit auch nicht homogen bzw. in gleichem Maße über alle Verteilnetze (mit unterschiedlicher Topologie, technischer Ausstattung, Versorgungsaufgabe) sinnvoll und somit schwierig zu bestimmen. Er hängt nach Szenarien von E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014) bis zum Jahr 2032 von einer nicht-linearen Kombination aus Netzstruktur, Versorgungsaufgabe und der Leistung der unterschiedlichen angeschlossenen EE-Anlagen ab. In der Niederspannungsebene ist vor allem der ländliche Raum betroffen, wobei Süddeutschland durch die stärkere Konzentration auf Fotovoltaik einen höheren Investitionsbedarf aufweist. In der Mittelspannungsebene ist der Investitionsbedarf regional relativ gleichmäßig verteilt. Er betrifft aber einen größeren Prozentsatz an Netzbetreibern, insbesondere solche Netze, die direkt Windkraftanlagen anschließen. In der Hochspannungsebene ist schließlich vor allem Nord- und Ostdeutschland durch die relativ lastfern erzeugte Windenergie betroffen.

Angesichts dieser zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung aus EE gibt es Bestrebungen bzw. Überlegungen dies auch durch eine Regionalisierung der Märkte bzw. anderer Governanceformen adäquat abzubilden (Trepper et al., 2013; Dunker, 2013). Neben bereits etablierten Differenzierungsmöglichkeiten (insbesondere für zertifizierten überregionalen Ökostrom) könn(t)en regionale Märkte Chancen für neue Produkte bzw. dahinterliegende Normen und Präferenzen von Verbrauchern bieten. Dies würde dazu beitragen, das Gut Strom aus Nachfragesicht als heterogen zu bezeichnen, wenn die Gutscharakterisierung nicht (nur) auf technischen Aspekten, sondern auf subjektiven Wahrnehmungen der Verbraucher „vor Ort“ basiert (Wöhe, 1993). Regionale Produkte können darüber hinaus wiederum mit regionalen Strukturen bzw. Wertschöpfungsketten und damit verbundenen Verantwortlichkeiten verbunden sein (weiterführend Kap. 4.2.2.2.3).

Regionale Marktstrukturen können auch eine Quelle zusätzlicher Flexibilität zur Integration EE sein. Allerdings stellt sich damit auch die Frage, ob diejenigen Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, die mit den geringsten (System-)Kosten verbunden sind. So weisen verschiedene modellbasierte Studien darauf hin, dass der Netzausbau eine der kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen ist (Consentec und IAEW 2011; dena 2012; Fürsch et al., 2012; SRU, 2011).

Im folgenden soll noch einmal genauer erläutert werden, welche Implikationen zunehmende Anteile EE auf das traditionelle Stromversorgungssystem haben. Dabei wird der obigen Kategorisierung von Strom als vor allem erzeugerseitig heterogenes Gut gefolgt. Der Einsatz EE hat hierbei weitere Folgewirkungen.

2.3.1 Zeitliche Variabilität und Variabilitätskosten

Das Angebot EE aus Sonnen-, Wind- und zum Teil Wasserkraft ist variabel (fluktuierend), weil es von natürlichem Dargebot, Wetterbedingungen und tages- und jahreszeitlichen Schwankungen bestimmt wird. Demgegenüber kann der Output konventioneller Kraftwerke relativ leicht – aber auch nicht beliebig flexibel – zeitlich angepasst und die Vermarktung leichter geplant wer-

den. Wenn – wie derzeit der Fall – variable EE nicht vollständig der Last folgen, diese nicht angepasst oder reduziert werden kann, andere Erzeuger und Stromnetze nicht hinreichend flexibel (bidirektional) sind und Stromspeicherung nicht breit verfügbar bzw. zu teuer ist, entstehen Kosten der zeitlichen Variabilität. Bei Einsatz von Biomasse, Geothermie und z.T. Wasserkraft sind diese Variabilitätskosten geringer, da sie im Vergleich zu Sonnen- und Windenergie weniger wetter- bzw. dargebotsabhängig und damit besser regelbar sind und Möglichkeiten zur Speicherung eher vorhanden sind. Der Beitrag von Wind- und Sonnenenergie zur kurzfristigen Versorgungssicherheit ist entsprechend für sich gesehen niedrig, da diese auch in Zeiten starker Über- und vor allem Unterproduktion variabler EE gewährleistet werden muss: So beträgt der Anteil der installierten Kapazität, der zu Zeiten jährlicher Spitzenlast (typischerweise Winterabende) mit einer bestimmten Sicherheit (Konvidenzniveau) verfügbar ist, für die Windenergie zwischen 1 und 10% und für die Fotovoltaik nahe Null. Dieser sog. Kapazitätskredit ist in diesen kritischen Zeiten dagegen für dargebotsunabhängige konventionelle Kraftwerke zwischen 80 und 95% (Peter et al., 2015).

Die Variabilitäts- bzw. Profilkosten können als eine Verringerung des Marktwertes variabler EE betrachtet werden. Sie werden zum einen durch die planbaren Kosten der Anpassung des Outputs konventioneller thermischer Kraftwerke verursacht. Dies zeigt sich in häufigerem Anfahren und Zyklieren der Kraftwerke (sog. Flexibilitätseffekt). Zum anderen sind sie auf die geringere durchschnittliche Auslastung bis auf weiteres notwendiger thermischer Kraftwerke zurückzuführen (sog. Nutzungseffekt). Umstritten ist in der Literatur, inwiefern vor allem der Nutzungseffekt als Integrationskosten EE betrachtet werden kann und wie diese quantifiziert werden können (Agora Energiewende, 2015).

Während auch ein neues Grundlastkraftwerk die Auslastung bestehender Kraftwerke verringert, bestehen zwei wesentliche Unterschiede im Hinblick auf variable EE. Zum einen gibt es im Vergleich zu einem Grundlastkraftwerk durch die Wetterabhängigkeit einen höheren Bedarf an stets verfügbarer Erzeugungskapazität. Zum anderen verändert sich das Muster der Residuallast: Entlang der *Merit-Order*-Kurve entsteht ein Bedarf an leichter regelbaren Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (z.B. Gaskraftwerken) und weniger an Grundlastkraftwerken. Der sog. Nutzungseffekt (bzw. analog die Verringerung des Marktwerts) ist dabei umso bedeutsamer, je höher der Anteil variabler EE und je stärker diese unter- bzw. miteinander jahres- und tageszeitlich sowie räumlich korreliert sind (Elberg und Hagspiel, 2015).

Eine (umstrittene) Möglichkeit besteht darin, diese zwei Unterschiede als Kosten der Integration EE zu interpretieren und zu quantifizieren. Ein Kostentreiber sind die höheren spezifischen Kapitalkosten bei nicht-variablen Erzeugungstechnologien, die im Durchschnitt weniger stark ausgelastet sind. Die Kosten sind dabei umso höher, je weniger Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen Kostenstrukturen verfügbar sind und je mehr auch Kosten bei bestehenden (oder bereits geplanten) Kraftwerken berücksichtigt werden (Produzenten- statt Verbraucherperspektive). Ein weiterer (eng verwandter) Kostentreiber ist in der durch EE induzierten Verschiebung von Grundlast- zu per Definition teureren Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zu sehen. Schließlich weisen variable EE nur sehr geringe Grenzkosten auf, so dass die Erzeugung a priori fast immer zweckmäßig ist. Damit werden sie in einer immer größer werdenden Zahl von Stunden

preissetzend. Der Ausbau EE verschärft damit kurzfristig etliche der derzeitigen Probleme am *Energy-only*-Markt (Kap. 2.2). Das Angebot variabler EE verdrängt konventioneller Kraftwerke mit höheren Grenzkosten bei gegebenem – nach internen Kosten und kurzfristig effizientem – Kraftwerksmix, verschiebt die *Merit-Order*-Kurve nach rechts und reduziert den Gleichgewichtspreis auf dem Strommarkt (*Merit-Order*-Effekt) (Peter et al., 2015). Für bestehende Kraftwerke wird der Deckungsbeitrag reduziert und die (noch nicht amortisierte) Fixkostendeckung erschwert. Für neue thermische Kraftwerke steigen die spezifischen Kapitalkosten. Bei zunehmendem Anteil variabler EE und entsprechend Zeiten mit niedrigen oder sogar negativen Preisen steigen auch die spezifischen Kapitalkosten EE bei bloßer Finanzierung über *Energy-only*-Märkte (sog. *Missing-Money*-Problem).

Aus einer anderen Perspektive wird der Nutzungseffekt aber weniger als bedeutsame Kostenkomponente der Integration EE angesehen. Hierbei werden weitere, externe Kostenbestandteile und längerfristige Anpassungen im gesamten Versorgungssystem berücksichtigt. Diese Anpassungen werden zum Teil nicht als von bestimmten Technologien (wie EE) verursachte Kosten angesehen.

So würden die Kosten der Verschiebung zu Spitzenlastkraftwerken geringer ausfallen, wenn man davon ausgeht, dass externe Kosten aus der konventionellen Stromerzeugung (Umwelt- und Gesundheitsschäden etc.) nicht angemessen - insbesondere über das Emissionshandelssystem - internalisiert werden (Kap. 3.2.1.1). Geringer würden sie auch ausfallen, wenn geringere Gaspreise (d.h. geringere variable Kosten für Gaskraftwerke) angenommen werden.

Die geringere Auslastung steuerbarer Kraftwerke würde ebenso dadurch abgemildert, dass im Zuge einer schrittweisen Erhöhung des Anteils EE Grundlastkraftwerke stillgelegt und bestehende Kraftwerke relativ mehr genutzt werden. Damit würde wiederum der oben erwähnte *Merit-Order*-Effekt EE abgeschwächt. Dabei können diese Stilllegungen unabhängig von der Zunahme EE notwendig sein, um Überkapazitäten im Markt abzubauen und die Erzeuger auf die „wahren“ langfristigen Grenzkosten auszurichten (Reeg et al., 2015).

In dieselbe Richtung wirkt zusätzlich flexible Nachfrage, die wiederum vor allem die Nachfrage nach „Grundlast“ erhöht. Dies könnte durch neue stromverbrauchende Technologien (z.B. Elektromobilität) oder Preisvolatilität getrieben sein. So könnte Strom im Prinzip in Zeiten guter (schlechter) Ressourcenverfügbarkeit bei Wind- und Sonnenenergie günstiger (teurer) werden und damit wiederum zu einer Anpassung der Kraftwerksflotte beitragen. Wenn variable EE also positiv mit der Nachfrage korrelieren (können) und zugleich nicht preissetzend sind, wirkt dies dem *Merit-Order*-Effekt EE entgegen (sog. Korrelationseffekt).

Auf der Angebotsseite wird zum Ausgleich von Schwankungen und zur Anpassung der Residuallast eine Flexibilisierung der Biomasseverstromung als eine Möglichkeit zur Kostendämpfung gesehen, wobei die Biomasse zugleich ein günstiges Verhältnis von fixen zu variablen Kosten aufweist.¹² Stabilisierend bzgl. erforderlicher Lastwechsel könnten auch in Ost-West Richtung exponierte Dächer bzw. Flächen mit PV-Anlagen sein, auf denen die Module ihr Leistungsma-

¹² Dagegen sind Gasturbinen zwar auch relativ flexibel bzw. regelbar, weisen aber hohe variable Kosten auf.

ximum nicht wie sonst mittags, sondern bereits morgens bzw. erst abends erreichen. Dies würde im Sinne der Versorgungssicherheit den sog. Kapazitätskredit der Fotovoltaik erhöhen. Ebenso wird - wie oben bereits angedeutet - der Nutzungseffekt und damit Kostenanstieg durch Speicherlösungen und intelligente (bidirektionale) Netze gebremst (vgl. auch Kap. 2.4.1). Zudem werden zunehmend Speicherlösungen im weiteren Sinne diskutiert, bei dem Stromüberschüsse über neue Technologien aufgenommen und in eine andere Energieform (vor allem Wärme, Mobilität) gewandelt werden (sog. Power-to-x). Diese Flexibilitätsoptionen sind zugleich für eine stabile Stromerzeugung bei wachsendem Anteil EE erforderlich. Sie verursachen jedoch ihrerseits wiederum Kosten, so dass Notwendigkeit und Mischungsverhältnis von zahlreichen Parametern abhängig ist.

2.3.2 Unsicherheit und Ausgleichskosten

Das Angebot variabler EE ist bis zu seiner tatsächlichen Nutzung im Stromsystem unsicher. Produktion und Handelsaktivitäten finden jedoch überwiegend am Tag vor der Stromlieferung statt. Somit müssen Abweichung zwischen vorausgesagter variabler EE und tatsächlicher Produktion kurzfristig ausgeglichen werden. Diese temporären Knappheiten entstehen auch in Nicht-Spitzenlastsituationen und führen zu Ausgleichskosten, die u.a. in starken Residuallastgradienten sichtbar werden. Sie stellen außerdem eine Herausforderung für die Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit (Stabilität) dar, die sich dann in steigenden Aufwendungen für Regelenergie bzw. in höheren Netznutzungsentgelten widerspiegeln. Neben der bereits bei konventionellen Kraftwerken bestehenden Heterogenität in der Vorlaufzeit kommen durch variable EE (vor allem Windenergie) Prognosefehler hinzu. Die Höhe der Kosten wird zunächst durch die Qualität der Prognose beeinflusst. Ebenso spielt wiederum die Höhe der installierten Leistung variabler EE eine Rolle. Dabei ist auch mit der Korrelation individueller Prognosefehler zwischen einzelnen Anlagen angesichts ähnlicher Wetterbedingungen und Prognoseinstrumente zu rechnen. Diese Korrelation und generell Prognosefehler können bei einer geographisch weiter definierten Ausgleichsregion und damit Vernetzung verringert werden. Für die Höhe der Kosten ist schließlich auch die Interaktion mit der Nachfrageseite (z.B. Korrelation mit Lastprognosen) und dem vorhandenen - mehr oder weniger „ausgleichsfreudigen“ bzw. flexiblen – regionalen Kapazitätsmix von Bedeutung.

Prognoseabweichungen und damit Leistungsschwankungen erfordern - neben kurzfristigen Kraftwerksausfällen und Lastschwankungen – wiederum eine möglichst passfähige Ausgestaltung der Kurzfrist- und Regelenergiemärkte. Gleichzeitig ist die System- und Spannungsstabilität zu gewährleisten, was wiederum mit Anforderungen an die in diesen Märkten angebotenen Produkte und deren Qualität (Aktivierbarkeit, Regelungsfähigkeit von Reserven, damit verbundene Ausschreibungsbedingungen u.ä.) mit sich bringt. Jeweils zentral koordinierte Kurzfristmärkte (Intraday) und Regelleistungsmärkte stehen wiederum in enger Wechselwirkung, so dass etwa je nach Ausgestaltung der Produkte in den Kurzfristmärkten auf bestimmte (d.h. vorhersehbare) Regelleistung ggf. verzichtet werden kann. Kürzere Vorhaltdauern von Produkten für Regelleistung begünstigen bei hinreichender Flexibilität des Kraftwerksparks und der Nachfrage

generell einen effizienten Dispatch auf Regel- und Spotmärkten. Der jeweilige Preis sinkt, was zu Einsparungen an Systemkosten führt (ausführlich Bucksteeg et al., 2014).

Betrachtet man Ausgleichskosten als Kosten erzeugungsseitiger Unsicherheit durch Kraftwerksausfall sind EE Anlagen in gewissem Sinne allerdings vorteilhaft: Sie sind kleiner und verstreuter, so dass geringere Reserven benötigt werden, um im Fall des Ausfalls einer EE-Anlage die Systemstabilität zu gewährleisten.

2.3 3 Räumliche Spezifität und Netzkosten

Das Angebot variabler EE ist zwar zunächst primärenergieseitig ubiquitär, aber dennoch ortsspezifisch: Die zur Energieerzeugung eingesetzten Primärenergieträger können nicht wie z.B. Kohle transportiert werden und Erzeugungspotenziale, -flächen, -kosten und Output variieren räumlich. Im gewachsenen Versorgungssystem entstehen wiederum Netzkosten oder -nutzen angesichts der weiter oben erwähnten Übertragungsbeschränkungen und -verluste, wobei die „Kosten-Nutzen-Bilanz“ wiederum stark orts- und technologiespezifisch ist (Vogel, 2009; Agora Energiewende, 2015).

Lokale Nutzenwirkungen können daraus resultieren, dass Transportverluste bzw. Leitungsknappheiten in Verteilnetzen reduziert und Netzinvestitionen verschoben oder ganz vermieden werden können, wenn die Nachfrage (auch in Kombination mit Nachfragemanagement oder Speicherlösungen) lokal bzw. mit gegebenem Netz bedient werden kann. Nutzenstiftend (oder wenig kostenintensiv) wirken sich im Prinzip auch EE-Erzeugungstechnologien aus, die lokal die Spitzenlast und damit auch die Netzkapazität oder zumindest den netzbezogenen Steuerungsbedarf reduzieren können (z.B. lastnahe PV-Dachanlagen in Städten). Bei variablen EE wird - im Gegensatz zu steuerbaren Biogasanlagen und manchen KWK-Anlagen - jedoch häufiger von „lokalen“ Kosten gesprochen: aufgrund des fluktuierenden und bislang nur bedingt steuerbaren Einspeiseverhaltens oder aufgrund der (aus verschiedenen Gründen) nur partiell realisierten Kopplung des Strommarktes mit anderen Energiemärkten wie dem stärker lokal organisierten Wärmemarkt (vgl. zu den Nutzenwirkungen der Sektorkopplung modellhaft z.B. Schaber, 2013). Für sich gesehen steigen diese Kosten bei wachsendem Anteil variabler EE und der Tendenz zur Überschussproduktion.

Dies gilt allerdings weniger, wenn von vorne herein ein eher lokaler und regionaler Bezugspunkt gewählt wird.¹³ In diesem Fall können vorteilhafte Verbund- und Steuerungskonzepte betrachtet werden. Dazu zählen regionale virtuelle Kraftwerke, d.h. organisatorischer Zusammenschluss dezentraler Erzeugungsanlagen zu einem informationstechnischen Verbund, der gemeinsam gesteuert wird. Dabei steht die Optimierung des Kraftwerksportfolios, höhere Energieeffizienz und unter Beteiligung der Verbraucher auch intelligentes Lastmanagement im Vordergrund. Idealerweise werden zugleich unkontrollierte Schwankungen und Engpässe im Netz vermieden. Weitergehend ist noch der zelluläre Ansatz bzw. die Bildung regionaler Zellen. In einem begrenzten geographischen Raum werden sich selbst regelnden Strukturen (Zellen) ge-

¹³ Den Extremfall bilden dabei autarke Inselösungen ohne Anknüpfung an einen Netzverbund.

bildet, die zwar Teil eines umfassenderen Systems der Stromversorgung sind, aber dabei ggf. zeitlich oder im Versorgungsumfang begrenzt unabhängig vom übergeordneten Verbundsystem betrieben werden können (sog. bivalenter Betrieb) bzw. das übergeordnete Netz gar nicht oder nur punktuell nutzen (TAB, 2014; Bundesnetzagentur, 2012). Teilweise werden derartige Konzepte jedoch aufgrund des vorherrschenden räumlich und zeitlich undifferenzierten Regulierungsrahmens nicht realisiert (zentrale Marktstrukturen, nicht „angepasste“ Netzentgelte etc., vgl. Kap. 3.2.1.2).

Lokale und überregionale Netzkosten werden derzeit i.w.S. vor dem Hintergrund diskutiert, dass die Standorte insbesondere von vielen Windenergieanlagen aus verschiedenen Gründen (wie Windgeschwindigkeiten, Bodenpreisen, Akzeptanz) weit von Nachfragezentren - in Deutschland vor allem im Süden und (Süd-)Westen - liegen können. Bei PV-Anlagen liegt zwar oft eine größere Lastnähe vor, aber es bestehen auch Grenzen der kostengünstigen Versorgung (z.B. in Industriegebieten). Die einfachste Möglichkeit zur Kostenreduktion bietet die Möglichkeit im Fall von Einspeiseüberschüssen Anlagen lokal abzuregeln (sog. Einspeisemanagement). Je nach Ausmaß der Abregelung stehen geringeren Netzkosten aber dann wieder höhere Erzeugungskosten gegenüber, sei es über die zusätzliche EE-Produktion zur Erreichung einer gewünschten EE-Produktionsmenge oder über die Erzeugung aus anderen Energieträgern (Agora Energiewende, 2015). Nach E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014) könnten durch die gezielte Abregelung der EE-Einspeisungen für wenige Stunden des Jahres (ca. 3% der Jahresenergie) und die Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung die jährlichen Zusatzkosten zur Integration von EE-Anlagen in Verteilnetze (Kosten für IKT + Kosten für Ersatzenergie – vermiedenen Netzausbaukosten) jedoch um mindestens 15 % reduziert werden. Die Einsparung ist dabei noch höher (ca. 20%) bei Einsatz intelligenter Technologien (z.B. regelbarer Ortsnetztransformatoren). Diese Effekte sind erreichbar, obwohl nur ca. 8% aller bestehenden Ortsnetztransformatoren regelbar ausgestattet werden müssen. Das wiederum ist darauf zurückzuführen, dass nicht in allen Netzgebieten tatsächlich Netzausbaubedarf entsteht. Insgesamt kann entsprechend der Netzausbaubedarf um 40-60% reduziert werden.

Ansonsten können systemische Netzkosten reduziert werden, wenn eine variable EE- Technologie weniger stark räumlich konzentriert Strom einspeist. Zu bedenken ist hier vor allem der technologische Fortschritt im Bereich sog. Schwachwindanlagen und zugleich der relativ geringe Windenergiebesatz in durchschnittlich weniger windreichen Gegenden Süddeutschlands. Schwachwindanlagen weisen ein verringertes Rotorflächen-zu-Generatorleistungs-Verhältnis auf, wodurch die Auslastung der Anlagen erhöht und Leistungsspitzen reduziert werden. Einen vergleichbaren Effekt kann analog dazu die Reduzierung der Wechselrichterleistung von PV-Anlagen bei unverändert großer Modulfläche erzielen (BMVI, 2015). Aus der größeren Ungleichzeitigkeit der Erzeugung im Raum können dann idealerweise Glättungseffekte entstehen (Wimmer et al., 2014). Kostensenkend wirkt auch eine negative Korrelation zwischen zwei verschiedenen variablen EE (vor allem Wind- und Sonnenenergie), so dass der Gesamtoutput zeitlich und räumlich stetiger wird (Portfolioeffekt). Nach Mono et al. (2014) ist dieser Effekt empirisch durchaus erheblich. Zudem können durch die gleichmäßigere räumliche Verteilung wiederum die Ausgleichskosten reduziert werden. Dies äußert sich in weniger extremen Residu-

allastwerten und Leistungsgradienten. Zusätzliche Leistung – auch über Flexibilitätstechnologien – muss demnach weniger schnell zur Verfügung gestellt werden (Wimmer et al., 2014). Nicht berücksichtigt wird aber bei einem solchen Szenario, dass insgesamt eine höhere installierte Leistung benötigt wird und somit die Erzeugungskosten steigen.

Kostenreduzierend wirkt ebenfalls eine positive Korrelation mit der Nachfrage bzw. Last, die wiederum i.d.R. netzabhängig ist und durch Netzausbau und –anpassung oder auch veränderte Marktstrukturen erleichtert werden kann. Dabei kann allerdings wieder ein Zielkonflikt zwischen der Errichtung von EE- Anlagen an wetterseitig günstigen und damit ertragreichen Standorten (direkte Erzeugungskosten) und der Minimierung der (indirekten) Engpass- und Übertragungskosten vorliegen (Henriot, 2014). Bei einer (hypothetisch alleinigen) Finanzierung von EE-Anlagen über den EOM kann sich dieser Zielkonflikt darin zeigen, dass über den Markt nur Standorte finanzierbar sind, die z.B. besonders windstark sind, aber nicht unbedingt die Netz- und Ausgleichskosten reduzieren. Ein Szenarienvergleich auf der Basis der regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland zwischen verbrauchsnahe Erzeugung mit geringen (unterstellten) Netzausbaukosten einerseits und Ausbau an Standorten mit günstigen wetterseitigen Voraussetzungen und geringen Erzeugungskosten aber höheren Netzkosten andererseits legt hier allerdings nahe, dass die Kostenunterschiede klein sind (Consentec und Fraunhofer IWES, 2013). Die Politik hätte demnach einen großen Handlungsspielraum beim Ausbau EE aus räumlicher Sicht (vgl. auch kritisch Kap. 4.1.2.3.2.2 im Hinblick auf Raumkosten).

Schaber und Bieberbach (2015) fragen jedoch, ob Redispatch und dezentrale Erzeugung wirklich eine Alternative zum Übertragungsnetzausbau von Nord- nach Süddeutschland darstellen können. Dies wäre zwar technisch denkbar, aber mit hohen Kosten verbunden: Bis 2024 würden knapp 10% der gesamten Stromerzeugung Gegenstand des Engpassmanagements, wobei die Kosten für Redispatch sich gegenüber heute mehr als verachtfachen würden und gegebenenfalls weitere indirekte Netzkosten entstehen (in Form von sog. *loop flows* und einer geringeren Redundanz des Systems). Dezentrale Erzeugung (vor allem im Süden) kann Übertragungsnetzbedarf und -kosten dagegen nur um etwa 10% verringern. Folglich kann in diesem Sinne verbrauchsnahe Erzeugung keine Alternative, sondern nur eine Ergänzung zum Übertragungsnetzausbau darstellen.

Ähnlich argumentieren acatech et al. (2015b) in umfangreichen Szenarioanalysen für ein flexibles deutsches Stromsystem 2050 (unter Ausblendung des Auslands). Demnach sind Systeme mit starkem Übertragungsnetzausbau sowie kombiniertem Einsatz dezentraler und zentraler Kraftwerkstechnologien günstiger als rein dezentrale Systeme (ca. 10% niedrigere Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Ausbaukosten für das Übertragungsnetz). Dezentralität weist dabei jedoch potenzielle Vorteile im Hinblick auf die (projektbezogene) Akzeptanz in der Bevölkerung auf und ist mit Kostengesichtspunkten abzuwägen (Kap. 2.4.3).

Bucksteeg et al. (2014) führen eine partielle und modellgestützte gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2012 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen durch. Um die relative Vorteilhaftigkeit des Übertragungsnetzausbaus gegenüber einem Ausbaustopp zu bewerten, werden die zusätzlichen Kosten durch Netzengpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch-Bedarf und damit verbundene Kosten) im Falle einer Stag-

nation des Netzausbaus den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt. Dabei wird zusätzlich auch der Einfluss einer nicht netzdienlichen Standortallokation von Kraftwerken berücksichtigt. Es zeigt sich, dass die zusätzlichen Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen (kumulierte Barwerte der Redispatch-Kosten) bei stagnierendem Netzausbau um 10 Milliarden € höher ausfallen als die im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen. Dieser Wert erhöht sich auf 18 Milliarden bei ungünstiger Standortallokation. Die Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen sind dabei weitgehend szenariounabhängig, d.h. etwa gleich hoch bei günstiger oder ungünstiger Standortallokation der Kraftwerke, so dass der Netzausbau diese negativen Effekte weitgehend abfangen könnte.

Auch bei verbrauchsnahe Erzeugung kann schließlich im Sinne der zitierten Studie von E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014) ein gewisses Maß an Abregelung kostenoptimal sein. Schließlich trägt nachfrageseitig eine Weiterentwicklung des Blindleistungs- sowie netzdienlichen Lastmanagements kaum zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs bei. Der Hauptgrund dafür ist, dass der Ausbaubedarf in den meisten Netzen von der installierten Leistung dezentraler Einspeiser getrieben wird. Nur in den Netzen, in denen die Nachfragelast höher als die Einspeisespitze ist und diese somit auslegungsrelevant wird, kann Lastmanagement (und Blindleistungsmanagement) eine sinnvolle Maßnahme sein, um den Netzausbaubedarf zu dämpfen (TAB, 2015). Agora Energiewende (2015) nennt vor diesem Hintergrund etwa einen kostenoptimalen Abregelungsgrad von derzeit 2-3 % der Erzeugung.

2.3.4 Integrationskosten und Systemanpassung

Hirth et al. (2015) ermitteln modellhaft und anhand umfangreicher Validierung und Robustheitschecks aus der Literatur die Größenordnung der Integrationskosten variabler EE. Dabei handelt es sich um Kosten der Interaktion von variablen EE mit dem gewachsenen Stromversorgungssystem. Je nach (normativem) Standpunkt können diese Kosten im Extremfall entweder gänzlich auf variable EE zurückgeführt und ihnen zugeordnet werden oder andererseits technologieunspezifisch als Kosten der Anpassung eines inflexiblen und umweltbelastenden Systems mit geringen Erneuerungsraten des Kapitalstocks betrachtet werden (Agora Energiewende, 2015). Bis zu einem Marktanteil unter 10 % sind diese Kosten bei variablen EE i.d.R. klein (unter 10 €/MWh) und bei manchen Studien sogar negativ. Sie steigen jedoch mit zunehmendem Anteil deutlich an. Bei einer „Penetrationsrate“ von Windenergie von 30-40 % - d.h. dem längerfristig in Deutschland anvisierten Anteil - liegen die Kosten bereits bei 25-35 €/MWh. Die (indirekten) Integrationskosten liegen damit bei 35-50 % der derzeitigen - und vermutlich weiter fallenden - (direkten) durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Windenergie. Anders ausgedrückt liegt der durchschnittliche Marktwert von Windenergie in diesem Fall nur bei 35-50 % des durchschnittlichen Strompreises. In ähnlicher Weise verliert auch die Fotovoltaik bei einem Marktanteil von 15% um 50% an Marktwert gegenüber einer Situation mit nur sehr wenigen („wertvollen“) Anlagen.

Etwa zwei Drittel der Kosten fallen nach Hirth et al. (2015) dabei auf die Profilkosten, während der Rest in etwa zu gleichen Anteilen auf Ausgleichskosten und netzbedingte Kosten fällt. Zudem steigen die Profilkosten bei wachsenden Marktanteilen variabler EE schneller an. Bei den Profilkosten ist wiederum der umstrittene Nutzungseffekt, d.h. die reduzierte Nutzung (thermischer) Kraftwerke, der größte Kostenfaktor. Zugleich bleibt unklar, inwieweit diese Kosten langfristig abgebaut bzw. in den Strompreis eingepreist werden können. Die aus räumlicher Sicht besonders relevanten - aber weniger untersuchten - netzbezogenen Kosten sind sowohl für die Wind- als auch die Solarenergie im Durchschnitt klein, weil die Anlagen zumindest groß über Deutschland verteilt sind. Die spezifischen Netzkosten im Übertragungsnetz bewegen sich bis Mitte der 2020er Jahre auf durchschnittlich 5€/MWh für PV und Windenergie. Isoliert man die Offshore- Windenergie sind diese spezifischen Kosten allerdings etwa sechsmal höher (30€/MWh). Im Verteilnetz ist mit durchschnittlichen Kosten von 6 – 14 €/MWh für PV und Wind Onshore zu rechnen, wobei der untere (obere) Wert eine kostenoptimierte (nicht-optimierte) Planung von Netz- und Speicherausbau unterstellt. Die Verteilnetzkosten streuen allerdings stark, weil sie standort- und systemspezifisch sind (E-Bridge, IAEW und OFFIS, 2014).

2.4 Strom (weitgehend) außerhalb des marktlichen Rahmens

2.4.1 Stromnetz

Das Stromnetz hat den Charakter eines natürlichen Monopols, da der Aufbau eines solchen Netzes mit hohen und spezifischen Investitionskosten, der Betrieb des Netzes jedoch mit relativ geringen Kosten verbunden ist. Dies führt zu steigenden Skalenerträgen, so dass die Gesamtkosten eines Übertragungs- und Verteilnetzes am niedrigsten sind, wenn es nur in einfacher Ausführung existiert. Zudem begünstigen Unteilbarkeiten eine Kooperation zwischen verschiedenen Netzbetreibern, um auf diese Weise die Auslastung zu optimieren und Kostenvorteile zu realisieren. Die zunehmende technische Standardisierung, physische Verknüpfung und der Ausbau von Stromnetzen in Europa trägt hierbei zu Kosteneinsparungen bei, angesichts unterschiedlich strukturiertem Energieangebot und Erzeugungspotenzialen in den Mitgliedstaaten, unterschiedlicher Lastprofilen und angesichts von Instabilitäten durch den zunehmenden Einsatz variabler EE (näher auch Kap. 4.1.2.2.1).

Aufgrund der Besonderheiten von Strom (insbesondere seiner geringen Substituierbarkeit) bezieht sich das natürliche Monopol zudem auf eine sog. wesentliche Einrichtung (Dehmel, 2011). Hinzu kommt auch der unvollkommene Wettbewerb im Netzsektor. Entscheidet sich der einzelne Verbraucher gegen die Nutzung des Versorgungssystems bestehend aus Kraftwerken und Netzinfrastruktur, steht ihm als Alternative lediglich die autarke Versorgung der zahlreichen stromabhängigen Anwendungen über entsprechende Kleinkraftwerke offen. Der Nutzwert dieser autarken Lösung ist jedoch i.d.R. deutlich geringer als der Anschluss an das allgemeine Versorgungssystem. Andererseits entstehen aus dem Blickwinkel des Versorgungssystems durch monopolistische Bottlenecks typischerweise Marktsschranken gegenüber Wettbewerbern sowie die Gefahr überhöhter Preise und produktiver Ineffizienzen. Im Sinne der Liberalisierung der

Stromversorgung wird daher auch nur das Netz als eine wesentliche Einrichtung angesehen, da es gemeinhin für die Marktteilnehmer zwingend notwendig ist, um am Wettbewerb teilzuhaben und gleichzeitig nicht durch anderweitige Instrumente substituiert werden kann oder dies nur mit einem unverhältnismäßigen Aufwand möglich ist. Vor diesem Hintergrund bedarf es verschiedener politischer und regulatorischer Vorgaben für die Schnittstelle zwischen Netz und Markt. Damit verbunden ist auch die Herausforderung, räumliche und zeitliche Knappheiten im Netz möglichst gut abzubilden (Kap. 3.2.1.1, 3.2.1.2.1).

Die wachsende Bedeutung variabler EE ist ein wesentlicher Treiber dafür, Netze intelligenter zu machen. Dies erleichtert aus Netzsicht die Netzführung und kann die Netzstabilität erhöhen, insbesondere in ländlichen Regionen mit einfacher Netzauslegung, aber starker Einspeisung volatiler EE. Damit wird auch das Verhältnis zwischen Netz und Strommarkt und die damit verbundenen regulatorischen Konsequenzen neu thematisiert. Im Kern besteht die Weiterentwicklung des Energieversorgungssystems zu einem Smart Grid darin, daten- und kommunikationstechnische Systeme und Komponenten insbesondere auf Verteilnetzebene einzuführen sowie Akteure, Anlagen und Funktionen zu vernetzen. Zum aktuellen Zeitpunkt ist das Smart Grid mehr eine Idee als Realität, wird aber in verschiedenen Pilotprojekten auf seine Potenziale getestet (Schnabel, 2014). Entsprechend finden sich auch verschiedene Sichtweisen.

Eine netzfokussierte Betrachtungsweise zielt dabei auf die schrittweise Modernisierung des Verteilnetzes und seiner Komponenten (Bundesnetzagentur, 2012). Das Netz soll die zunehmend aus EE produzierten Energiemengen aufnehmen und die zeitlich und räumlich variierenden Kapazitätsansprüche besser (d.h. vor allem ohne Verlust der Netzsicherheit) bedienen können. Damit soll eine bessere Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur erreicht werden, was entsprechend den Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung erhöht. Smart Grids ermöglichen aus dieser Sichtweise zwar zunehmend marktliches Handeln kleinerer Netznutzer. Sie sind jedoch möglichst zu trennen von einem sog. Smart Market, auf dem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten unter verschiedenen Partnern gehandelt werden könnten. Damit soll eine Übereinstimmung mit den Grundsätzen einer liberalisierten Stromversorgung gewährleistet werden (Kap. 3.2.1.1).

In einer energiesystemischen Betrachtungsweise wird Smart Grid dagegen als übergreifendes Energiesystem (Smart Energy) verstanden, in dem das Netz selbst neben Kraftwerken, Verbrauchern und Dienstleistungsunternehmen nur ein Element darstellt und die Vernetzung der Systemkomponenten vor allem über Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) im Vordergrund steht. Dabei kann IKT die Konvergenz von Systemkomponenten an gemeinsamen Schnittstellen bzw. Plattformen erleichtern. Die Trennung zwischen Smart Grid und Smart Market erscheint weniger zwingend; vielmehr wird im Zusammenspiel dieser Sphären ein erhebliches Potenzial gesehen (BDI-IdE, 2013; Bichler, 2013). So sollten Investitionen in systemdienliche Komponenten und Marktinfrastruktur möglich sein bzw. staatlich gefördert werden. Verteilnetzbetreibern wird eine nicht nur dienende, sondern auch aktiv koordinierende Rolle im Zusammenspiel mit den Marktteilnehmern zugewiesen. Entsprechend werden rigide Vorgaben der Liberalisierung eher skeptisch beurteilt (weiterführend Kap. 4.2.2.2.3.2).

2.4.2 Umweltwirkungen von Erneuerbaren Energien und Folgeeffekte

Der Ausbau EE im deutschen Stromsektor dient nicht allein der Versorgung mit dem privaten Gut Strom. Vielmehr gehen von EE auch Wirkungen aus, die nicht oder nur unzureichend auf Märkten reflektiert werden, wobei wiederum Unterschiede zwischen den einzelnen EE zu konstatieren sind. Das Zusammenspiel von Strom als privatem Gut mit andern Güterarten bzw. von marktlichen und nicht-marktlichen Wirkungen offenbart erst den besonderen Regelungs- und Steuerungsbedarf im Untersuchungsfeld. Dabei wird zugleich die Vielfalt räumlicher (und zeitlicher) Kontextbedingungen deutlich (Gailing et al., 2013; Kap. 3.2).

Wesentliche (Guts-)Charakteristika EE, die nicht (direkt) über Märkte reflektiert werden, beziehen sich zunächst auf ihre Klimawirksamkeit, ihre Wirkung auf andere mit der Energieerzeugung verbundene Emissionen und auf ihren Flächenbedarf. Darin wird die Bedeutung des Ziels der Umweltverträglichkeit auf lokaler, regionaler und globaler Ebene deutlich:

- EE emittieren im Durchschnitt und über den Lebenszyklus weniger Kohlendioxid pro Kilowattstunde als fossile Kraftwerke und tragen in diesem Sinne zum Klimaschutz bei. So liegt etwa das mittlere Kohlendioxidäquivalent von Windkraftanlagen um ungefähr den Faktor 100 niedriger als dasjenige von Steinkohlekraftwerken (Asdrubali et al., 2015; SRU, 2011). Am ehesten umstritten ist unter den EE noch der Klimaschutzbeitrag der Biomasse. Negativer fällt die Beurteilung hier aus, wenn Biomasse zu Konversions- und Intensivierungsmaßnahmen in der Landwirtschaft führt, Nutzungskonkurrenzen vor allem zur Nahrungsmittelproduktion verschärft und - z.T. auch im Ausland - auf treibhausgasintensiven Dünge- und Anbaumethoden basiert. Positiv fällt dagegen i.d.R. die Klimaschutzbilanz der Nutzung von Biomasse aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen aus. Problematisch kann auch die Emission stark treibhausgaswirksamer Methanemissionen beim Betrieb von Biogasanlagen sein (SRU, 2011). Insgesamt wird im Ausbau EE weltweit ein erhebliches Potenzial für den Klimaschutz gesehen. In Deutschland wird zugleich auf allen politischen Ebenen und seit längerer Zeit der Ausbau EE mit Verweis auf den Klimaschutz vorangetrieben (Bruns et al., 2009; Kap. 3.2). Eng verknüpft mit dem Klimaschutz ist die Tatsache, dass mit dem Ausbau EE die Entwicklung und Diffusion von Technologien einhergeht, die wenig auf das historisch gewachsene, zentralisierte und träge Energieversorgungssystem ausgerichtet sind. Die Anpassung dieses Energieversorgungssystems erleichtert wiederum die Einsparung von CO₂-Emissionen durch den Ausbau EE (Kap. 2.3).¹⁴
- Geht der Ausbau EE mit einem Rückgang oder gar einer Substitution fossiler und/oder atomarer Energieerzeugung einher, entstehen weitere, nicht marktüblich bewertete Umwelt- und Gesundheitsvorteile. Zu nennen sind insbesondere vermiedene SO₂-, NO_x- und Staubemissionen aus fossiler Energieerzeugung und geringe Strahlungs- und Entsorgungsrisiken aus der Kernkraftnutzung. Auch die durch weiteren Kohle- und Uranabbau ausgelösten regionalen –

¹⁴ So kommen zum Beispiel Schaber und Bieberbach (2015) in der in Kap. 2.3.3 zitierten Studie zu dem Ergebnis, dass ohne Übertragungsnetzausbau bis 2024 die CO₂-Emissionen durch verstärkten, engpassbedingten Einsatz von Kohle- und Gaskraftwerken (brutto) um 7 Mio t/a erhöht würde.

aber z.T. im Ausland anfallenden – Eingriffe und Risiken (Umwandlung der Landschaft, Absenkung des Grundwassers etc.) können gegebenenfalls unterbunden oder verlangsamt werden. Allerdings kann auch die Herstellung von EE-Anlagen wiederum Ressourcen- und Emissionsprobleme mit sich bringen (z.B. Import seltener Erden für Windkraftanlagen).

- Der flächenhafte Ausbau EE ist mit unterschiedlichen und in der Regel lokal und regional anfallenden Umweltauswirkungen verbunden. Eine Zunahme dieser Umwelteffekte ist c.p. vor dem Hintergrund zu erwarten, dass EE natürliche Energieströme mit geringerer Leistungsdichte als fossile Energieträger nutzen und folglich insgesamt mehr Fläche in Anspruch nehmen und diese verknappen (SRU, 2011). Darüber hinaus entstehen weitere lokale und regionale Umwelteffekte durch den Ausbau von Netzen und Flexibilitätsoptionen bzw. durch eine weitere – energiewirtschaftlich durchaus vorteilhafte - räumliche Streuung von EE-Erzeugungsanlagen. Am ungünstigsten ist dabei die Flächeneffizienz von Bioenergieanlagen (zwischen 45 und 250 ha für eine GWh Strom pro Jahr), gefolgt von der Windenergie (3,7 – 11,1 ha) und der Freiflächenfotovoltaik (3 - 9,3 ha) (BMVBS, 2009). Im Bereich der Windenergie an Land werden vor allem unmittelbare visuelle Beeinträchtigungen und weitergehende Effekte auf das Landschaftsbild diskutiert (SRU, 2011; Bosch, 2012). Hinzu kommen Geräuschemissionen und Schattenwurf. Derartige lokale bzw. regionale Externalitäten können zum Beispiel über eine Verringerung von Immobilienwerten gemessen werden (Droes und Koster, 2014). Zu berücksichtigen sind ebenso die eher weiter streuenden Wirkungen auf die Biodiversität, insbesondere Zugvögel und Fledermäuse, und zusätzlich die Meeresumwelt bei Offshore-Anlagen. Bei der Fotovoltaik werden weniger Dach- als Freiflächenanlagen thematisiert, und hier zum Teil ähnlich, aber weniger pointiert wie bei der Windenergie die Auswirkungen auf Landschaftsintegration und Biodiversität. Bei der Biomasseverstromung wird der Effekt der Nutzung von Energiepflanzen auf die Biodiversität (Nährstoffeinträge, Wirkungen auf das Grundwasser etc.) und agrarstrukturellen Veränderungen („Vermaisung“) kritisch gesehen. Dies kann durch die in der Zukunft verstärkt zu erwartende (d.h. fast nur noch geförderte) Nutzung von Reststoffen verringert werden (vgl. SRU, 2010 zu weiteren stofflichen und anlagenbezogenen Umweltproblemen). Zur Verminderung der genannten Umweltauswirkungen bestehen in Deutschland zahlreiche gesetzliche und planerische Ziele und Vorgaben (Kap. 3.2.1.2.4, 3.2.1.2.5). Zudem kann die prozessuale Einbindung von betroffenen Anwohnern vor Ort (z.B. bei der Standortplanung und Anlagenkonfiguration) im Sinne von Verfahrensgerechtigkeit akzeptanzerhöhend wirken. Alternativ bieten sich finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten bzw. ein Lasten-Nutzen-Ausgleich der Beteiligten an (Verteilungsgerechtigkeit) (Jahnke et al., 2015). Wie gut dies bei einer weiteren flächenhaften Verbreitung EE in der Zukunft gelingt, bleibt freilich offen. Zur Verringerung von Umweltauswirkungen bietet sich daher auch die generelle Minderung des Energie- und Stromverbrauchs an.
- Die regional mehr oder weniger ausgeprägte Knappheit von Flächen für EE-Anlagen wird im derzeitigen Strommarktdesign nicht abgebildet (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a). Dies gilt weitgehend auch im Hinblick auf die Förderung EE über das EEG (Kap. 3.2.1.2.2). Es gibt damit keinen marktlichen Mechanismus, der den zentral bestimmten energiewirt-

schaftlichen Marktwert oder administrativ-bundesstaatlich festgelegten Förderwert von Strom aus EE mit dem flächenbezogenen Wert von EE verknüpft.

- Der flächenhafte Ausbau EE bringt auch zahlreiche Umverteilungseffekte zwischen und innerhalb von Räumen mit sich bzw. konstituiert neue Räume (ARL et al., 2013). Zugleich bestehen Wechselwirkungen zwischen allokativen und distributiven Wirkungen. Generell rücken die örtlichen Gegebenheiten und die damit verbundenen technisch-wirtschaftlichen Optionen viel stärker ins Blickfeld als bei fossil-nuklear dominierter Energieerzeugung. Dies betrifft so vielfältige Kategorien wie z.B. Wetterbedingungen, Lage, Topographie, Vorkommen landwirtschaftlicher und forstwirtschaftlicher Rohstoffe, Siedlungs- und Bebauungsstruktur, Siedlungs- und Nutzungsdichte, Art der Gebäudenutzung etc. Die unterschiedlichen räumlichen Voraussetzungen - insbesondere die Empfindlichkeit und Vorbelastung des Raumes - bestimmen dabei zugleich über das Ausmaß der oben erwähnten Umweltbelastungen bzw. externen Kosten sowie über das Ausmaß an Akzeptanz gegenüber neuen Technologien (Bosch, 2012). Am deutlichsten erkennbar ist vor diesem Hintergrund die zunehmende Verlagerung der Energieerzeugung in ländliche Räume und dessen „Aufwertung“ als Energielieferanten. In städtischen Gebieten gibt es zum Teil zwar auch (ungenutzte) Erzeugungspotenziale (insbesondere für die Fotovoltaik), aber tendenziell auch größere Nutzungskonkurrenzen. Die unterschiedlichen räumlichen Gegebenheiten und Potenziale interagieren wiederum mehr oder weniger gut mit unterschiedlichen politischen Regelungen und Institutionen (Kap. 3.2). Daraus ergeben sich wiederum Fragen bezüglich der Notwendigkeit des Ausgleichs räumlicher Ungleichheiten oder Disparitäten. So sind schon heute z.B. die Netzentgelte zwischen Ost- und Westdeutschland sowie zwischen städtischen und ländlichen geprägten Regionen recht unterschiedlich. Im Zuge des Ausbaus der Verteilnetze zur Integration EE würden sich diese Disparitäten verschärfen (E-Bridge, IAEW und OFFIS, 2014).
- Diese „Verteilungseffekte“ werden durch die Netzegebundenheit der Stromversorgung und die Dargebotsabhängigkeit von Wind- und Sonnenenergie verstärkt. Mit verstärktem Netzausbau ergibt sich tendenziell eine neue funktional-räumliche Arbeitsteilung nach Erzeugungs-, Durchleitungs- und Verbrauchsgebieten. Daraus können also vor allem großräumigere Polarisierungen resultieren. Je nach Ausmaß und Qualität des Netzausbaus und der Verbrauchernähe der EE-Erzeugung können mit der Land- und Flächennutzung verbundene externe Effekte eher konzentriert oder verstreut anfallen (Gailing et al., 2013). Ähnlich müssten diese Effekte auch bezüglich anderer Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden.

2.4.3 Erneuerbare Energien und Dezentralität in sozialer Perspektive

Abgesehen von den politischen und institutionellen Rahmenbedingungen (Kap. 3) begünstigt die Klein-skaligkeit von EE-Anlagen und ihre - zumindest teilweise bzw. für einzelne Technologien gegebene - Verbrauchernähe Dezentralität in sozialer Perspektive (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a). Es ist zu vermuten, dass – neben den mit dem Ausbau EE verbundenen und i.d.R. in der Stromrechnung spürbaren Kosten – diese Nähe die Einstellungen und Präferenzen der Bürger zu EE prägen und zu Heterogenität von Strom auf der Nachfrageseite

führen können. Mit EE verbinden sich damit räumliche Organisationsformen, die regionale, kommunale und bürgerschaftliche Teilhabe ermöglichen. Die Organisationsformen haben dabei einen Klubgutcharakter. Er äußert sich vor allem in einer räumlichen Diversifizierung von Eigentümerstrukturen von Energieerzeugungsanlagen. Den Endpunkt bildet dabei der Fall, wo Energieproduzent und Verbraucher zusammenfallen und nicht mehr von einem Strommengenmarkt gesprochen werden kann. Daraus resultieren wiederum Implikationen bezüglich Netzbedarf, Flexibilitätsoptionen, aber auch Einflussmöglichkeiten auf die oben angesprochenen Verteilungseffekte sowie externen (Umwelt-)effekte.

3. Bestandsaufnahme Politik und Governance

Bereits im letzten Abschnitt wurde erkennbar, dass es schwer fällt, die energiewirtschaftlichen Grundlagen und die Charakteristika von Strom und EE unabhängig von politischen Rahmensetzungen und gesellschaftlichen Entwicklungen zu betrachten. Beide sind faktisch stark miteinander verwoben. Im folgenden Kapitel wird jetzt explizit eine Bestandsaufnahme von Politiken zum Ausbau EE und deren Steuerung vorgenommen. Wie generell in dieser Arbeit steht dabei die ebenenspezifische und räumliche Betrachtungsweise im Vordergrund. Zunächst wird daher allgemeinen und unabhängig von der Energiepolitik auf Fragen der Staatsorganisation und der Mehrebenen-Governance eingegangen. Es werden einige grundsätzliche Abgrenzungen und Ausprägungen von Föderalismus und Mehrebenen-Governance im deutschen und europäischen Kontext erläutert, insbesondere engere und weitere Begriffsabgrenzungen und Ausprägungen (Kap. 3.1). Auf dieser Basis wird dann auf die Governance des Ausbau EE eingegangen (Kap. 3.2).

3.1 Föderalismus und Mehrebenen-Governance: Abgrenzung und generelle Ausprägungen

3.1.1 Föderalismus im engeren Sinne und Ausprägung in Deutschland

Föderalismus bezieht sich im engeren Sinne auf die Organisation der Staatsordnung. Ein föderativer Staat ist im juristischen Sinne durch die formale Existenz mehrerer, zusammengesetzter staatlicher Entscheidungsebenen mit jeweils eigener „Staatsqualität“ geknüpft. In Deutschland sind dies der Bund und die 16 Bundesländer. Aus ökonomischer Sicht zeigt sich Föderalismus demgegenüber darin, dass neben zentralen Aufgaben und Entscheidungskompetenzen nicht nur formal, sondern auch effektiv dezentrale Entscheidungsbefugnisse zugelassen werden (Döring, 2001; Thöni, 2005). Neben der Gesetzgebung werden damit zugleich auch Verwaltungstätigkeiten eingeschlossen und Kompetenzen weiter gefasst (etwa unter Einschluss von Durchführung, Kontrolle und Sanktionierung von Gesetzen). Vor diesem Hintergrund wird juristisch die Zugehörigkeit der Kommunen zu den Bundesländern betont, ökonomisch dagegen auf die - je nach Politikfeld unterschiedliche - tatsächlichen Zuständigkeiten von Kommunen. Zentrales Element von Föderalismus ist jedoch aus beiden Blickwinkeln die Machtteilung und oft Machtverschränkung zwischen zwei oder mehr politischen Ebenen. Die Koordination zwischen Ebenen bzw. politischen Einheiten, die gleichzeitig voneinander abhängig und relativ autonom sind, ist damit konstitutiv für föderale Systeme.

Typisch ist auch eine Dynamik zwischen zwei Ebenen, also Bundes-/Zentralregierung und Länderreregierungen („Peripherie“). Im engeren Föderalismusbegriff spielen andere gesellschaftliche Akteure über organisierte Interessengruppen oder andere Formen der Beteiligung am politischen Prozess nur eine indirekte Rolle (Gordon et al., 2010).

Historisch gesehen ist mit dem Föderalismus in Deutschland eine anti-parlamentarische und obrigkeitsstaatliche Tradition verbunden. Anders als etwa in den USA dient Föderalismus im

Rahmen der Nationalstaatsgründung 1870/71 nicht primär dem Schutz individueller Freiheit, gesellschaftlicher Pluralität und staatlicher Machtbegrenzung. Nicht die Berücksichtigung von Bürgerpräferenzen, sondern die politischen Sonderinteressen der monarchisch-konstitutionell reagierten Einzelstaaten standen im nationalen Einigungsprozess im Vordergrund. In der Weimarer Republik wurde zwar vom Modell des obrigkeitsstaatlichen Föderalismus abgewichen. Prägend war allerdings die Vorstellung, dass eine freiheitliche und demokratische Verfassungsordnung nur im "dezentralen Einheitsstaat" möglich ist, was sich entsprechend in einer relativ starken Vereinheitlichung rechtlicher Rahmenbedingungen und einer Konzentration von Gesetzgebungskompetenzen beim Reich widerspiegelte. Nach Döring (2001) ist in dieser Zeit eine bis heute wirksame politische Kultur entstanden, in der politische Entscheidungen der Bundesebene eine hohe Aufmerksamkeit genießen (verkörpert z.B. im faktisch mitunter schwer realisierbaren Gebot nach „Einheitlichkeit der Lebensverhältnisse“). Ebenfalls noch wirksam ist jedoch auch die historisch ältere Betonung der „Eigenstaatlichkeit“ und einer gegenüber dem Bund gleichrangigen Souveränität der Länder. Dieser „Föderalismus der Landesfürsten“ äußert sich heute vor allem in der Einbindung der Länder in die Bundespolitik über den Bundesrat.

Nach der Zerschlagung des deutschen föderalen Systems durch die Nationalsozialisten ist ein „demokratischer Föderalismus“ erst nach dem Zweiten Weltkrieg fest etabliert worden, was durchaus als ein historischer Bruch gesehen werden kann (Härtel, 2012). Er äußert sich darin, dass der föderativ aufgebaute Bundestaat als Verfassungsprinzip etabliert wurde und zugleich sozial- und rechtsstaatliche Demokratie mit dem Föderalismus verknüpft wurde. Damit wurde die Entfaltung und Sicherung von Freiheit wesentliches Ziel gegliederter Staatsorganisation. Zumindest langsam entwickelte sich damit die in der amerikanischen Tradition übliche Vorstellung, dass Föderalismus und Demokratie als komplementäre Elemente staatlicher Machtbegrenzung anzusehen sind. Allerdings äußert sie sich - auch wieder aus historisch-kulturellen Gründen - kaum darin, dass Machtbegrenzung über politischen Wettbewerb staatlicher Einheiten untereinander realisiert wird. Typisch für Deutschland ist vielmehr die Koordination und Kooperation auf der Basis geteilter Verantwortung (sog. kooperativer Föderalismus oder Verbundföderalismus). Er äußert sich in verschiedener Hinsicht (Döring, 2001; Kropp, 2009; Böcher und Töller, 2013):

- Kompetenzen zwischen den Staatsebenen werden primär nach Funktionsbereichen (Gesetzgebung vs. Verwaltung/Implementation) und nicht wie in den USA nach Politikfeldern verteilt. Schon dadurch ist ein weitgehend autonomes Nebeneinander der zentralen und gliedstaatlichen Ebene nicht gegeben. Vielfach ist - so auch im Energierecht (siehe Kap.3.2.1.2) - die Gesetzgebung im Sinne des Postulats der Herstellung gleichwertiger Lebensbedingungen und der Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit an den Bund übertragen worden. Der Bund ist jedoch in der Umsetzung oft auf die Länder angewiesen und institutionell abhängig (Vollzugsföderalismus).
- Länderregierungen sind an der Bundespolitik nach dem Bundesratsprinzip beteiligt. Damit können in vielen, im Grundgesetz näher geregelten Fällen weder der Bund noch die Länder ihre Angelegenheiten selbstständig regeln, sondern sind auf ständige und enge Zusammenar-

beit angewiesen. Durch die starke Stellung von Regierungen und Verwaltungen in föderalen Gremien wird darüber hinaus von einem Exekutivföderalismus zu Lasten der (Länder-) Parlamente gesprochen.

- Es besteht eine Tendenz zu einer – allerdings je nach Politikfeld unterschiedlich starken – Politikverflechtung, d.h. von Entscheidungsstrukturen, in der die gliedstaatlichen Ebenen zur Zusammenarbeit gezwungen sind. In Verhandlungssystemen kann dies – wenn auch nicht zwangsläufig – zu einer sog. „Politikverflechtungsfalle“ führen, die eintritt, „wenn eine zwei oder mehr Ebenen verbindende Struktur aus ihrer institutionellen Logik heraus ineffiziente und den Problemen nicht angemessene Politikergebnisse erzeugt“ (Kropp, 2009, S. 28; Scharpf, 1976). Dabei werden typischerweise Vetomöglichkeiten genutzt und eine wesentliche Veränderung des Status-quo verhindert. Eine Anfälligkeit für Blockaden oder zumindest für Verzögerungen im politischen Prozess kann sich auch durch die Überlagerung föderaler Konfliktlinien mit parteipolitischen Konfliktlinien ergeben.
- Mischfinanzierungen und Steuerverbund prägen die bundesstaatlichen Finanzbeziehungen wesentlich. Damit wird unter anderem auf die machtbegrenzende Wirkung eines dezentralen Steuerwettbewerbs weitgehend verzichtet.
- Es bestehen auch jenseits der Politikverflechtung vielfältige, eher informelle oder freiwillige Formen der Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen Bund und Ländern und der Länder untereinander.

Jenseits des kooperativen Föderalismus besteht jedoch auch die Möglichkeit eines weitgehend autonomen Agierens der Bundesländer. Dies betrifft Politikfelder oder Teilbereiche davon, die nicht bundeseinheitlich geregelt sind. Ebenso gilt dies für die nicht-gesetzesvollziehende Verwaltung bzw. i.w.S. freiwillige Maßnahmen mit entsprechenden diskretionären Handlungsspielräumen. In diese fallen die Durchführung vielfältiger Förder-, Informations-, Vernetzungs- und Ausbildungsmaßnahmen (Kap. 3.2.2 mit Bezug zum Ausbau EE).

3.1.2 Föderalismus im weiteren Sinne, Mehrebenen-Governance und einige Ausprägungen

Über diesen engen, staatszentrierten Föderalismusbegriff hinaus gibt es auch ein weiter gefasstes Föderalismusverständnis. Nach Härtel (2012) umfasst es „die föderale Idee und föderale Haltung, die föderalen Institutionen und die föderale Praxis in einem umfassenden Sinn“. Dabei verliert insbesondere die Trennung zwischen Staat und Gesellschaft (wie sie in staatsphilosophischen Abhandlungen angelegt ist) an Schärfe. Föderalismus schließt Formen des „nicht-hoheitlichen Föderalismus“ ein. Er findet auch als gesellschaftliches bzw. wirtschaftliches Organisationsprinzip einen Ausdruck.

Der weite Föderalismusbegriff weist damit Parallelen zum Begriff Mehrebenen-Governance (vgl. übernächster Abschnitt) auf. Föderalismus ist eine Form von Mehrebenen-Governance. Die Unterschiede liegen tendenziell aber darin, dass (Stein und Turkewitsch, 2008; McGinnis und Ostrom, 2011):

- Föderalismus sich auf ein politisches System bezieht, welches (typischerweise zwei) sauber genestete territoriale Gebietskörperschaften innerhalb eines Nationalstaats aufweist (wie Bund und Länder), während Mehrebenen-Governance offen für eine Vielfalt von – oft „querliegenden“ – Ebenen, Organisationen und Akteursbeziehungen ist;
- Föderalismus die rechtliche Letztverantwortung für politische Entscheidungen auf einer Regierungsebene verortet, während Mehrebenen-Governance nicht ausschließt, das auch die rechtliche Letztverantwortung auf verschiedene Entscheidungseinheiten aufgeteilt ist;
- Föderalismus gemeinsame Politikentscheidungen stärker formalisiert, während Mehrebenen-Governance auf derartige Übereinkünfte eher verzichtet und in informelleren Arrangements und Beteiligungsverfahren eher Vorteile sieht.

Governance bezeichnet nach Mayntz (2010) „die Gesamtheit der in einer politischen Ordnung mit und nebeneinander bestehenden Formen der kollektiven Regelung gesellschaftlicher Sachverhalte“. Governance-Strukturen fehlt dabei eine klare Regelungsinstanz (z.B. „der Staat“) und eine klar definierte Bezugseinheit für politische Entscheidungen (z.B. „der Markt“). Klassische (hierarchische) Steuerungs- und Interaktionsformen werden durch netzwerkartige und kooperative überlagert und zum Teil auch ersetzt. Ebenso erweitert sich damit auch das betrachtete Akteursspektrum (private Akteure, Nicht-Regierungsorganisationen, Zivilgesellschaft) und die Beteiligung dieser Akteure als Partner in verschiedenen Konstellationen rückt in den Vordergrund. Im wesentlichen ist die Verbreitung des Governance- Begriffs darauf zurückzuführen, dass Problemzusammenhänge die Kompetenz- und Steuerungsgrenzen von Regierungs- und Verwaltungseinheiten überschreiten. Governance ist damit stark auch mit der Fähigkeit zur Koordination und mit dem Management von Interdependenzen verknüpft (vgl. das Suchraster in Kap. 1.3; ausführlich zu Governance Benz und Dose, 2010).

Ein Mehrebenensystem ist ein politisches System, in dem Kompetenzen und Ressourcen auf „Ebenen“ aufgeteilt sind und die verschiedenen Ebenen wechselseitig aufeinander einwirken (Benz, 2010). Mit Ebenen sind zunächst territorial organisierte staatliche Einheiten gemeint, auf die in unterschiedlichem Maße Macht und Kompetenzen übertragen werden. Ebenen können aber auch als mehr oder weniger lose Zusammenschlüsse von in einem Gebiet interagierenden staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren gebildet werden (z.B. interregionale oder interkommunale Zusammenarbeit). Mehrebenen-Governance zeichnet sich zum einen durch die Verflechtung der verschiedenen Ebenen aus, so dass politische Aufgaben und Entscheidungen nicht strikt getrennt, sondern interdependent sind. Zum anderen bestehen Strukturen und Prozesse, die die Ebenen verbinden bzw. der Koordination und Steuerung dienen. Schließlich bestehen (gerade im internationalen Kontext) Zusammenhänge zwischen den die Ebenen verbindenden Prozessen und Regeln sowie den institutionellen Bedingungen und politischen Prozessen innerhalb der Ebenen (sog. verbundene Arenen).

Hooghe und Marks (2003) unterscheiden zwei Typen von Mehrebenen-Governance. Bei Typ I sind Governance-Einheiten vor allem als Regierungen territorial fixiert und definiert (national, regional, lokal etc.) und vertikal genestet. Sie erfüllen jeweils ein bestimmtes Bündel an Aufgaben (Verteidigung, Währungspolitik, Bildungswesen etc.). Häufig ist Typ I mit formalen Be-

stimmungen und Gesetzen verbunden und entspricht der engeren föderalismustheoretischen Betrachtungsweise, allerdings mit einer größeren Zahl von Governance-Einheiten. Typ II wird dagegen häufig mit informelleren und selbstorganisierten institutionellen Arrangements und Akteursnetzwerken in Verbindung gebracht. Governance-Einheiten werden funktional definiert und Gebiete so abgegrenzt, dass bestimmter Aufgaben problemgerecht erfüllt werden können. Sie sind i.d.R. weniger dauerhaft und entstehen *bottom-up* aus Verhandlungs- und Kooperationsprozessen. Sie interagieren und sind in der Regel eingebettet in Mehrebenen-Governance vom Typ I. Diese Interaktion und Einbettung von Mehrebenen-Governance Typen führt zu einem Beziehungsnetzwerk vielfältiger Akteure und vielfältigen Entscheidungs- und Machtzentren. Dabei wird auch von Polyzentrität gesprochen, d.h. einem sozialen System mit vielen Entscheidungszentren, die autonome aber begrenzte Entscheidungsmöglichkeiten haben, und zugleich in einem übergreifenden Regelsystem operieren (McGinnis und Ostrom (2011), Kap. 4.2.1).

Regionale Governance und Governance in supranationalen, „föderalen“ Gemeinwesen wie der EU werden i.d.R. als eigenständige Formen von Governance in territorialen Kontexten diskutiert. Sie sind zugleich mit der obigen Föderalismus- und Mehreben-Governance Diskussion verwoben. So ist die Entwicklung des Mehreben-Governance Konzepts eng mit der historischen Entwicklung der europäischen Integration und vor allem der EU-Strukturpolitik verknüpft (Stein und Turkewitsch, 2008; Hooghe und Marks, 2005). Außerdem haben beide Governance-Formen in den letzten Jahren und Jahrzehnten eine deutliche Aufwertung erfahren, was auch mit den angedeuteten Grenzen nationalstaatlicher Steuerung und dem Wandel des Steuerungsverständnisses zu tun hat (Keppler, 2013).

Region bezeichnet allgemein einen zusammenhängenden Teilraum mittlerer Größenordnung in einem Gesamtraum, der durch bestimmte Merkmale abgrenzbar ist oder deren konstitutive Elemente hinsichtlich bestimmter Kriterien in enger Verbindung bzw. wechselseitiger Abhängigkeit stehen (Sinz, 2005; trend research und Leuphana Universität Lüneburg, 2013). Regionen können auf vielfältige Weise voneinander abgegrenzt werden. Grob lässt sich z.B. zwischen politisch-administrativ verfassten Regionen und „weichen“ Formen regionaler Zusammenarbeit unterscheiden (Keppler, 2013). Regionale Governance kann als ein Oberbegriff für diese weichen, informelleren und oft innovativen Formen regionaler Steuerung angesehen werden (Fürst, 2010). Regionen sind hier vor allem Handlungsräume, die durch bestimmte raumbezogene Funktionen definiert sind (regionale Wirtschaftsförderung, regionale Arbeitsmarktpolitik etc.). Governance bezieht sich stark auf die Selbststeuerung der regionalen Akteure in Verhandlungen und Netzwerken. Darüber hinaus ist die Region eine intermediäre Ebene, die eng mit der lokalen, aber auch der nationalen und europäischen Politik verflochten ist. Diese Verflechtung äußert sich häufig in Mehrebenen-Governance vom Typ II. Neben Netzwerken und Verhandlungen zwischen Regierungen, Verwaltungen und Interessenvertretungen sind gerade auf lokaler Ebene auch soziale Gemeinschaften von engagierten Bürgern (Zivilgesellschaft) als Governance-Form relevant. Ähnlich kann auch auf regionaler und lokaler Ebene das Engagement und

das Vertrauen zwischen den Akteuren ein konstitutives Element von Regionaler bzw. Lokaler Governance sein.

Auch die Europäische Union hat vor allem durch die Integration von Märkten und den damit verbundenen Chancen erheblich an Bedeutung gewonnen. Viele Gesetze, politische Programme und Initiativen gehen auf das Wirken der supra-nationalen europäischen Handlungs- und Entscheidungsebene zurück. Der Einfluss der EU Ebene auf das politische System der Mitgliedstaaten und die dort national und subnational in Gang gesetzten Anpassungen werden dabei üblicherweise als Europäisierung bezeichnet (zum Begriff vgl. Fischer, 2014). Neben der *Top-down*-Europäisierung, die analytisch von den Auswirkungen der auf EU-Ebene getroffenen Entscheidungen ausgeht, gibt es auch Formen der *Bottom-up*-Europäisierung. Hierbei bringen einzelne Akteure oder Mitgliedstaaten ihre Vorstellungen auf EU-Ebene ein, um sie entweder EU-weit abzusichern oder gar verbindlich zu machen oder einen Konflikt bei der Umsetzung auf nationaler Ebene frühzeitig zu vermeiden. Schließlich sind selbst bei einer *Top-down*-Europäisierung die Kompetenzen und der Einfluss der EU je nach Politikfeld unterschiedlich stark ausgeprägt. Ebenso belassen viele Vorgaben von EU-Ebene nationalen, regionalen und lokalen Akteuren eigene Handlungs- und Ermessensspielräume. Dabei spielt wiederum etwa eine Rolle, ob diese Vorgaben eher einen sog. *hard-law*-Charakter haben (z.B. rechtlich verbindliche Verordnungen, Entscheidungen etc.) oder eher als sog. *soft norms* (z.B. nicht unmittelbar rechtsverbindliche Ideen, Konzepte, *Best-practice* Beispiele) anzusehen sind (ebda., 2014).

Als besonderes Mehrebenensystem ist die EU auch institutionell durch ein kompliziertes, dynamisches Gleichgewicht zwischen dem Europäischen Parlament, dem Rat und der Kommission sowie durch die starke Verflechtung zwischen der europäischen und nationalen Ebene gekennzeichnet. Während Politik auf der Ebene der Mitgliedsstaaten stark durch den Wettstreit politischer Parteien bestimmt ist, ist sie auf der Ebene der EU vor allem ein Interessenausgleich zwischen Mitgliedstaaten. Durch diese zusätzliche Komplexität ist die Governance auf EU-Ebene durch Politiknetzwerke und organisierte Verhandlungssysteme sowie Kombinationen aus Hierarchie, Verhandlungen und Politikwettbewerb im Zusammenspiel von öffentlichen Amtsträgern und Vertretern gesellschaftlicher Interessen gekennzeichnet (Benz und Dose, 2010).

Jenseits der EU-Institutionen bestehen auch kombinierte Formen von Regionalisierung und Europäisierung. Unter der Bezeichnung „horizontale Europäisierung“ werden – in Abgrenzung zu der obigen vertikalen Europäisierung – dabei bi- und multilaterale Kooperationsmodelle zwischen Mitgliedsstaaten gefasst. So können sich bei Konflikten über die zukünftige Ausrichtung auf EU-Ebene funktionale Lösungen jenseits der EU ergeben, die mit politischem Lernen und ggf. Politikinnovationen und Politikkonvergenz verbunden sind (Fischer, 2014; Strunz et al., 2015a).

Im weiteren Föderalismusbegriff lassen sich auch Unterschiede zur amerikanischen Tradition von Föderalismus benennen. Betont wird in der europäischen Tradition die Bedeutung bestimmter territorial verwurzelter Gruppen und Gemeinschaften gegenüber einer stärker individualisti-

schen amerikanischen Tradition. Diese Gruppen und Gemeinschaften sind in zweifacher Weise miteinander verknüpft (Detterbeck et al., 2011). Zum einen gehen untere Einheiten (z.B. Genossenschaften) in größeren Verbänden auf und werden durch sie auf höherer Ebene vertreten. Zum anderen werden im Sinne des Subsidiaritätsprinzips nur so viele Rechte an einen höheren Verband übertragen wie es der Erfüllung spezifischer Aufgaben dient. Zentraler Wertmaßstab der föderalen Idee ist es, die gesellschaftliche und politische Stellung der kleinen Einheiten innerhalb eines größeren Gemeinwesens zu erhalten, was sowohl durch Autonomie und Subsidiarität als auch durch Beteiligung und Austausch erreicht werden soll. Im Gegensatz zu einer liberalen und individualistischen Sichtweise wird vor allem in der Tradition der katholischen Soziallehre die Notwendigkeit von gesellschaftlichen Bindungen betont, die durch Prinzipien wie Pluralismus, Subsidiarität und Solidarität gekennzeichnet sind.

Zugleich können auch gesellschaftliche Bindungen in Form von Teilhabe und Mitbestimmung in der Praxis dazu beitragen, dass Föderalismus in seiner verfassungsmäßigen Verankerung als Bundesstaat auf Legitimität und Akzeptanz stößt (Härtel, 2012). In dieser weiten Betrachtungsweise tritt wohl stärker als in der staatszentrierten Föderalisperspektive die Vielfalt und Unterschiedlichkeit (d.h. weniger die Einheitlichkeit der Lebensverhältnisse) in den Vordergrund. Zugleich stellt sich die Frage, ob diese regionale Vielfalt nicht auch wünschenswert ist.

3.2 Skizze der Erneuerbare-Energien-Politik in Deutschland und Europa

Die Förderung des Ausbaus EE in Deutschland ist von einer Parallelität zentraler und regionaler Handlungs- und Politikstrategien geprägt (Gailing et al., 2013)¹⁵. Erstere werden wesentlich von formal-institutionellen und insbesondere kompetenzrechtlichen Vorgaben im europäischen Recht, im Grundgesetz und im Fachrecht definiert (Kap. 3.2.1). Eine herausgehobene Stellung nimmt hierbei das Erneuerbare-Energien-Gesetz ein. Der Blickwinkel ist vorwiegend „*top-down*“. Letztere umfassen ein heterogenes Bündel von eher informellen Strukturen, Regelungen, Konzepten, Initiativen und Fördermaßnahmen, das wesentlich von Bundesländern, Kommunen und regional und lokal verwurzelten Akteuren befördert wird (Kap. 3.2.2). Zudem werden auf lokaler und regionaler Ebene überwiegend konkrete Standorte für EE-Anlagen und z.T. auch Trassenentscheidungen bzgl. der Netze getroffen. Der Blickwinkel ist vorwiegend „*bottom-up*“ (Klagge, 2013).

Zahlreiche Interaktionen bestehen sowohl innerhalb als auch zwischen diesen beiden Handlungsstrategien. Die Interaktionen zwischen den Handlungsstrategien zeigen sich z.B. daran, dass die Raumordnung und -planung einerseits in die staatlich-hierarchische Struktur des deutschen Föderalismus eingebettet ist, sich andererseits aber zunehmend gegenüber weiteren Akteuren und eher informellen Informations- und Beteiligungsprozessen öffnet. Innerhalb und zwi-

¹⁵ Gailing et al. (2013) verwenden hier das Begriffspaar zentral und dezentral. Zwecks einer besseren Abgrenzung von Dezentralität in technischer Hinsicht wird hier der Begriff regional im Sinne der Ausführungen im Kapitel 3.1.2 bevorzugt. Regional bezeichnet damit in erster Linie die Ebene unterhalb des Nationalstaats sowie losere Zusammenschlüsse funktionaler Art.

schen den Handlungsstrategien lassen sich auch unterschiedliche, mit dem Ausbau EE verknüpfte politische Ziele und Gemeinwohlkonzepte antreffen.

3.2.1 Formal- institutionelle Strukturen und Regelungen („top-down“)

In diesem Abschnitt wird vorwiegend auf die gesetzlichen Bedingungen für den Ausbau und die Förderung EE eingegangen, aber auch auf einige wichtige, d.h. vor allem räumliche und ebenspezifische Implikationen dieser Gesetze. Zunächst wird dabei auf die europäische Ebene eingegangen (Kap. 3.2.1.1). Danach steht die Entwicklung in Deutschland vor allem im Sinne des engeren Föderalismusbegriffs im Vordergrund (Kap. 3.2.1.2).

3.2.1.1 EU-Vorgaben und Europäisierung

Die Förderung EE in Deutschland ist zunächst verknüpft mit europäischen Vorgaben, insbesondere zum Klimaschutz und zur Vollendung des gemeinsamen Binnenmarktes (Gawel et al., 2014b). Mit dem Vertrag von Lissabon ist die primärrechtliche Legitimationsgrundlage für EU-seitiges Handeln in der Energiepolitik gestärkt worden (Fischer, 2014). Zudem wird zunehmend von einer integrierten Energie- und Klimapolitik gesprochen.

Allgemein spezifiziert Art. 194 Abs. 1 des (seit dem Lissabon-Vertrag so genannten) Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) die folgenden vier Ziele für die europäische Energiepolitik (EU, 2010):

- (a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts,
- (b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union,
- (c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und
- (d) Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Als traditionelles Kernanliegen der europäischen Integration genießt die Vollendung eines gemeinsamen Binnenmarktes mit seinen vier Grundfreiheiten (freier Warenverkehr, Personenfreizügigkeit, Dienstleistungsfreiheit, freier Kapital- und Zahlungsverkehr) einen besonders hohen Stellenwert. Wie bereits in anderen Güter- und Faktormärkten werden auch für Energie (Strom und Gas) die schrittweise europäische Marktintegration und die verstärkte Anwendung von Wettbewerb angestrebt. Von zentraler Bedeutung sind hierfür im Strombereich die drei Binnenmarktrichtlinien Elektrizität. Im Zuge der ersten Binnenmarktrichtlinie wurden bereits 1998 als Kern der Liberalisierung die Aufhebung der langfristigen Demarkations- bzw. Versorgungsverträge und der diskriminierungsfreie Zugang zu den Transport- und Verteilnetzen zur Stromdurchleitung für Drittanbieter verankert. Angelegt war auch bereits die – gerade in Deutschland bislang unübliche – Trennung des natürlichen Monopols beim Netzbetrieb von den wettbewerblich organisierbaren Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb. Den Verbrauchern wurde ermöglicht, ihren Energielieferanten selbst wählen zu können. Ebenso wurde den Stromanbietern

bzw. –vertrieben erlaubt, ihre Leistungen überregional, d.h. unabhängig von ihrem Standort, anzubieten.

Die Entflechtung der Energieunternehmen als Instrument zur Durchsetzung von mehr Wettbewerb und höheren Investitionen in die Netzinfrastruktur wurde vor allem durch das Dritte Binnenmarktpaket vorangetrieben und löste Veränderungen auf nationaler Ebene aus (z.B. Gründung der Bundesnetzagentur, vgl. Kap. 3.2.1.2.1; Fischer, 2014). Nach Auffassung der EU-Kommission sollen unabhängige Übertragungsnetzbetreiber zentrale Akteure der Gestaltung von Energiemärkten sein. Sie sind dabei nicht nur Gegenstand von Regulierung, sondern auch Partner und handelndes Subjekt zur Vollendung des Strombinnenmarkts geworden. Indirekt stellen sie ein Gegengewicht zu den Interessen nationaler Regierungen und den Unternehmen der Erzeugungsseite dar. Als neuer Akteur auf EU-Ebene wurde ein rechtlich anerkanntes europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gegründet. Es erarbeitet - in Abstimmung mit der nationalen Ebene – EU-weite Netzentwicklungs- und Investitionspläne und auch Leitlinien und Netzcodices für den grenzüberschreitenden Netzbetrieb und Stromhandel. Vor allem über die Leitlinien und Netzcodices haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Quasi-Befugnis zur Rechtsetzung erhalten, auch wenn noch eine Überprüfung durch die europäische Agentur der Regulierungsbehörden (ACER) und einen Komitologieausschuss auf EU-Ebene stattfindet. Die Infrastrukturentwicklungen im Energiebereich und indirekt der grenzüberschreitende Stromhandel ist damit vorangetrieben worden (Kap. 2.2); er ist aber auch ein Stück weit entpolitisiert und vom Einfluss demokratisch gewählter Institutionen abgekoppelt worden. Für EE erweitert sich wiederum indirekt der räumliche Maßstab für Ausbauaktivitäten.

Zugleich entwickelt sich über die (sozialen) Netzwerkaktivitäten auf diesem Wege schrittweise ein gemeinsames Verständnis von (technischer) Netzstabilität und Versorgungssicherheit auf EU-Ebene. Dies ist nicht zuletzt deshalb von Bedeutung, weil die Förderung EE schließlich auch die Struktur der Energieversorgung und das Niveau an kurzfristiger und langfristiger Versorgungssicherheit beeinflusst. Vor allem im Hinblick auf langfristige Versorgungssicherheit überwiegen jedoch bislang nationale Konzepte, Regulierungen und Maßnahmen (z.B. Konzepte bilanzieller Selbstversorgung, Regulierung von Regelenergie, Bildung strategischer Reserven, Allokation von Erzeugungskapazitäten über Kapazitätsmärkte u.ä.). Bereits im Verhältnis von EU Mitgliedstaaten und den Mitgliedsstaaten untereinander ergeben sich damit erhebliche Spannungsfelder. Sie resultieren im wesentlichen aus der Interaktion von klima- und energiepolitischen Zielen und Instrumenten auf EU-Ebene und der Ebene der Mitgliedsstaaten einerseits, und der räumlichen Allokation von Energieerzeugungs- und Übertragungsinfrastruktur bei unterschiedlichen nationalen Ausgangsbedingungen und Förderregimen andererseits (vgl. die folgenden Abschnitte und Kap. 3.2.1).

Die Förderung der Energieeffizienz sowie die Verringerung des Energieverbrauchs und der Ausbau neuer und erneuerbarer Energiequellen sind wesentlich für den Klimaschutz. Dieser wird primärrechtlich über die Art. 191-193 AEUV separat geregelt, ist aber politisch und institutionell mit dem Energiekapitel verzahnt („integrierte Energie- und Klimapolitik“). Im Hin-

blick auf den Klimaschutz bestehen EU-weit gemeinsame bindende Treibhausgasminderungsziele bis 2020 (-20% gegenüber 1990) und 2030 (-40% gegenüber 1990) sowie Absichtsbekundungen bis 2050, was auf ein hohes Maß an Harmonisierung hindeutet. Allerdings werden die Ziele von den Mitgliedsstaaten (darunter Deutschland) z.T. übertroffen bzw. bis 2050 gesetzt. So hat sich Deutschland im Sinne sog. verstärkter Schutzmechanismen ein Einsparziel von -40% bis 2020 und von -80-95% bis 2050 gegenüber 1990 gesetzt.¹⁶

Das wesentliche gemeinsame Instrument auf EU-Ebene ist hierbei der seit 2005 bestehende und zunehmend harmonisierte und zentralisierte Emissionsrechtehandel.¹⁷ Er deckt etwa 45% der europäischen CO₂-Emissionen ab und beschränkt sich auf die Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken ab 20 MW sowie auf bestimmte energieintensive Industriebranchen und neuerdings den Flugverkehr. Der Grundgedanke des Emissionshandels besteht darin, ein hohes Maß an Flexibilität und Effizienz bei der Erreichung klimapolitischer Ziele zu gewährleisten. Nach dem „*Cap-and-trade*“-Prinzip wird daher eine ab 2013 nur noch EU-weit definierte Obergrenze von Treibhausgasemissionen festgelegt und über die Zuteilung von handelbaren Zertifikaten an Emittenten ein Markt für Verschmutzungsrechte etabliert, auf dem sich ein Preis für CO₂ bildet. Die Möglichkeit des Kaufs und Verkaufs von Emissionsberechtigungen soll dabei sicherstellen, dass Emissionsreduktionen dort durchgeführt werden, wo sie am kostengünstigsten sind (statische Effizienz). Gleichzeitig soll die regelmäßige Absenkung des Emissions-Caps und das generierte Preissignal im Prinzip einen Anreiz schaffen, neue Technologien zur Emissionsvermeidung zu entwickeln und einzusetzen, wenn diese mit längerfristig geringeren Kosten zur Zielerreichung verbunden sind als die Vermeidung im Rahmen heutiger Technologien (dynamische Effizienz). Dabei ist es für den Gesetzgeber ex-ante nicht erforderlich, diese Minderungsoptionen zu kennen, so dass es sich um einen technologieoffenen bzw. (zumindest teilweise) sektorübergreifenden Ansatz handelt, der auf dezentral wirkende Vermeidungsanreize setzt.

Allerdings orientiert sich der bestehende Emissionshandel kaum an den (geschätzten) Schäden, die durch jede zusätzliche Tonne CO₂ verursacht werden. Sein Ambitionsniveau ist vielmehr angesichts spezifischer Industrie- und Länderinteressen (vor allem in Osteuropa) eingeschränkt. Zugleich ist der Emissionshandel trotz statischer Effizienzvorteile stark auf die kurze Frist und nicht auf die langfristige notwendige Dekarbonisierung und die daran gebundenen Voraussetzungen (z.B. beim Aufbau der Infrastruktur) bzw. die damit verbundenen Barrieren ausgerichtet. Die Wirkungen auf EE und nachfrageseitige Energieeinsparung sind ebenso begrenzt (vgl. näher Rave et al., 2013).

Während nach Art. 194 Abs. 1 AEUV die Handlungsspielräume für die Gestaltung nationaler Regelungen beschränkt werden, wird rechtlich allerdings ein Souveränitätsvorbehalt der Mitgliedstaaten in der Energiepolitik nicht aufgehoben. So heißt es nach Art. 194 Abs. 2 AEUV relativ vage, dass „jeder Mitgliedstaat die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressour-

¹⁶ Vgl. <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/>

¹⁷ Zu den nicht unerheblichen Anpassungserfordernissen auf bundesdeutscher Ebene und dem politischen Prozess in Deutschland vgl. Fischer (2014).

cen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur der Energieversorgung bestimmen“ kann (EU, 2010).

Auf EU-Ebene legt allerdings die sekundärrechtliche EE-Richtlinie verbindliche allgemeine und mitgliedersstaatsbezogene Ziele im Hinblick auf die Förderung EE fest (von 20% EE am Bruttoendenergieverbrauch bzw. 18% für Deutschland bis 2020). Für 2030 werden gemäß einer Entscheidung des Europäischen Rates allerdings nur noch EU-weite EE-Ziele mit eher unverbindlichem Charakter definiert (European Council, 2014). Der Anteil EE soll demnach im Jahr 2030 bei 27% liegen. Nach Fischer (2014) dient die EE-Richtlinie der deutschen Bundesregierung traditionell dazu, die nationale Steuerhoheit bei der Förderung EE im Stromsektor gegenüber einem Zugriff durch die Kommission abzusichern (als Form der *Bottom-up* Europäisierung). In diesem Sinne gibt es für die Förderung EE auf der Zielebene eigene (und rechtlich zulässige) Zielsetzungen, die in Deutschland bis 2050 reichen (Kap. 1.1).

Insbesondere bei der Wahl der Förderinstrumente verfügen die Mitgliedstaaten schließlich über gewisse Entscheidungsbefugnisse. Dies betrifft etwa die Wahl zwischen Einspeisevergütungen, Prämien und Grünstromzertifikaten. De facto kann der Energiemix und die Herkunft von Strom allerdings nicht rein nationalstaatlich festgelegt werden (so Feld et al., 2014). Vielmehr hängt dies gleichermaßen vom grenzüberschreitenden Wettbewerb und/oder dem Ausbau grenzüberschreitender Netze und damit den oben genannten EU- Zielvorgaben ab. Die Mitgliedstaaten sollen damit zumindest im Prinzip nicht in der Lage sein, die einheimische Energieerzeugung vor ausländischer Konkurrenz zu schützen. Sie müssen sich auch faktisch in zunehmendem Maße an die schon lange primärrechtlich verankerten Vorgaben des Wettbewerbsrechts (insbesondere des Umweltbeihilferahmens) halten (Art. 34-37, Art. 101-109 AEUV). So ist gerade gegenüber Deutschland die EU jüngst über das Wettbewerbsrecht und den Strombinnenmarkt in die Ausgestaltung des deutschen Förderregimes zu Gunsten EE interveniert (sog. negative Koordination; Monstadt und Scheiner, 2014, Tews, 2014). Insbesondere werden die Mitgliedsstaaten u.a. dazu verpflichtet, Fördermittel für EE im Regelfall über Ausschreibungsverfahren an die Anbieter mit den geringsten Kosten zu vergeben (Kap. 3.2.1.2.2).

Zwischen Zielen und Instrumenten, die den Ausbau EE betreffen, kommt es zwischen EU-Ebene und nationaler (sowie indirekt sub-nationaler) Ebene zu erheblichen Interaktionen und Überlappungen. Dies betrifft generell die Abstimmung zwischen auf CO₂ und Energieträger bezogenen Zielen sowie – wie im letzten Absatz angedeutet – zwischen EU-weiten und vielfältigen nationalen (sub-nationalen) Zielen bezogen auf dieselbe Zielgröße. Im Zusammenspiel mit den jeweiligen Instrumenten erweist sich dabei vor allem die Interaktion zwischen Emissionshandel und den EE-Fördererregimen spannungsreich. Beide Instrumente sind auf die Minderung von Treibhausgasen ausgerichtet, die Förderung EE zusätzlich jedoch auf ein Bündel weiterer Ziele. Zudem handelt es sich beim Emissionshandelssystem um ein (partiell) sektorübergreifendes Instrument, das auf der Basis einer festzulegenden CO₂-Obergrenze zu einer möglichst kostengünstigen und dezentral von den Marktakteuren zu „entdeckenden“ Emissionsminderung mithilfe des Zertifikatspreismechanismus beitragen soll. Demgegenüber bevorzugen die einzelnen Mitgliedstaaten auf administrativem Weg durch ihre EE Fördererregime - mehr oder weni-

ger stark und quasi unterhalb der CO₂-Obergrenze – EE- Technologien, die einen mehr oder weniger kosteneffizienten Beitrag zum Klimaschutz darstellen. Diese Maßnahmen und ihre Wirkungen müssten bei der Festlegung der CO₂-Obergrenze korrekt antizipiert oder im Rahmen des sog. Banking sowie der Fortschreibung der Emissionsminderungsziele glaubwürdig berücksichtigt werden (Ragwitz et al., 2014).

Trotz dieser von ökonomischer Seite teilweise heftig kritisierten Überlappungen (Kap. 4.1.2.1, 4.1.2.3) gibt es umgekehrt bislang keine Hinweise, dass die Klimaschutzaktivitäten gerade von besonders aktiven Städten und Kommunen durch den Emissionshandel beschränkt werden (vgl. zum sog. *handcuffing* als einer Form von *crowding-out* St.-Louis und Millard-Ball, 2016).

3.2.1.2 Strukturen und Regelungen innerhalb Deutschlands

Innerhalb Deutschlands sind die Handlungsmöglichkeiten der Gesetzgebung und Verwaltung zur Förderung bzw. zur Steuerung des Ausbaus EE zunächst vom Grundgesetz vorgegeben (Kusche et al., 2001; Mez et al., 2007; BMVBS, 2011). Für die Gesetzgebung gelten als wesentliche Rechtsbereiche

- das Recht der Wirtschaft, insbesondere der Energiewirtschaft;
- das Umweltrecht, insbesondere die Luftreinhaltung;
- das Raumordnungs- bzw. Bodenrecht und Bauordnungsrecht;
- das Agrarförderrecht.

Diese Rechtsgebiete fallen nach Art. 72 und Art. 74 GG in den Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung zwischen Bund und Ländern und spiegeln den für Deutschland typischen Verbundföderalismus wider (Kap. 3.1.1). Demnach haben die Bundesländer die Befugnis zur Gesetzgebung nur, „solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungskompetenz nicht durch Gesetz Gebrauch gemacht hat“ (Art. 72 Abs. 1 GG). Der Bund hat umgekehrt nach Abs. 2 das Gesetzgebungsrecht nur dann, wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht.

Faktisch hat der Bund im Recht der Energiewirtschaft in hohem Maße von seiner Gesetzgebungskompetenz Gebrauch gemacht und dabei auf gesamtstaatliche Interessen verwiesen. Zu nennen sind hier vor allem das Energiewirtschaftsgesetz und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (Kap. 3.2.1.2.1, 3.2.1.2.2). Im weiteren Sinne und jenseits des Stromsektors sind auch noch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) und das Biokraftstoffquotengesetz zu nennen. In der Regel werden hierbei abschließende Regelungen getroffen, die durch den Landesgesetzgeber nicht umgangen werden können. Dagegen ist die Gesetzgebungskompetenz der Länder in Bereichen wie Bauen, Raumordnung, Raum- und Stadtplanung deutlicher ausgeprägt (Art. 70 GG) (Kap. 3.2.1.5).

Entsprechend der primären Trennung der Kompetenzen zwischen den Staatsebenen nach Funktionsbereichen (Kap. 3.1.1) haben die Bundesländer und Kommunen schließlich auch im Energierecht wichtige Aufgaben im Gesetzesvollzug und im Bereich der (gesetzesvollziehenden) Verwaltung. Die Bundesländer führen Bundesgesetze dabei als eigene Angelegenheiten aus. Rechtlich sind Ihnen jedoch durch das Prinzip der Gesetzesbindung und der Aufsicht durch den Bund enge Grenzen gesetzt, so dass auf diesem Wege eine eigene Landesenergie- bzw. – klimaschutzpolitik nicht systematisch und nicht in der Breite verwirklicht werden kann (Kusche, 2001). Faktisch unterscheidet sich der Vollzug dennoch zwischen den Ländern. So ergab eine Umfrage der Deutschen Umwelthilfe ein erhebliches Desinteresse bei einigen Bundesländern bezüglich der Umsetzung des EEWärmeG und der EnEV (Ziehm, 2010; Kahl und Schmidtchen, 2013). Auch im Hinblick auf das klassische Umweltrecht (z.B. Anlagengenehmigungen nach BImSchG) gibt es Hinweise auf Vollzugsdefizite und zugleich Unterschiede im Vollzug zwischen den Bundesländern (SRU, 2007; Böcher und Töller, 2013). Als Ursachen werden etwa Mittelkürzungen, behördliche Umstrukturierungen und unterschiedliche politische Prioritäten genannt. Allerdings wirkt die Zusammenarbeit der Bundesländer in Länderarbeitsgemeinschaften einem systematisch unterschiedlichen Vollzug entgegen.

Im Hinblick auf das Raumordnungsrecht ist es angesichts der gewollten Ermessensspielräume für nachgelagerte Planungsebenen schwierig von Gesetzesvollzug zu sprechen (Kap. 3.2.1.2.5). Allerdings ergeben sich schon Unterschiede zwischen und innerhalb der Bundesländer durch die unterschiedliche Reichweite möglicher Festlegungen in den jeweiligen Landesplanungsgesetzen und Regionalplänen (z.B. Mindest-/Zielvorgaben zu Flächen u.ä.). Angesichts der gesetzlichen Grundlage dieser Pläne bestehen folglich Unterschiede in der gesetzesvollziehenden Verwaltungstätigkeit.

Sowohl in der Gesetzgebung als auch in der Verwaltung sind die Bundesländer schließlich verfassungsrechtlich an den Grundsatz der sog. Bundestreue, das Gebot bundesstaatsfreundlichen Verhaltens, gebunden (Kusche, 2001). Ein Bundesland muss damit bei der Ausübung seiner Gesetzgebungskompetenzen Rücksicht auf andere Länder und den Bund nehmen, sofern diese von den Auswirkungen des Gesetzes wesentlich betroffen wären. Ebenso greift das Prinzip, wenn es zu erheblichen und untragbaren Unterschieden beim Gesetzesvollzug kommt. Welche Folgerungen daraus zu ziehen sind, muss allerdings im Einzelfall betrachtet werden. Eine generelle Kompetenz des Bundes zur Koordinierung der Länder besteht damit nicht (Dietsche, 2013).

3.2.1.2.1 Energiewirtschaftsgesetz und nachgelagerte Verordnungen

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) steckt einen übergeordneten Rahmen für die Sicherstellung der Energieversorgung mit Elektrizität und Gas ab. Räumliche oder standortbezogene Differenzierungen (z.B. im Hinblick auf die Erzeugungsanlagen) in Deutschland sind nicht explizit vorgesehen. Das Gesetz bestimmt – in relativ allgemeiner Form und ohne eine bestimmte Hierarchie – die Ziele der Energiepolitik. Die Ziele des EnWG sind gem. §1 EnWG

- die möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht,
- die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen und
- die Umsetzung und Durchsetzung des Energierechts der Europäischen Gemeinschaft.

In jüngster Zeit haben vor allem die umwelt- und klimapolitischen Ziele einen besonderen Stellenwert erhalten, darunter die Senkung der Treibhausgasemissionen, der Ausstieg aus der Kernenergie und die Erhöhung des Anteils EE (vgl. Kap. 1.1).

In der Mehrebenenstruktur dient das EnWG im Wesentlichen der Umsetzung und Konkretisierung von EU-Binnenmarkttrichtlinien auf dem Gebiet der Energieversorgung und –übertragung (Kap. 3.2.1.1). U.a. wurde die Unabhängigkeit und Neutralität des Netzbetreibers 2005 dahingehend konkretisiert, dass der Netzbereich nicht nur buchhalterisch, sondern auch gesellschaftsrechtlich, informationell und organisatorisch von anderen Wertschöpfungsstufen entflochten werden muss.¹⁸ Dabei gilt dieses sog. *Unbundling* für größere Energieversorger mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden. Unterhalb dieser *de-minimis* Klausel von 100.000 Kunden - und damit für rund 90% der Verteilnetzbetreiber - gilt nur die informatorische und buchhalterische Entflechtung, um damit zumindest die Möglichkeiten der Diskriminierung einzuschränken. Die bisher übliche Koordination zwischen Netz- und Erzeugungsplanung im Sinne einer gesamtunternehmerischen Optimierung wurde damit mehr oder weniger stark erschwert. So können die Netzbetreiber bisher kaum Einfluss auf den Standort und die Fahrweise dezentraler Erzeugungsanlagen ausüben (außer für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen; IZES et al., 2014).

Ebenso wurde statt dem zunächst gewählten verhandelten Netzzugang unter starkem Einfluss der EU-Ebene ein ex-ante Regulierungsregime sowie eine nationale Regulierungsinstanz in Gestalt der Bundesnetzagentur etabliert. Die Bedingungen, zu denen der Zugang zu den Stromnetzen zu gewährleisten ist, werden dabei vor allem in der Stromnetzzugangsverordnung festgeschrieben. Die Stromnetzentgeltverordnung gibt dagegen den kalkulatorischen Rahmen vor, nach dem die Netzbetreiber die Nutzungsentgelte für die Inanspruchnahme ihrer Infrastruktur durch Dritte kalkulieren und genehmigen lassen müssen. Höhe und Struktur der Entgelte werden dann durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Generell sollen Netzentgelte einerseits die Kosten des Netzes decken (Anschluss, Betrieb), haben andererseits aber eine wichtige Lenkungsfunction, um eine effiziente Netznutzung zu ermöglichen (Brunekreeft, 2015).

Seit 2009 werden die Netzbetreiber zudem über die Anreizregulierung zu kosteneffizientem Verhalten und Produktivitätssteigerungen angehalten. Sie entkoppelt durch eine vorgegebene Erlösobergrenze den Bezug zwischen den regulierten Erlösen der Netzbetreiber und den zu

¹⁸ Eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung ist bislang nicht zwingend, jedoch faktisch in Deutschland weitgehend gegeben.

Grunde liegenden Kosten. Auf diese Weise sollen Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen, die über die regulatorischen Vorgaben hinausgehen, dem Netzunternehmen zugutekommen. Umgekehrt trifft die Unternehmen das Risiko unvorhergesehener Kostensteigerungen. Dabei sind die Netzentgelte offensichtlich von den regional unterschiedlichen Kosten für Anschluss, Netzausbau und -verstärkung bestimmt (Brunekreeft und Bauknecht, 2009).

Generell spiegeln die Netzentgelte im Sinne der oben genannten Lenkungsfunktion nur wenig räumliche Knappheiten wider (Frontier Economics und Consentec, 2008). Derzeit werden nur die direkten Anschlusskosten den Anlagenbetreibern angelastet (sog. flache Gebühren). Die indirekten Kosten des Netzausbaus bzw. der Netzverstärkung werden dagegen als Gebühren für die Nutzung des Systems (allgemeine Netznutzungsentgelte) refinanziert. Sie werden nicht von den räumlich unterschiedlich stark konzentrierten Stromerzeugern bzw. Einspeisern getragen, sondern (mit Ausnahmeregelungen) auf die Verbraucher überwält. Durch diese Kostenallokation und die Entflechtung von Netz und Betrieb (d.h. insbesondere die mangelnde Steuerung der Erzeugung durch die Netzbetreiber) wird aber nicht oder höchstens zufällig die Summe aus Netz- und Kraftwerkskosten minimiert. Die Kraftwerksplanung und die Standortfindung werden vielmehr unabhängig von den induzierten Netzkosten vorgenommen. Für die z.T. eher immobilen Verbraucher sind die Netzentgelte allerdings durchaus unterschiedlich hoch. Vor allem durch die räumliche Verteilung EE sind sie in Ostdeutschland und in ländlichen Regionen deutlich höher - bis zu doppelt so hoch - als in Westdeutschland und städtischen Gebieten. Relevant sind die Kosten im jeweiligen Verteilnetz (Netzgebiet) und die weitergewälzten Kosten aus übergeordneten Spannungsebenen (Engpassbewirtschaftung, Systemdienstleistungen etc.). Es besteht damit die Gefahr, dass Verbrauch dort angereizt wird, wo die Entgelte niedrig sind, obwohl dies zunehmend fern der Erzeugung aus EE ist (Jahn, 2014). Die angereizte Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch schafft damit auch eine zusätzliche Notwendigkeit zum überregionalen Netzausbau.

Auch die zeitliche Knappheit von Strom wird in den regional unterschiedlichen Netzentgelten kaum abgebildet. Die Tarifierung der Netzentgelte erfolgt anhand des höchsten Leistungsbezugs innerhalb eines Jahres (Leistungspreis) und/oder als Entgelt je Kilowattstunde innerhalb einer Abrechnungsperiode (Arbeitspreis) und ggf. über einen festen Grundpreis. Unberücksichtigt bleiben damit die aktuelle lokale Netzbelastung und die Nachfragesituation (mit Ausnahme von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen). Folglich fehlen auch Anreize zur zeitlichen Flexibilisierung der Nachfrage und zur Speicherung bzw. zu "systemdienlichem" Verbrauch (Jahn, 2014).¹⁹

In den letzten Jahren ist zunehmend ein Bewusstsein für die wachsende Knappheit an Stromübertragungs- und -verteilungskapazitäten entstanden. Sie führt durch steigende Handelsaktivitäten mit dem Ausland, die geographisch ungünstige Anordnung des Kraftwerksparks (Windenergieausbau in Norddeutschland, Kernkraftwerksstilllegungen in Süddeutschland etc.) und die Bedingungen des EEG (Kap. 3.2.1.2.2) zu regionalen und gegebenenfalls strukturellen Engpässen.

¹⁹ Weitere problematische Anreize bestehen für Eigenerzeugung und -verbrauch und durch die Regelung zu sog. vermiedenen Netzentgelten (vgl. genauer Jahn, 2014).

sen.²⁰ Während die Bewirtschaftung von Engpässen - abgesehen von zunehmenden Redispatching- Maßnahmen, Eingriffen und Systemdienstleistungen der Netzbetreiber - und Anreize für Netznutzer bislang relativ wenig diskutiert werden, steht vor allem die physische Engpassvermeidung durch den Ausbau und die Verstärkung der Übertragungsnetze im Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion. Neben Bemühungen auf europäischer Ebene sind auch auf Bundesebene gesetzliche Regelungen zum Netzausbau verankert. So enthält auch das EnWG systemische Ausbaupflichten, die die Netzbetreiber verpflichten, ihr Netz als Ganzes bedarfsgerecht zu verstärken, zu optimieren oder auszubauen.²¹ Für Übertragungsnetzbetreiber wird diese Pflicht dahin weiter konkretisiert, dass sie dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Übertragungsnachfrage zu befriedigen und durch ausreichende Übertragungskapazitäten zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings wird die Steuerungskraft dieser, dem Übertragungsnetzbetreiber auferlegten „Systemverantwortung“ als gering eingestuft (Schumacher, 2009). So wird es aufgrund von Prognoseunsicherheiten zum künftigen Bedarf und der dem Übertragungsnetzbetreiber belassenen Beurteilungsspielräume im Investitionsbereich kaum möglich sein, einen nicht realisierten Ausbau zu sanktionieren. Vor diesem Hintergrund sind Initiativen des Bundes zur Beschleunigung des überregionalen Netzausbaus über das Energieleitungsausbaugesetz (2009) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (2011) zu sehen. Ergänzt werden die gesetzlichen Regelungen durch zunehmende Investitionsplanungsverpflichtungen auf nationaler und europäischer Ebene. So müssen die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig einen Bericht über den Netzzustand und ihre Netzausbauplanung erstellen und auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorlegen. Die Netzentwicklungsplanung bildet dabei die Grundlage für den Bundesbedarfsplan und das Bundesbedarfsplangesetz (TAB, 2014). Nach EU-Energierecht sind zudem unternehmensübergreifende Investitionspläne auf regionaler und gesamteuropäischer Ebene zu erstellen (Kap. 3.2.1.1).

Die Stellung des Bundes wurde vor allem bei der Planung des für den weiteren Ausbaus EE als notwendig erachteten überregionalen Netzausbaus zu Lasten der Länder gestärkt (Baumann, 2013; Gailing et al., 2013). So hat sich der Aufgabenbereich der Bundesnetzagentur von der Regulierung des Netzzugangs auf die Regulierung und Planung des Netzausbaus (Bundesfachplanung) deutlich erweitert. Sie übernimmt dabei auch wichtige Aufgaben bei der Koordination der vier Übertragungsnetzbetreiber, die weitgehend noch in historisch gewachsenen Regelzonen operieren.

Ähnlich wie bei den Netzentgelten spiegelt auch die Netzentwicklungsplanung vermutlich nur unzureichend räumliche Knappheiten wider (Ohlhorst, 2015). Zwar basiert die Ausbauplanung auf einem erwarteten Verbrauchsprofil, einem projizierten, marktgetriebenen Kraftwerksausbau und damit auch auf Annahmen zur erwarteten räumlichen Verteilung des EE- Ausbaus in der kurzen, mittleren und längeren Frist. Zweifel bestehen jedoch, ob diese Annahmen hinreichend mit der Länderebene und den Verteilnetzbetreibern koordiniert werden, die jeweils nur unverbindliche Informationen im Rahmen von Konsultationsverfahren liefern. Außerdem sind die

²⁰ Der ökonomische Grund für einen Engpass liegt im Kern in der mangelnden Möglichkeit von Preisreaktionen in Knappheitssituationen (Haucap und Pagel, 2014).

²¹ Ergänzt wird dies durch punktuelle Ausbaupflichten im EEG und KWKG.

Länder nicht verpflichtet, EE-Kapazitäten entsprechend der Netzentwicklungsplanung „vor Ort“ zu installieren (Kap. 3.2.1.2.2). Im weiteren Sinne erreicht die Netzentwicklungsplanung auch nicht – die praktisch schwer zu realisierende - gesamtwirtschaftliche Optimierung der miteinander verbundenen Systeme Erzeugung, Netz und Verbrauch. So werden einerseits Investoren nicht mit den Kosten des Netzausbaus konfrontiert. Andererseits wird das Netz nur als dienendes Transportmedium und im bestehenden Regulierungsrahmen betrachtet (getrennte Behandlung von Stromhandel und –transport). Zusammen mit dem wirtschaftlichen Anreiz der Netzbetreiber zum Netzausbau besteht die Gefahr zumindest in der Planung einen übermäßigen Netzausbau vorzusehen (TAB, 2014).

Bei der Planung der Netzinfrastruktur wurden auch traditionelle Aufgaben der Raumordnung auf einen zentralen sektoralen Akteur (Bundesnetzagentur) übertragen, um Fach- und Raumplanung besser zu verzahnen. So läuft die Prüfung der Raum- und Umweltverträglichkeit von Trassenkorridoren über die Bundesnetzagentur und nicht mehr über separate Raumordnungsverfahren (positiv Dietsche, 2013; kritisch Krawinkel, 2012). Dabei entstehen schwierige und mit der Raumordnung verzahnte Abwägungsfragen zwischen Versorgungssicherheit, Netzintegration EE, Begrenzung der Investitions- und Netzausbaukosten, Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft und privatwirtschaftlichen Interessen am Netzausbau.

3.2.1.2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Den fast flächendeckenden Ausbau EE im Stromsektor hat vor allem das seit 2000 bestehende und mehrfach novellierte Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) ermöglicht. Ziel des Gesetzes ist es nach §1 im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zu fördern. Vor allem über das EEG sollen die eingangs erwähnten Ziele erreicht werden, einen bestimmten Anteil der Stromerzeugung aus EE zu bestimmten Zeitpunkten zu decken (Kap. 1.1).

Die Ziele beziehen sich auf das gesamte Bundesgebiet und werden im EEG nicht regional differenziert, also auf Bundesländer und Regionen heruntergebrochen (Gailing et al., 2013; Bruns und Futterlieb, 2015). Angesichts des gegenüber konventionellen Energieträgern höheren Flächenbedarfs EE ist damit unklar, ob und wie sie sich in der Flächenbereitstellung der Bundesländer niederschlagen sollten. Auch die Aufteilung der Gesamtziele auf die unterschiedlich flächenintensiven Sparten Wasserkraft, Wind-, Sonnenenergie, Biomasse, Geothermie und Klär-/Deponiegase sind nur indirekt im EEG verankert. Ebenso spielt bei der Förderung EE nur indirekt bzw. nur am Rande eine Rolle, ob der Strom regional verbraucht wird oder zu dessen Abtransport eine umfangreiche Netzinfrastruktur erforderlich ist (s.u.).

Im Kern sieht das Gesetz für den Großteil der derzeit betriebenen Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine Anschlusspflicht und eine garantierte und vorrangige Abnahme EE durch die Netzbetreiber sowie nominal feste, über einen Zeitraum von 20 Jahren

gewährte Einspeisevergütungen vor. Sie orientieren sich an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten, werden bundeseinheitlich festgelegt und sind nach den verschiedenen Sparten der EE, der Anlagengröße und z.T. weiteren technologischen Kriterien gestaffelt und degressiv ausgestaltet. Über die Jahre hat sich daraus ein detailliertes, administrativ zentral gelenktes und im Lichte der Politikresultate immer wieder revidiertes Regelungsinstrumentarium entwickelt.²² Die Orientierung an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten soll dabei die Tatsache reflektieren, dass für die Erzeuger EE die Vollkosten i.d.R. und in jeweils unterschiedlichem Maße noch höher sind als für z.T. wiederum erheblich subventionierte fossile und nukleare Energieerzeuger.²³ Zugleich werden auf diesem Wege die Dargebotsrisiken insbesondere bei der wetterabhängigen Wind- und Solarenergie begrenzt und den Anlagenbetreiber ein hohes Maß an Planungs- und Investitionssicherheit gewährt. Nicht oder wenig reflektiert sind in den Einspeisetarifen dagegen die unterschiedlichen (marginalen) Kosten der CO₂-Vermeidung oder auch die externen (bzw. externalisierten) Kosten der Nutzung verschiedener EE. Auf die letztgenannten Effekte wird vielmehr z.T. durch Folgeregulierungen reagiert (z.B. über Ausnahme- und Bonusregelungen bei der Biomasse).

Im Zusammenspiel mit der Liberalisierung der Energiemärkte, aber auch schon allein durch die unerwartet hohe Ausbaudynamik, die das EEG entfacht bzw. gesichert hat, hat das Gesetz die Struktur der Energieversorgung deutlich verändert. Auf den Energiemärkten ist es zu zahlreichen Markteintritten und i.w.S. zu einer Pluralisierung der Akteursstrukturen gekommen, während die starke Stellung der „großen Vier“ (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW) auf der Erzeugerseite jüngst erkennbar ins Wanken geraten ist (Monopolkommission, 2013, 2015). Zugleich hat das EEG über die Vielfalt der geförderten EE-Technologien und insbesondere über zusätzliche größen spezifische Kriterien erheblich dazu beigetragen, die Stellung kommunaler und zivilgesellschaftlicher Initiativen und letztlich die Rolle des Bürgers in der Energieversorgung zu stärken. Allerdings werden entsprechende Anreize in der jüngsten Novellierung auch wieder zurückgefahren (vgl. weiter unten und Kap. 3.2.2.3, 3.2.2.4). Keine Beachtung findet allerdings schon durch den bundesweiten EEG-Wälzungsmechanismus (s.u.) die Frage, ob die Präferenzen zu Gunsten EE regional oder lokal variieren. Der Förderermechanismus basiert im Prinzip auf einer generellen Zustimmung zum Ausbau EE und setzt vielmehr implizit auf eine generelle Gleichverteilung der unterschiedlichen Ebenen von Akzeptanz oder unterstellt, dass etwaige Unterschiede lokal und regional bewältigt werden können.²⁴

²² Feld et al. (2014) sprechen von mittlerweile über 4000 Einspeisetarifen und betonen die Komplexität, die durch die Differenzierungen innerhalb des EEG im Laufe der Zeit entstanden ist.

²³ Ein wirtschaftlicher Betrieb außerhalb des EEG und Direktvermarktung ist am ehesten für Wasserkraft-, Klär-, Gruben- und Deponieanlagen möglich.

²⁴ Wüstenhagen (2007) unterscheidet zwischen sozio-politischer, marktbezogener und projektbezogener Akzeptanz. Sozio-politische Akzeptanz ist der breiteste Begriff und wird häufig eher unspezifisch in allgemeinen Meinungsumfragen gemessen. Er bezieht sich sowohl auf EE-Technologien als auch auf EE-Politiken. Projekt- oder gemeinschaftsbezogene Akzeptanz bezieht sich dagegen auf die spezielle Akzeptanz von Anlagenstandorten und der Projektimplementierung durch lokale Stakeholder. Sie ist eng mit dem Niveau an Vertrauen und Fragen prozeduraler und distributiver Gerechtigkeit verbunden. Marktakzeptanz bezieht sich auf die Kaufentscheidung zu Gunsten von Ökostrom oder auch das Investitionsverhalten von Unternehmen (vgl. auch Wunderlich, 2012).

Zugleich wird privaten bzw. regionalen Marktaktivitäten zu Gunsten EE in dem Sinne wenig Raum belassen, dass der Erfolg der Einspeisevergütungen auf einer strikten Trennung von politischem und marktlichem EE-Segment aufbaut (sog. Doppelvermarktungsverbot) (Menges, 2003). Damit soll eine Doppelförderung vermieden werden, die sich aus Einspeisetarif bzw. Marktprämie einerseits und einem Zertifikatepreis auf der Basis des EU-weiten Handels mit Zertifikaten für Strom aus bestimmten EE-Anlagen andererseits zusammensetzen würde (Monopolkommission, 2013).

Das EEG spiegelt nicht generell räumliche bzw. flächenbezogene Knappheiten wider und beeinflusst damit nicht direkt die Standortfindung, so dass diese anreizgetrieben und „dezentral“ erfolgt (Kap. 3.2.1.2.5). Das EEG enthält allerdings je nach Technologie einige spezifische räumliche und standortbezogene Differenzierungen (Wenzel, 2015). Für Windkraft auf dem Festland gibt es eine großräumige Steuerung: Die Vergütung ist nämlich abhängig vom Ertrag des Standorts, so dass sehr ertragreiche Windstandorte insgesamt über die Zeit relativ weniger stark vergütet werden (sog. Referenzertragsmodell). Ziel des jüngst wieder angepassten Modells ist es, auch an ertragsschwächeren Binnenlandstandorten die Errichtung von Windkraftanlagen zu ermöglichen und übermäßige Renditen an sehr guten Standorten zu vermeiden.²⁵ Von der Förderung ausgeschlossen werden aber auch Schwachwindstandorte mit einem Referenzertrag unter 60%, was für ca. 10% der Städte bzw. Landkreise zutrifft. Demgegenüber ist die bislang nur wenig bedeutsame Offshore-Windenergie ohnehin räumlich auf die norddeutsche Küste beschränkt. Sie ist auch durch die Art der Netzanbindung am wenigsten als eine dezentrale EE-Technologie anzusehen. Für die anderen EE ist die direkte räumliche Steuerung über das EEG eher begrenzt. Zur Vergütung von Fotovoltaik-Freiflächenanlagen bestehen zumindest Vorgaben zur Art der Flächennutzung (z.B. Versiegelungsflächen, Konversionsflächen etc.). Diese Flächen sind dabei aber im Prinzip in ganz Deutschland vorhanden. Freiflächenanlagen erhalten auch nur dann eine EEG-Vergütung, wenn sie an Standorten errichtet werden, für die bereits ein Planungsverfahren nach dem Baugesetzbuch durchgeführt worden ist. Bei der Bioenergie wird durch Ausschlusskriterien insbesondere bezüglich der Zusammensetzung der eingesetzten Rohstoffe höchstens implizit eine räumliche Steuerung vorgenommen. Ansonsten werden Anlagen vor allem dort errichtet, wo das Biomassenpotenzial einen wirtschaftlichen Betrieb erlaubt. Dies gilt ähnlich auch für die Geothermie.

Angesichts von Netzengpässen hat die Abregelung von privilegierten EE-Anlagen in bestimmten Regionen zuletzt deutlich zugenommen, wobei die Anlagenbetreiber fast in Höhe der sonst zu zahlenden Einspeisevergütung entschädigt werden. Für die Standortwahl – insbesondere von Windkraftanlagen – hat dies aber bislang kaum eine regionale oder standortbezogene Steuerungswirkung gehabt (Wenzel, 2015).

Angesichts regional und saisonal unterschiedlicher Stromerzeugung aus EE erfolgt zwischen den Netzbetreibern eine bundesweite Ausgleichsregelung (sog. Wälzung). Im klassischen EEG wird anstelle einer physikalischen Durchleitung des EEG-Stroms bis zum Letztverbraucher der

²⁵ Trotz des Referenzertragsmodells sind bislang Küstenstandorte bei den Investoren beliebter (Ohlhorst, 2015).

EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern als Garantiekäufer gemäß EEG-Vorgaben vergütet und an einer Strombörse im Spotmarkt i.d.R. zentral vermarktet. Mit den Regelungen der jüngsten EEG-Reformen tritt der Netzbetreiber aber immer weniger als Vermarkter an der Börse auf (siehe unten zur Direktvermarktung).

Die zusätzlichen Kosten von rund 20 Mrd. € werden dabei nicht aus dem Bundeshaushalt bestritten (hypothetisch etwa 7% des Haushalts). Ebenso werden auch nicht die Bundesländer mit höheren EEG-Lasten konfrontiert, die das EEG besonders befürworten bzw. besonders von ihm profitieren.²⁶ Die Kosten werden vielmehr mit Hilfe der Netzbetreiber auf alle Netznutzer bzw. Stromkunden bundesweit umgelegt, wobei Privilegierungen für die Industrie und den Eigenverbrauch bestehen. Indirekt werden die Stromkunden damit dazu verpflichtet, einen bestimmten Teil ihres Stroms aus EE zu decken. Die sog. EEG-Umlage bemisst sich dabei als Differenz zwischen den Erlösen für EEG-Strom auf dem Strommarkt und den festgelegten Vergütungssätzen bzw. Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber und wird ex post festgelegt. Die regional unterschiedlichen Lieferanten erheben diese Umlage beim nicht-privilegierten Letztverbraucher. Sie sind zugleich von Preis- und Mengenrisiken durch das fluktuierende Angebot EE befreit. Üblicherweise nehmen sie auch keine aktive Rolle bei der kurzfristigen und flexiblen Einbindung fluktuierender EE auf regionaler Ebene bzw. im Bilanzkreis ein (z.B. Abgleich mit der Residuallast und Flexibilitätsoptionen), sondern bedienen sich in der Beschaffung ex ante standardisierter Produkte bzw. Bänder (Hauser et al., 2014). EE gehen somit letztlich vielfach in ein Graustromportfolio ein und die Beziehung zwischen regionaler Erzeugung EE und regionalem Bedarf geht verloren (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a).

Die Anreize des klassischen (und für den Großteil der derzeit operierenden Anlagen geltenden) EEG sind strompreisunabhängig, so dass die vom Strommarkt ausgehenden zeitlichen, räumlichen und unsicherheitsbezogenen Preissignale nicht von den Anlagenbetreibern ins Kalkül gezogen werden und keine Anreize für einen systemdienlichen Betrieb setzen. Es besteht vielmehr ein Anreiz zur Maximierung der Produktionsmengen (Öko-Institut, 2014). Implizit werden damit die Umlage- und Integrationskosten sozialisiert, während den Betreibern ein weitgehend risikoloses Einkommen gewährt wird (Hirth et al., 2015). Die Einspeisevergütungen erklären damit wesentlich die in Kapitel 2.3 beschriebenen Kosten der (erzeugungsseitigen) Heterogenisierung des gewachsenen Stromsystems. Sie sind zeitunabhängig fixiert und orientieren sich primär an den Stromgestehungskosten, die sich an aggregiert über das Jahr erzielbaren Betriebsstunden und nicht an tatsächlichen Betriebsstunden bemessen. In Kombination mit der Abnahmepflicht und dem Einspeisevorrang werden Anreize unterdrückt, den Output (und die Auslegung der EE-Anlage) an aktuelle Marktbedingungen anzupassen, so dass zunehmend auch dann EE Strom eingespeist wird, wenn die Strompreise unterhalb der ohnehin niedrigen Grenzkosten EE liegen. Die Verpflichtung zum Netzanschluss von EE-Anlagen und zur vorrangigen Aufnahme der erzeugten Energiemengen erfolgt im EEG außerdem grundsätzlich unabhängig da-

²⁶ In diesem Fall käme es hypothetisch zu einer Spanne zwischen 0,21 € je Kilowattstunde in Mecklenburg-Vorpommern und nur 0,2 Cent je Kilowattstunde im Stadtstaat Berlin (BdEW zitiert nach Bettzüge, 2015).

von, an welcher Stelle die Anlage errichtet wurde, d.h. insbesondere auch in welcher Entfernung zum Verbraucher. Der Zwang zur Anpassung und damit zur Integration der EE liegt damit i.d.R. allein auf Seiten von Netzbetreibern und Betreibern konventioneller Kraftwerke, was wiederum entsprechende direkte und indirekte Folgekosten nach sich zieht. Analog unterscheidet sich der Systemwert EE je nachdem, an welcher Stelle die Einspeisung erfolgt. Über das EEG wird die Kilowattstunde Strom aus EE jedoch gleich bewertet (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a). Im Hinblick auf die längerfristige Umgestaltung des Versorgungssystems hin zu EE wird damit auch (aber nicht nur) durch das EEG eine Entwicklung begünstigt, bei der Strompreise nicht mehr die unterschiedlichen Dimensionen von Heterogenität des Gutes Strom widerspiegeln (Hirth et al., 2014). Strompreise spiegeln jedoch im Allgemeinen die unterschiedliche, über Märkte vermittelte Wertschätzung der Verbraucher in Raum und Zeit wider. Ebenso sind gerade Preisschwankungen im Strommarkt eine Voraussetzung für die Flexibilisierung des Versorgungssystems (Häseler, 2014). Zudem droht eine Entwicklung, bei der die Netzinfrastruktur, die ohnehin nicht auf Strompreise reagiert, einem unkoordinierten Aufbau der Erzeugungskapazitäten folgt.

Der Gesetzgeber hat insbesondere in den jüngsten EEG- Novellierungen 2012 und 2014 auf diese Entwicklungen partiell reagiert und verschiedene i.d.R. mittelfristig wirksame Maßnahmen zur Vermeidung von Fehlsteuerungen bzw. zur Kostenbegrenzung für Neuanlagen eingeführt. Einen prägenden Einfluss darauf hatten insbesondere die revidierten Beihilferichtlinien der Europäischen Kommission (ausführlicher Öko-Institut, 2014):²⁷

- Um die Ausbaugeschwindigkeit und das Portfolio der Stromerzeugung aus EE insbesondere im Sinne der Netzintegration besser von nationaler Ebene steuern zu können, werden für alle mengenmäßig relevanten Erzeugungsoptionen zusätzliche Ausbaukorridore definiert. Die Vergütungssätze werden je nach erreichtem Kapazitätsausbau nach oben oder unten (für die Biomasse nur nach unten) angepasst (hybride Mengen- und Preissteuerung).
- Anstelle des Netzbetreibers als zentralem Garantiekäufer und Vermarkter für erzeugte EE-Mengen werden den Stromerzeugern Vermarktungsrisiken im liberalisierten Strommarkt angelastet, um damit bedarfsgerechtes Einspeiseverhalten zu belohnen. Während das EEG 2012 zunächst eine optionale Direktvermarktung vorsieht, wird mit dem EEG 2014 die verpflichtende Direktvermarktung als Standardmodell schrittweise je nach Anlagengröße eingeführt. In den Vordergrund treten damit Vertragsverhältnisse zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, in denen Vergütungen für Betreiber und die Verteilung von Risiken geregelt werden. Dabei gelten Ausnahmen oder reduzierte Vergütungssätze für Kleinanlagen. Nicht vorgeschrieben ist der Vermarktungsweg (dezentral, zentral).

²⁷ Zu Anpassungen bei früheren EEG-Novellierungen vgl. kurz Rave et al. (2013). Generell zeigt sich hier, dass für die Europäische Kommission die Binnenmarktagenda im Vordergrund steht, während die Bundesregierung spätestens seit den Beschlüssen zur Energiewende vom Ausbau der erneuerbaren Energien als Grundannahme ausgeht und den Strommarkt nur schrittweise anpasst (Fischer, 2014).

- Eine alternative Form der Direktvermarktung in Form des Grünstromprivilegs wird wegen Konflikten mit dem EU-Wettbewerbsrecht abgeschafft. Es wurde zudem nur wenig genutzt. Stromversorgungsunternehmen wurde davor die Möglichkeit eingeräumt, ihre EEG- Umlagezahlungen zu reduzieren, wenn sie mindestens 50% ihres Stromportfolios gegenüber Endkunden aus EE liefern, darunter ein Minimum von 20% aus Wind und Fotovoltaik. Damit konnte EEG-Strom auch als grüner – und häufig regional erzeugter – Strom direkt und außerhalb des Großhandelsmarktes vermarktet und kenntlich gemacht werden. Für Stromversorgungsunternehmen bestand zudem ein Anreiz variable EE durch angebots- oder nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen regional auszugleichen (Beermann und Tews, 2015). Das EEG 2014 enthält jedoch eine bisher nicht genutzte Verordnungsermächtigung, die die Einführung eines Vermarktungsmodells für EEG- Strom als Grünstrom an Stromkunden (unter Berücksichtigung der Kostenneutralität gegenüber dem Marktprämienmodell und dem Doppelvermarktungsverbot) ermöglicht. Damit sollen EE besser als im Marktprämienmodell kenntlich gemacht werden und Stromversorgern die Möglichkeit gegeben werden auf freiwilliger Basis EE aktiv und unter Berücksichtigung von Flexibilitätspotenzialen in das Stromversorgungssystem zu integrieren. Stromvertriebe könnten so direkt Strom aus EE von Anlagenbetreibern (z.B. aus der Region) erwerben und diesen direkt gegenüber dem Letztverbraucher vermarkten, und zwar im gleichen Ausmaß wie sonst über das EEG-Umlagesystem gefördert würde (vgl. www.gruenstrom-markt-modell.de ; BDEW, 2015). Das von Direktvermarktern und Verbänden entwickelte Modell wurde jedoch kürzlich vom Bundeswirtschaftsministerium als Alternative zur Marktprämie abgelehnt. Stattdessen sollen Modelle entwickelt werden, die nicht auf ein alternatives Vertriebs- und Vermarktungskonzept, sondern auf eine bessere regionale Stromkennzeichnung abzielen (Köpke und Roeder, 2015).
- Möglich bleibt die sog. „sonstige Direktvermarktung“, bei der Strom geliefert wird, der nicht gesetzlich über Einspeisevergütungen bzw. Marktprämien gefördert wird. Demnach besteht auch kein Doppelvermarktungsverbot. Diese Vermarktungsform setzt auf eine Mehrpreisbereitschaft der Kunden. Sie ist praktisch eher selten anzutreffen, weil und solange die Stromgestehungskosten oberhalb der Börsenpreise liegen. Bettinger und Holstenkamp (2015) berichten aber von Unternehmen, in denen zumindest ein Anteil von 25 % des gelieferten Stroms ein regionales Stromprodukt ist und in regionalen Bilanzkreisen Stromerzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden.
- Spätestens ab 2017 sollen bei erfolgreichen Pilotprojekten im Bereich der Freiflächenfotovoltaik Basisvergütungen über Ausschreibungen festgelegt werden. Im Kern wird damit der Übergang von festen Einspeisetarifen zu gleitenden Marktprämien vorgenommen. Für die der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegenden Anlagen dient eine gesetzlich festgelegte Basisvergütung als Ausgangspunkt für die Berechnung der Prämie, die in Abhängigkeit von der Ausbauentwicklung und differenziert insbesondere nach Technologien, Größenklasse und gegebenenfalls weiteren Kriterien bestimmt wird.
- Die Vermarkter (und indirekt die Anlagenbetreiber) werden damit kurzfristigen Marktpreisschwankungen und der Bilanzkreisverantwortung ausgesetzt, so dass prinzipiell u.a. Anreize

bestehen, Strom zu liefern, wenn er besonders werthaltig ist. Im Gegensatz zu ex ante fixen Prämien kann das Risiko unsicherer langfristiger Marktpreisentwicklungen allerdings durch gleitende Prämien dadurch begrenzt werden, dass ex post ein Ausgleich zwischen Basisvergütungen und Strommarkterlösen erfolgt und auf die Stromverbraucher umgelegt wird. Jedoch werden Prämienzahlungen bei länger andauernden negativen Strompreisen (> 6 Stunden) ausgesetzt.

Angesichts sich verschlechternder Förderbedingungen durch das EEG, höheren Endverbraucherpreisen, aber auch stark fallenden Gestehungskosten (insbesondere bei der Fotovoltaik), wird die Eigenerzeugung von Strom und dessen Selbstverbrauch zunehmend attraktiver.²⁸ So macht die Eigenversorgung derzeit rund 8% der Fotovoltaikerzeugung aus (May und Neuhoff, 2015). Indirekte staatliche Anreize durch keine oder ermäßigte Abgaben und Umlagen für eigenerzeugten und selbst verbrauchten Strom fördern diesen Trend (Bardt et al., 2014). Er könnte eine sich selbst verstärkende Dynamik auslösen, da sich durch Selbstverbrauch die Bemessungsgrundlagen von Umlagen und Entgelten verringern, die Kostenbelastung für sonstige Verbraucher dagegen steigt und somit auch der Anreiz zum weiteren Selbstverbrauch zunimmt. Dabei spielt für das Ausmaß der Zunahme des Selbstverbrauchs die Entwicklung von Stromspeichern und aktives Lastmanagement eine wichtige Rolle. Andererseits tritt der Gesetzgeber im EEG 2014 dieser Dynamik durch teilweise Belastung der Eigenerzeugung bzw. des Selbstverbrauchs entgegen (Zahlung von zunächst 30% EEG-Umlage für die meisten Anlagen).

3.2.1.2.3 Die Stellung der Bundesländer und Kommunen im Recht der Energiewirtschaft

Wie bereits erwähnt hat der Bund gemäß den Vorgaben des Grundgesetzes seine Gesetzgebungskompetenz im Recht der Energiewirtschaft weitgehend wahrgenommen. Die Bundesgesetze beschränken insofern den Gestaltungsspielraum für weitergehende landesgesetzliche Regelungen. So können insbesondere im Hinblick auf das für den Ausbau EE besonders wichtige EEG keine eigenständigen Fördererregelungen von den Bundesländern getroffen werden. Allerdings verbleibt zum einen die gesetzgeberische Tätigkeit der Bundesländer in energierechtlichen Teilbereichen jenseits des EEG. Zum anderen besteht der Einfluss der Bundesländer auf die Bundesgesetzgebung über den Bundesrat oder auf anderem, eher informellem Wege.

Relativ hoch sind die Regelungsspielräume der Länder im Wärmesektor, d.h. bei der Wärmeversorgung von Gebäuden und der Schaffung von Netzstrukturen für die öffentliche Wärmeversorgung. Auf der Basis des EEWärmeG können die Bundesländer etwa weitergehende eigene ordnungsrechtliche Regelungen zum Einsatz EE im Wärmebereich treffen (Kahl und Schmidtchen, 2013). Im weiteren Sinne haben etliche Bundesländer eigene Landesenergie- oder Landesklimaschutzgesetze verabschiedet (jüngst Nordrhein-Westphalen und Baden-Württemberg),

²⁸ Eine Sonderform in Form der sog. Direktlieferung stellen Mieterstrommodelle dar, bei denen Mieter eines Gebäudes mit EE aus Anlagen versorgt werden, welche auf einem Gebäude oder in einem Areal betrieben werden.

in denen energie- und klimaschutzbezogene Ziele, Maßnahmenbereiche und z.T. Förderbestimmungen des Landes mit jeweils eigenen Akzenten zusammengefasst werden. Diesbezüglich besteht ein enger Zusammenhang zwischen „übergeordneten“ Landesklimaschutzgesetz und anderen landesgesetzlichen und -politischen Aktionsfeldern (Raumordnung und -planung, Bauordnung etc., Kap. 3.2.1.2.5). Unklar ist bislang, ob bzw. in welcher Form diese landesgesetzlichen Aktivitäten die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor befördern können.

Ein weiteres Betätigungsfeld der Länder ist neben der (schwach institutionalisierten) Beteiligung an der überregionalen Netzentwicklungsplanung die Regulierung und Planung der innerhalb der Landesgrenzen befindlichen (nachgeordneten) Netze über die Landesregulierungsbehörden. Ebenso zu nennen ist die abgabepflichtige Konzessionsvergabe der Kommunen, die die Nutzung der im Eigentum der Kommune stehenden Straßen und Wege für die Verlegung von Energieleitungen regelt. Mögliche Handlungsspielräume bestehen hier im Hinblick auf Regelungen, die einen für EE günstigen Ausbau der Verteilnetze sicherstellen, die zu ca. 60% kommunal bewirtschaftet werden. Damit verknüpft ist (jenseits des EnWG) das Kommunalrecht der Bundesländer. Von Bedeutung ist hier vor allem die Frage, ob und in welchem Umfang sich die Gemeinden gemäß Gemeindeordnungen energiewirtschaftlich betätigen oder an wirtschaftlichen Unternehmen beteiligen dürfen. Nach dem Subsidiaritätsprinzip gilt zwar grundsätzlich der Vorrang der privaten Leistungserbringung. Im Bereich der kommunalen Daseinsvorsorge gelten jedoch zunehmend sog. unechte Subsidiaritätsklauseln oder Ausnahmen vom Subsidiaritätsgrundsatz (Hanus, 2012).²⁹ Der Umfang der Betätigung und Fragen der Beteiligung an energiewirtschaftlichen Unternehmen werden zugleich von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich geregelt (vgl. bereits Mez et al., 2007). Darüber hinaus gelten auch im Strom- und Gassektor die Vorgaben der Binnenmarkt- und Liberalisierungsgesetzgebung der EU (Beihilfe- und Vergaberecht etc., vgl. auch Kap. 3.2.1.1).

Nicht ganz unerheblich ist der gesetzgeberische Einfluss der Bundesländer über den Bundesrat (Mez et al., 2007). So hat zum einen der Bundesrat das Recht zur Gesetzesinitiative nach Art. 76 GG. Zum zweiten kann er bei nicht zustimmungspflichtigen Gesetzen (wie meistens im Hinblick auf die Energiewirtschaft und so auch das EEG) zumindest ein Vermittlungsverfahren einleiten und Einspruch erheben, was zu Entscheidungsverzögerungen und ggf. Zugeständnissen führt (SRU, 2013). Schließlich sind im Gesetzgebungsprozess nachgeschaltete Rechtsverordnungen im Energiebereich zum Teil zustimmungspflichtig. Generell hat sich der Bundesrat zuletzt stärker als der Bundestag für den zügigen Ausbau EE stark gemacht (z.B. höhere Zielsetzungen zum Anteil EE, weniger starke Degression von Vergütungssätzen o.ä.) (Baumann, 2013). Typischerweise stellen die Ländervorteiler dabei ihre spezifischen regionalökonomischen Interessen und erwarteten Ausbaupotenziale in den Vordergrund (z.B. günstige Regelungen für die Windenergie vor allem in Norddeutschland und für die Bioenergie und Wasserkraft

²⁹ Unechte Subsidiarität bedeutet, dass die wirtschaftliche Betätigung der Gemeinde nur dann zulässig ist, wenn der Zweck nicht besser durch einen Privaten erfüllt werden kann. Echte Subsidiarität beschränkt die Zulässigkeit darauf, dass der Zweck nicht ebenso gut durch einen Privaten erfüllt werden kann.

stärker in den südlichen Bundesländern, Ausnahmeregelungen für energieintensive Industrien) (Monstadt und Scheiner, 2014; SRU, 2013). Die Länder haben auch weiterhin Mitentscheidungsrechte über Netzausbauvorhaben, die über die Bundesnetzagentur abgewickelt werden, was zu zeitintensiven und konfliktreichen Auseinandersetzungen führen kann (Ohlhorst et al., 2013). Hinter diesen Konflikten stehen z.T. Unsicherheiten über bzw. Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus in bestimmten Teilräumen und Trassenkorridoren. So konnten jüngst Forderungen aus Bayern, den Netzausbau geringer zu dimensionieren als ursprünglich vorgesehen, auf Bundesebene auch ohne ein formales Veto Gehör finden (Ohlhorst, 2015). Die Gestaltungsmacht des Bundes ist damit also insofern begrenzt, dass auf lokale und regionale Interessen Rücksicht genommen werden muss (Eberlein und Doern, 2009).

Allerdings ist die Einflussnahme der Kommunen auf die übergeordnete Länder- und vor allem Bundesebene im Energiebereich begrenzt. Eine Mitsprache an den Entscheidungen des Landes und des Bundes, die die Kommunen als auszuführende Organe betreffen sind nicht institutionalisiert. Außer über den Weg der rechtlichen Klage haben lokale Gebietskörperschaften nur geringe Möglichkeiten ihre Interessen formal einzufordern. Auf den Bund können sie allenfalls über die Lobby ihrer Interessensverbände und über ihre jeweiligen Bundesländer als ihre Sachwalter im Bundesrat etwas Einfluss nehmen.

3.2.1.2.4 Umweltschutzrecht und Agrarrecht

Das klassische Umweltschutzrecht ist von Interesse, weil die Nutzung EE Umweltmedien wie Wasser, Luft und Boden und andere natürliche Ressourcen nutzt, aber zugleich in Form von Emissionen und Abfällen beansprucht.³⁰ Auch in diesem Rechtsgebiet sind wesentliche Gesetze auf Bundesebene normiert: das Immissionsschutzrecht (BImSchG), das Wasserhaushaltsrecht, das Bodenschutzrecht, das Abfallrecht, das Naturschutzrecht und das Recht der Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP). Der Rechtsetzungsspielraum der Bundesländer bezieht sich hier meist nur auf Teilbereiche (z.B. nicht genehmigungsbedürftige Biogasanlagen nach BImSchG) bzw. Einzelaspekte (z.B. Kriterien für die UVP-Pflichtigkeit von Wasserkraftvorhaben). Relativ bedeutsam scheint noch der Bereich Naturschutz und Landschaftspflege. Seit der Föderalismusreform von 2006 fällt diese Materie zwar auch in die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz und verstärkt die seit längerem bestehende Unitarisierung umweltpolitischer Kompetenzen beim Bund (Böcher und Töller, 2013); allerdings haben die Bundesländer seit 2010 (jenseits „allgemeiner Grundsätze des Naturschutzrechts“ sowie Artenschutz- und Meeresnaturschutzrecht) das Recht, abweichende und von Bundesland zu Bundesland unterschiedliche Regelungen zu be-

³⁰ Im Vergleich zu anderen Energieträgern bieten EE wiederum die Möglichkeit zur Reduktion von Emissionen, insbesondere Treibhausgasemissionen (Kap. 2.4.2). Aus rechtlicher Sicht dienen Maßnahmen zur Verringerung des Ausstoßes von CO₂ und anderen Treibhausgasen der Aufrechterhaltung der natürlichen Zusammensetzung der Luft und fallen damit unter das Recht der Luftreinhaltung (vgl. Rodi und Sina, 2011 zu den Überschneidungen der Kompetenztitel).

schließen (z.B. bezüglich eines denkbaren Ausgleichs naturschutzrelevanter Eingriffe von Windenergieanlagen).

Einige Regelungs- und Einflussspielräume für die Bundesländer existieren auch im Bereich des Agrarrechts. Am ehesten relevant sind hier Agrarförderinstrumente (EU- Mittel, Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes), die für den Ausbau und die Nutzung von Biomasse im ländlichen Raum genutzt werden können.

3.2.1.2.5 Bau- und Planungsrechts

Vergleichsweise groß ist der gesetzgeberische Gestaltungsspielraum der Bundesländer und Kommunen für den Komplex des Bau- und Planungsrechts, das wiederum in einer dezentralisierten Energieerzeugungsstruktur zunehmende Bedeutung einnimmt. Idealerweise werden durch diese Planungs- und Genehmigungsverfahren Konflikte vermieden oder zumindest verringert, indem Räume und Standorte mit geringem Konfliktpotenzial gewählt werden und (negativ) Betroffene an den positiven wirtschaftlichen Effekten von EE-Anlagen beteiligt werden (z. B. durch Nahwärmeversorgung bei Biogasanlagen oder Beteiligungen wie bei Bürgerwindparks) (Klagge, 2013).

Das *Bauplanungsrecht* regelt an welcher Stelle und unter welchen Voraussetzungen eine bauliche Anlage errichtet werden darf (Standortfrage) und ist zunächst im Baugesetzbuch des Bundes (BauGB) normiert (Mez et al., 2007). Anlagen zur Wind- oder Wasserenergienutzung, gebäudebezogene Solaranlagen und (unter bestimmten Bedingungen) die energetische Nutzung von Biomasse werden dabei nach §35 BauGB im Außenbereich privilegiert, stehen aber unter einem sog. Planungsvorbehalt zugunsten nachgeordneter Ebenen. Im Vergleich der verschiedenen EE ist der Prozess der Standortentscheidung bei Biogasanlagen zunächst von den Interessen eines Investors oder Anlagenbetreibers bestimmt, die dann vor allem in Bauleit- und Baugenehmigungsverfahren nach BauGB gegen andere Interessen abgewogen werden. Bei der Windenergie und bei Fotovoltaik- Freiflächenanlagen ist das BauGB zwar nicht unerheblich; die Landes- und regionale Ebene hat aber meistens eine stärker prädestinierende Wirkung (Klagge, 2013; vgl. unten zur Raumordnung).

Das BauGB weist im Sinne der kommunalen Selbstverwaltung den Kommunen wesentlichen Gestaltungsmöglichkeiten über die Bauleitplanung, die aus der Flächennutzung und der anschließenden Bebauungsplanung besteht und auch städtebauliche Verträge umfassen kann. Bei der Frage, welche Bauvorhaben an welchen Standorten in Betracht kommen, müssen die Gemeinden nach eigenem Ermessen Gesichtspunkte des Umwelt- und Naturschutzes berücksichtigen, wobei für Eingriffe in Natur und Landschaft geeignete Ausgleichsregelungen zu treffen sind. Mit der sog. Klimaschutznovelle des Bauplanungsrecht wurden 2011 die Möglichkeiten auf kommunaler Ebene erweitert, EE im Flächennutzungsplan und Bebauungsplänen darzustellen und „festzusetzen“ (z.B. verpflichtende Vorgaben zur Nutzung von Solarenergie bei bauli-

chen Vorhaben unter Berücksichtigung konkreter Umstände).³¹ Während damit die Rechtsunsicherheit der Kommunen verringert wurde, finden sich in der Praxis allerdings nur wenige Beispiele für derartige EE-Festsetzungen (Kahl und Schmidtchen, 2013).³² Eine Alternative stellen ggf. auch Vorgaben bei städtebaulichen Verträgen einer Kommune mit Privaten und städtebauliche Sanierungsmaßnahmen dar.

Seit 2014 können die Bundesländer über eine Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch die bauplanungsrechtliche Privilegierung für Windenergie im Außenbereich einschränken und Abstände zwischen Windenergieanlagen und der (Wohn-)Bebauung festlegen. In Bayern wurde daraufhin in einem Landesgesetz festgelegt, dass Windenergieanlagen einen Abstand vom Zehnfachen ihrer Höhe zu vorhandener Bebauung einhalten müssen (sog. 10H-Regelung), was die Flächen für Windenergieanlagen in Bayern stark einschränkt. Die Gemeinden können jedoch durch Bauleitplanung wiederum Ausnahmen hiervon beschließen.³³

Das *Bauordnungsrecht* behandelt die Anforderungen an die bauliche Anlage in punkto Sicherheit, nachbarschaftliche Interessen, Umweltschutz u.ä. (Ausführungsfrage). Es fällt unter die originäre Gesetzgebungskompetenz der Bundesländer und ist in den jeweiligen Landesbauordnungen geregelt. Im Hinblick auf EE können Anforderungen hinsichtlich des baulichen Wärmeschutz und des Einsatzes EE für den Wärmebedarf eines Bestandsgebäudes als Gebot in Form einer Generalklausel formuliert werden. Größere praktische Bedeutung haben Ermächtigungen der Bundesländer gegenüber ihren Gemeinden zum Erlass von Nutzungsregeln in örtlichen Bauvorschriften, die allerdings nur von wenigen Bundesländern unmittelbar zugunsten EE ausgelegt werden.³⁴ Ebenso wird festgelegt, ob - jenseits anderer Regelungen (z.B. nach BImSchG) – Genehmigungsverfahren für bauliche Anlagen zur Nutzung EE erforderlich sind sowie ob bestimmte Gestaltungsvorgaben und Abstände zu anderen Bebauungen (speziell bei der Solarenergie) einzuhalten sind.

Das *Raumordnungsrecht* beschreibt die Entwicklungslinien für die räumliche Nutzung und die Raumplanung dient der gegenseitigen Abstimmung sämtlicher raumbedeutsamer Nutzungen und Funktionen. Die Errichtung von EE-Anlagen und Infrastruktur gilt es zum einen gegenüber anderen Nutzungsansprüchen abzuwägen. Zum anderen gilt es im Raumordnungs- und Baurecht die Steuerung der Anlagenstandorte im Raum zu bewältigen (Schneider und Boenigk, 2012). Das Raumordnungsrecht fällt seit 2006 unter die konkurrierende Gesetzgebung. Ähnlich wie beim Naturschutz besteht eine Abweichungskompetenz für die Bundesländer, die sich in Raumordnungsgesetzen der Länder oder Landesplanungsgesetzen ausdrücken. Typisch für das Planungssystem des Raumordnungsgesetzes (ROG) ist eine Kaskade von Planungsentscheidungen

³¹ Die Installation von PV-Dachanlagen auf bestehenden Gebäuden ist allerdings i.d.R. genehmigungsfrei.

³² Für Wasserkraftanlagen und die Geothermie ist nicht die Bauleitplanung, sondern das Fachrecht (Gewässer- bzw. Bergrecht) zuständig (Spannowsky, 2013).

³³ Vgl. <http://kommunalwiki.boell.de/index.php/L%C3%A4nder%C3%B6ffnungsklausel>.

³⁴ Bedeutung erlangt hat diesbezüglich insbesondere die Solarsatzung Marburg, der inzwischen wieder die Ermächtigungsgrundlage entzogen wurde (vgl. Kahl und Schmidtchen, 2013).

(Gegenstromprinzip): Die Gemeinde beeinflusst z.B. die Planung auf der regionalen Ebene und diese wirkt über Planungsgemeinschaften oder Regionalverbände an den Zielen der Landesplanung mit. Umgekehrt ist die Regionalplanung an die Landesplanung und die kommunale Bauleitplanung an die Ziele der Regionalplanung gebunden. Ähnliches gilt im Verhältnis zur Bundesebene. Typisch für Planung generell ist zugleich die Einräumung eines „konstitutiven Planungsermessens“ (Gawel, 2005): Sowohl im Verhältnis der Planungsträger verschiedener föderaler Ebenen als auch im Verhältnis des Planungsträgers und des Grundstückseigentümer werden von übergeordneter Ebene dem Adressaten der Planung Handlungsspielräume belassen. Der ordnungsrechtliche Rahmen wird damit durch kooperative Aushandlungsprozesse konkretisiert. Im Hinblick auf EE wird im Bundesraumordnungsgesetz etwa „nur“ als sog. Grundsatz erwähnt, dass „die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien [...] zu schaffen [sind]“ (§2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8). Dies muss entsprechend auf unteren Ebenen nach erneuerbaren Energieträgern, Gebietsfestlegungen u.ä. ausgefüllt und verbindlich festgelegt werden.³⁵ Zudem spielen auf Landes-, Regionalplanungs- und kommunaler Ebene (z.T. mehrstufige) Informations- und Beteiligungsverfahren von Bürgern eine wichtige und zunehmende Rolle. Neben einer Interaktion der (staatlichen) Ebenen kommt es in der Raumplanung schließlich zu einer Interaktion von bzw. mit Fachplanungen (Landschaftsplanung, Verkehrswegeplanung etc.), die zu einer räumlichen Gesamtplanung zu integrieren sind. Die Raumplanung verbindet letztlich verschiedene Governance-Ebenen und stellt einen „Filter“ für die Investitionstätigkeit und konkret für die Standortwahl von Investoren und Anlagenbetreibern dar (Klagge, 2013). Angesichts mangelnder fachlich-inhaltlicher Zuständigkeiten hat sie aber im Energiebereich nur „nachlaufende Kompetenzen“ bei der konkreten Standort- und netzseitig bei der Trassenplanung (Krawinkel, 2012).

Die Bundesländer sind nach §8 ROG verpflichtet, einen landesweiten Raumordnungsplan und Raumordnungspläne für die Teilräume der Länder (Regionalpläne) aufzustellen. Zur Durchführung der Landesraumordnung erlassen sie Landesplanungsgesetze, in denen zumeist Aufgaben, Instrumente, Verfahren und Organisation der Landesraumordnung sowie der Inhalt der Raumordnungspläne geregelt sind. Für EE sind auf Ebene der Landesplanung zum einen übergeordnete Festlegungen möglich (z.B. als Aufforderung an nachgeordnete Ebenen zur Bereitstellung von Flächen für Mindesterzeugungsleistungen aus EE). Zum anderen wird bestimmt, welche Gebietsfestlegungen (sog. Sondergebietsklassen wie Vorranggebiete, Eignungsgebiete etc.) in Raumordnungsplänen ausgewiesen werden dürfen und ggf. welchen Flächenanteil sie einnehmen dürfen (Schneider und Boenigk, 2012). Besonders relevant ist dies für die Windenergie (Einig und Zaspel-Heisters, 2014).³⁶ Darüber hinaus haben sog. Windkrafterlasse auf Ebene der Bundesländer bereits häufig eine wichtige Signalwirkung. Sie sind zwar – anders als die oben erwähnte Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch – rechtlich nicht verbindlich, geben aber neben Kriterien für die Raumbedeutsamkeit von Windkraftanlagen oft pauschale Empfehlungen bzgl. Mindestabständen (z.B. zur Wohnbebauung) und Höhenfestlegungen, die faktisch häufig

³⁵ Die Bundesraumordnung ist allerdings direkt in die Aktivitäten zur Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie einbezogen und hat dazu 2009 erstmals Raumordnungspläne aufgestellt.

³⁶ Zu den Besonderheiten regionalplanerischer Steuerung bei anderen EE vgl. BMVBS (2011).

berücksichtigt werden (Bechius und Magnusson, 2013). In ihrer Programmatik und ihren landesplanerischen Festlegungen unterscheiden sich die Bundesländer insgesamt deutlich. Einige sehen Aufholbedarf und formulieren ehrgeizige Ziele für den Ausbau EE (z.B. Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz), andere halten sich demgegenüber zurück (z.B. Bayern bzgl. Windenergie). Damit werden die Steuerungsphilosophie des ROG und die Bemühung um ausgewogene und koordinierte gesamträumliche Planungskonzepte tendenziell unterminiert (weiterführend Kap. 4.1.2.3.2.2).³⁷

Die Raumordnungs- bzw. Landesplanungsgesetze der Bundesländer unterscheiden sich strukturell außerdem noch je nach verwaltungsbehördlicher Gliederung und kommunalrechtlicher Ordnung (z.B. je nach Vorhandensein von Bezirksregierungen). Die strukturellen Unterschiede und die planungsrechtlich unterschiedlich weiten Gestaltungsspielräume unterhalb der Landesebene führen insgesamt zu deutlichen Unterschieden bei der Steuerung von Umfang und räumlicher Verteilung EE. Im Rahmen der Regionalplanung werden insbesondere für die Windkraftnutzung in sehr unterschiedlichem Maße Raumordnungsgebiete ausgewiesen und fortgeschrieben (Vorranggebiete, Eignungsgebiete, Vorrang-/Eignungsgebiete oder Vorbehaltsgebiete). Sie sollen im Ergebnis eine räumliche Konzentration von Windenergieanlagen mehr oder weniger stark begünstigen und den Kommunen mehr oder weniger starke Steuerungsmöglichkeiten belassen (im Vergleich einiger Bundesländer etwa Spannowsky, 2013).³⁸ Ebenso findet nur teilweise eine Koordinierung der Regionalplanung mit informellen regionalen Energiekonzepten statt, was wiederum mit unterschiedlichen Finanz- und Personalkapazitäten zu tun hat (Klagge, 2013; BMVI, 2015; Kap. 3.2.2.2).

3.2.2 Informelle Strukturen und Aktivitäten („bottom-up“)

Neben diesen zentralen, stark von der Bundesebene (mit-)geprägten Rechtsgebieten haben Bundesländer und Kommunen in nicht näher im Grundgesetz definierten Bereichen die ausschließliche Gesetzgebung (Art 30 GG). Das umfangreichste Betätigungsfeld für Länder und Kommunen in der Energie- und Klimapolitik dürfte allerdings nicht die Gesetzgebung i.e.S. sein, sondern die sog. nicht-gesetzesvollziehende Verwaltung bzw. i.w.S. freiwillige Maßnahmen. Diese regionalen und stärker informell und unverbindlich angelegten Handlungsstrategien werden hier schlaglichtartig beleuchtet. Dies erfolgt grob abgestuft nach Energiekonzepten der Bundesländer und Aktivitäten der Landespolitik (Kap. 3.2.2.1), regionalen Energiekonzepten (Kap. 3.2.2.2) und kommunalen Energie- und Klimaschutzkonzepten sowie Aktivitäten der kommunalen Energieversorgung (Kap. 3.2.2.3). Teilweise damit verbunden, aber auch teilweise als Gegenentwurf sind gemeinschaftlich-bürgerschaftlich getragene Energieversorgungsstrukturen zu betrachten (Kap. 3.2.2.4).

³⁷ Dem wirkt lediglich die Abstimmung zwischen den Bundesländern und mit dem Bund über die jährlich Ministerkonferenz für Raumordnung entgegen.

³⁸ In regionalplanerisch gesicherten Gebieten können Kommunen noch Konzentrationszonen für die Windkraftnutzung in kommunalen Bauleitplänen festlegen.

3.2.2.1 Energiekonzepte der Bundesländer und Landespolitik

Einen gewissen übergeordneten Rahmen auf Bundeslandebene bilden neben den in Kapitel 3.2.1.2.3 bereits erwähnten Landesenergie- oder Landesklimaschutzgesetzen verschiedene Energiekonzepte (im folgenden Bruns und Futterlieb, 2015). So haben seit 2011 alle Bundesländer landesweite Energiekonzepte erstellt bzw. vorhandene aktualisiert. Dabei handelt es sich z.T. eher um fachliche Expertisen externer Institute, z.T. eher um energiewirtschaftliche Fachkonzepte der zuständigen Ministerien. Im Hinblick auf EE wird darin i.d.R. deren Potenzial abgeschätzt, quantitative Ausbauziele und -korridore aufgeführt und verschiedene Maßnahmenbereiche erläutert bzw. Umsetzungsaktivitäten aufgeführt.

Die Ausbauziele der Bundesländer werden eigenständig formuliert und spiegeln - wenn auch auf fachlicher Grundlage - eigene politische Schwerpunktsetzungen jenseits bloßer Implementation der Bundespolitik wider. Mit dem Bund besteht lediglich ein loser Austausch über halbjährlich stattfindende Bund-Länder-Energiegipfel (Ohlhorst, 2015; Ohlhorst et al., 2013). Der von der Bundesregierung im Hinblick auf Raumallokation und Systemstabilität kritisierte unkoordinierte Aufbau von EE-Kapazitäten hat aber bislang nicht zu einer institutionalisierten Abstimmung der Länderziele mit den Bundeszielen geführt.³⁹ Die jeweiligen Schwerpunktsetzungen der Bundesländer äußern sich darin, wie stark der Ausbau einzelner EE oder auch innovativer Energieversorgungskonzepte (smart grid u.ä.) befördert werden soll, was wiederum etwa von den meteorologischen, geographischen, technologischen und wirtschaftsstrukturellen Bedingungen des Bundeslandes und den dort einflussreichen politischen und wirtschaftlichen Akteuren abhängt (Dietsche, 2013; Scheiner und Monstadt, 2014).

Über alle Bundesländer und alle EE hinweg lässt sich ein deutliches Bemühen erkennen, den Ausbau EE voranzutreiben. Dies äußert sich zum Beispiel darin, dass die Bundesländer seit einigen Jahren in einen politischen Wettbewerb um den Ausbau EE treten. So wird jährlich auf der Basis von indikatorgestützten Studien der sog. Leitstern EE symbolträchtig an das Bundesland verliehen, das die günstigsten Voraussetzungen und Impulse für den Ausbau schafft (Diekmann et al., 2012b). Insgesamt übertreffen die kumulierten Ausbauziele der Länder die Bundesziele deutlich: gemessen als EE- Anteil am Bruttostromverbrauch nennt das EEG (2014) einen Wert von 40-45% bis 2025 und die mittlere Variante des Netzentwicklungsplans einen Wert von 49% bis 2022 bzw. 50% bis 2024, während die Länderziele sich schon 2020-2022 auf 54 % belaufen (Bruns und Futterlieb, 2015). Deutlicher als auf Bundesebene liegt bei der kumulierten Länderbetrachtung auch ein stärkeres Gewicht auf der Unabhängigkeit von Stromimporten aus dem Ausland (Dietsche, 2013). Ebenfalls stark betont werden wirtschaftliche Chancen in Form von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten im jeweiligen Bundesland.

Im Vergleich zwischen Bundesländern erweisen sich die Energiekonzepte in mehrfacher Hinsicht als sehr heterogen und halten sich nicht an gemeinsame formale oder inhaltliche Vorgaben.

³⁹ Die Einführung der Ausbaukorridore für einzelne EE im EEG und indirekt der Übergang zu Ausschreibungen führen allerdings instrumentell zu einer Kontrolle des mengenmäßigen Ausbaus (Kap. 3.2.1.2.2). Nicht tangiert wird damit allerdings die räumliche Koordination zwischen dem Ausbau der Erzeugung und den Netzkapazitäten. Ebenfalls nicht tangiert werden damit die ggf. unterschiedlichen externen Raumkosten des Ausbaus EE.

Unterschiedlich sind etwa die fachlichen Grundlagen der Zielformulierung (z.B. keine einheitliche Potenzialanalyse), die EE- bezogenen Ziele und Unterziele selbst, die verwendeten Energieeinheiten, die Bezugs- bzw. Zieljahre und generell der Umfang, Inhalt und Detaillierungsgrad der Konzepte. Bruns und Futterlieb (2015) veranschaulichen, dass aufgrund unterschiedlicher datenseitiger und fachlicher Grundlagen, aber auch der nur bedingt beeinflussbaren bundespolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (EEG, EnWG etc.), die Ziele der einzelnen Bundesländer kaum zuverlässig prognostiziert werden können. Dabei ist insgesamt mit zu optimistischen Zielen bis 2020 und für einzelne Sparten EE mit spezifischen Unter- und Überschätzungen zu rechnen. Insbesondere die quantitativen Zielsetzungen der Landesenergiekonzepte haben damit faktisch den Charakter „politischer Absichtserklärungen mit informeller Funktion“ und „allenfalls eine ideelle Bindungswirkung“ (ebda., S. 28; Ohlhorst, 2015).

Die Landesenergiekonzepte sind auch nur rudimentär mit der Landesraumordnung und der Regionalplanung abgestimmt. So finden sich nur wenige Hinweise, wo im Landesgebiet EEG-Anlagen konkret ausgebaut werden können. Für die Planung stellen Sie daher nur eine grobe Orientierung dar. Ähnlich ist auch das Verhältnis zur Netzentwicklungsplanung relativ lose: Die Aussagen der Landesenergiekonzepte gehen zumindest anteilig und informell darauf ein, sind aber nicht fest mit dieser zunehmend auf Bundesebene wahrgenommenen Aufgabe verzahnt (Kap. 3.2.1.2.1). Die Landesenergiekonzepte sind damit politisch programmatisch ausgerichtet, entfalten aber nur ein eingeschränktes Steuerungspotenzial (ähnlich Gawron, 2014b; Krawinkel, 2012).

Die Bundesländer haben im Rahmen des Landesrecht und i.w.S. der Landespolitik gewisse, oft eher indirekte Möglichkeiten, auf die Nutzung und den Ausbau EE Einfluss zu nehmen. In diesem Sinne können Sie die oben genannten Energiekonzepte mit Leben füllen.

Jenseits EU-weit vorgegebener wettbewerbsrechtlicher Beschränkungen können sie etwa Ansiedlungsstrategien zu Gunsten wissenschaftlichen und technologischen Know-how bzw. entsprechender Infrastruktur verfolgen (z.B. „Solar Valley“ in Thüringen bzw. Sachsen-Anhalt, Vielzahl von Technologieclustern u.ä.). Ebenso können die Länder im Beschaffungs- und Vergabewesen Anforderungen zu Gunsten EE formulieren (z.B. Mindestanteil an grünem Strom o.ä.). Ähnliches gilt für das Liegenschaftswesen (z.B. Verpflichtung zum Einsatz EE im Rahmen von Grundstücksveräußerungen) (Mez et al., 2007; Diekmann et al., 2012b).

Verschiedene Möglichkeiten bietet desweiteren die eigene wirtschaftliche Betätigung der Länder in Gestalt von öffentlichen Unternehmen und Einrichtungen. Von Bedeutung ist vor allem, in welchem Ausmaß die Länder die EEG-Vergütungen in eigenen EE-Anlagen in Anspruch nehmen oder sich an Anlagen beteiligen. Zu nennen sind auch die Energieagenturen der Länder, die zwar meistens keine öffentlichen Unternehmen in Reinform sind, aber im Auftrag des Landes tätig werden und wichtige Beratungs-, Dienstleistungs- und Vernetzungstätigkeiten wahrnehmen. Energie- und Klimaschutzagenturen spielen ihrerseits eine wichtige Rolle bei der Verbreitung regionaler und kommunaler Energie- und Klimaschutzkonzepte (Kap. 3.2.2.2, 3.2.2.3), die auch wiederum meistens von Fördergeldern der Bundesländer profitieren.

3.2.2.2 Regionale Energiekonzepte

Regionale Energiekonzepte sind Teil informeller Planung und spielen beim Ausbau EE eine zunehmende Rolle (Bruns und Futterlieb, 2015; BMVI, 2015; Gawron, 2014a, b; Keppler, 2013; BMVBS, 2011). Im Gegensatz zu den oben aufgeführten Landesenergiekonzepten ist ihre Erstellung nicht an eine bestimmte politisch-administrativer Ebene gebunden, sondern findet in Planungsregionen, Landkreisen, interkommunalen Zusammenschlüssen oder anderweitig definierten Regionszusammensetzungen statt (vgl. zu Mehrebenen-Governance vom Typ II Kap. 3.1.2). Gemeint sind mit informeller Planung alle Formen raumbezogener Planung, die von autorisierten öffentlichen Stellen alleine oder gemeinsam mit Privaten betrieben werden und die nicht in einem rechtsförmig verbindlichen Planwerk der Raumordnung-, Landes-, Regional- oder kommunalen Bauleitplanung abgeschlossen werden. Regionale Energiekonzepte stellen thematisch spezialisierte regionale Entwicklungskonzepte dar, die Analysen, Leitlinien oder Ziele zur energiepolitischen Entwicklung einer Region, bezogen auf Erzeugung, Versorgung und Verbrauch enthalten. Die Kernaufgabe besteht dabei in der Sammlung und Aufbereitung von Daten und Informationen für regionale und kommunale Akteure. Charakteristisch für die Konzepte ist vor allem ihr freiwilliger Charakter, die vermittelnde Rolle zwischen Ressorts, zwischen kommunaler Ebene und Landesebene sowie zwischen Kommunen und die Orientierung an konsensorientierten Kooperationen und Akteursnetzwerken. Mit ihnen verbindet sich die Hoffnung, Umsetzungsdefizite der Regionalplanung abzubauen und förmliche Verfahren durch „weiche“ Formen der Zusammenarbeit wirkungsvoll zu ergänzen bzw. zu stärken. Mit Energiekonzepten verbunden ist auch die Vorstellung, lokale bzw. regionale Interessen (z.B. an der Nutzung von regionalen Ressourcen, an wirtschaftlicher Entwicklung und Teilhabe) aufzugreifen und Akteure vor Ort zu aktivieren. Sie bieten eine Grundlage, um mit regionalen und lokalen Stakeholdern in eine Diskussion über den „gesamten“ Prozess der Energiewende einzutreten (jenseits einzelner Fragen, z.B. zum Standort von Windkraftanlagen) und auf diesem Weg zu motivieren und projektbezogene und sozio-politische Akzeptanz zu generieren.

Zahlreiche Regionen haben sich zum Ziel gesetzt, den Ausbau EE aktiv voranzutreiben. Eine bundesweite Impulsrecherche ergab, dass es bereits 2009 110 energiepolitisch aktive Regionen in Deutschland gab. Mittlerweile gibt es etwa 150 sog. 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen, was immerhin ca. 36% der Gesamtfläche und ca. 31% der Bevölkerung ausmacht. Diese in einem Netzwerk vereinigten Regionen haben sich eigene energiepolitische Ziele - häufig im Hinblick auf den Grad der Selbstversorgung mit EE - gesetzt und die Erstellung regionaler Energiekonzepte geplant oder bereits vorgenommen. Wichtig ist ihnen insbesondere eine größere Unabhängigkeit von überregionalen Energieversorgungsstrukturen, eine Stärkung lokaler und regionaler Wertschöpfung und allgemein eine größere Orientierung der Energieversorgung an den Belangen vor Ort, was wiederum stark identitätsstiftend wirkt (Fischer et al., 2015). Nach Bruns und Futterlieb (2015) finden sich im weiteren Sinne bezogen auf die Fläche in 47% der Planungsregionen und zusätzlich 22% der Landkreise abgeschlossene regionale Energiekonzepte, was knapp 70% des Bundesgebiets ausmacht.

Zugleich besteht ein hohes Maß an Heterogenität zwischen den einzelnen Regionen und Konzepten. Dies betrifft etwa bereits ihre „regionale Verfasstheit“: So gibt es politisch-administrativ orientierte und von Planungsverbänden oder Landkreisen getragene EE-Regionen, aber auch stark informelle, etwa von Vereinen oder Stiftungen getragene EE-Regionen. Ähnlich gibt es regionale Energiekonzepte je nach Bundesland zum Teil eher auf Ebene der Planungsregionen oder auf Ebene der Landkreise. Bei den Konzepten bestehen gleichermaßen dahingehend Unterschiede, wie konkret sie räumlich Bezug nehmen (z.B. Verortung der EE-Anlagen) und wie stark sie räumlich differenzieren. Vielfach sind die Konzepte nur wenig „raumkonkret“ (Bruns und Futterlieb, 2015). Unterschiede bestehen nicht zuletzt auch in inhaltlich-strategischen Zielen und bereits getroffenen Maßnahmen (Keppler, 2013). Bisher dominierend sind Konzepte, die einzelne Aspekte der Energieversorgung in den Vordergrund stellen (Gawron, 2014).

Die räumliche Steuerungsfähigkeit der regionalen Energiekonzepte erweist sich bislang insofern als begrenzt, als die Integration in die verbindliche und verschiedene Interessen neutral abwägende Landesentwicklungs- und Regionalplanung nur begrenzt und nur indirekt möglich ist. Auch eine Steuerungsfähigkeit i.S. einer bundesweiten energiewirtschaftlichen Systemoptimierung - unter Einbindung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen und energiewirtschaftlicher Akteure wie zum Beispiel Verteilnetzbetreibern - wird nicht gesehen. Dagegen können regionale Energiekonzepte Potenziale ausloten, informieren, motivieren und informell koordinieren und im günstigen Fall ein positives Umfeld für die Errichtung von EE-Anlagen schaffen (Bruns und Futterlieb, 2015).

3.2.2.3 Kommunale Energie- und Klimaschutzkonzepte sowie kommunale Energieversorgung

Eine eigenständige Rolle nehmen schließlich noch (integrierte) kommunale Energie- und Klimaschutzkonzepte ein (Kahl und Schmidtchen, 2013). Sie sind als informelle und langfristig angelegte Planung von Maßnahmen zur Reduktion der aus der Energieversorgung der Gemeindeinwohner resultierenden Treibhausgase zu verstehen und sollen als sog. soft law eine Leitbildfunktion sowie eine politische Bindungswirkung gegenüber der Kommunalverwaltung erzeugen. Außerdem verfolgen die Konzepte oft „Nebenzwecke“ wie die Steigerung der regionalen Wertschöpfung und die Verringerung von Energieimporten. Ein solches Konzept kann dazu beitragen, die verschiedenen Handlungsmöglichkeiten der Kommunen zu verdeutlichen, Defizite, Herausforderungen und Potenziale zu identifizieren, die Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden zu erleichtern, verschiedene (auch rechtliche) Energie und Klimaschutzmaßnahmen aufeinander abzustimmen und Fortschritte zu überprüfen und zu bewerten (ebda., 2013, S. 351ff.). Unmittelbare rechtliche und wirtschaftliche Bedeutung erlangen sie dadurch, dass Kommunen zunehmend ihre kommunalen Planungen und ihre wirtschaftliche Tätigkeit im Energiesektor an den Konzepten ausrichten (Härtel, 2013).

Bislang ist die Zahl ambitionierter Konzepte gemessen an der Gesamtzahl deutscher Kommunen noch vergleichsweise gering und vor allem in Städten zu finden. Dies liegt an der unterschiedlichen Bereitschaft vor Ort, sich für EE und Klimaschutz und damit meist langfristig zu

engagieren, aber auch an strukturellen Hemmnissen der Gemeinden, wie begrenzten finanziellen und personellen Ressourcen, ungünstigen Verwaltungsstrukturen und dem unterschiedlichen Grad an Privatisierung der Energieversorgung von Ort zu Ort. Eine wichtige Rolle spielen daher Fördermaßnahmen des Bundes und der Länder sowie Informationskampagnen.⁴⁰ Zunehmend genutzt werden auch Wettbewerbe zwischen Kommunen um Förder- bzw. Preisgelder (BBSR, 2009). So werden derzeit im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative über 3000 Klimaschutzprogramme in mehr als 1700 Städten und Gemeinden in Deutschland unterstützt. Insgesamt sind es im Rahmen der sog. Kommunalrichtlinie seit 2008 sogar ca. 6000 Projekte in etwa 3000 Kommunen mit einem Fördervolumen von rd. 160 Mio. € (vgl. www.klimaschutz.de; www.kommunaler-klimaschutz.de zu einem Überblick über die Vielfalt der Fördermöglichkeiten).

Jenseits dieser Anreize (und den bereits erwähnten fachgesetzlichen Regelungen) kann der Bund (anders als das Bundesland) den Kommunen seit der Föderalismusreform von 2006 jedoch keine ortsbezogenen Vorgaben machen, die die Kommunen administrativ und finanziell belasten. Die Vorgabe von konkreten kommunalen Klimaschutzzielen und regulatorische Maßnahmen wie verpflichtende Erlasse von Wärmenutzungsplänen u.ä. würden unter das sog. Aufgabenübertragungs- und -erweiterungsverbot nach Art. 84, Abs.1, S. 7 GG fallen (Rodi und Sina, 2011).

Zunehmend wichtig wird auch die Kooperation von Gemeinden untereinander. Häufig sind dies Nachbargemeinden (z.B. zwecks Gründung gemeinsamer Energieagenturen, Klärung von Standortfragen, Energieversorgung im Verhältnis von Stadt und Umland u.ä.). Allerdings gibt es ebenso transnationale Klimaschutznetzwerke wie Climate Alliance, Energie Cités, Cities for Climate Protection oder Covenant of Mayors, deren Mitglieder sich als Vorreiter profilieren, untereinander vernetzen, voneinander lernen und gegebenenfalls gemeinsam als Lobbyorganisation (vor allem auf EU Ebene) auftreten (vgl. m.w.N. Rave, 2015).

Schließlich bestehen verschiedene informelle bzw. nicht regulatorische Möglichkeiten der Kommunen das Verhalten ihrer Bürger als Energieverbraucher und EE- Nutzer zu beeinflussen. So betreiben Kommunen Energieberatungseinrichtungen, sind in der Öffentlichkeitsarbeit und Bildungsarbeit aktiv und erleichtern die Vernetzung von Akteuren. Eigene Fördermaßnahmen werden zum Teil über Aufschläge auf die Energiepreise kommunaler Energieanbieter finanziert (Fondsmodelle, Bonus-Malus-Modelle). Von besonderer Bedeutung sind in den letzten Jahren die Bemühungen von Kommunen im Rahmen des EEG- Förderrahmens in Zusammenarbeit mit lokalen Bürgern und/oder Unternehmen eigene EE- Investitionsprojekte zu realisieren. Gemeinde- und Stadtwerke können hierbei etwa ihr energiewirtschaftliches Know-how einbringen und gleichzeitig auf breit gestreute Bürgerbeteiligung (auch von weniger finanzkräftigen Bürgern) bei begrenzten eigenen finanziellen Handlungsspielräumen zurückgreifen.

⁴⁰ Speziell für den ländlichen Raum sind hier u.a. die vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz geförderten regionalen Kooperationen und Koordinationsstrukturen für die Bioenergieerzeugung und Nutzung zu nennen. So wurden 2014 insgesamt 120 Bioenergiedörfer in Deutschland ermittelt, 56 weitere sind im Entstehen (www.wege-zum-bioenergiedorf.de, abgefragt am 16.2.16).

Gemeinde- und Stadtwerke sind nicht zuletzt als Anbieter und Versorger schon immer ein wesentlicher Teil oder Einflussbereich kommunaler Energiepolitik gewesen. So können Kommunen traditionell Stadt- und Gemeindewerke etablieren und in eigener Regie energiewirtschaftlich und im Sinne der Daseinsvorsorge tätig werden (Schönberger, 2013). Grundlage bildet wiederum Art. 28, Abs. 2, S. 1 des Grundgesetzes, wonach die Gemeinden das Recht haben, „im Rahmen der Gesetze“ alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft in eigener Verantwortung zu regeln.⁴¹ Eine Gemeinde darf also im Grundsatz entscheiden, ob sie eine freiwillige Selbstverwaltungsaufgabe übernimmt, mit welchen Mitteln und in welcher Organisationsform (öffentlich-rechtlich, privatwirtschaftlich etc.) dies erfolgt, oder ob sie die Aufgabe an einen Dritten vergibt. Dennoch bleibt ein Spannungsverhältnis zu energie- und wettbewerbsrechtlichen Regelungen, was häufig zu Rechtsstreitigkeiten führt (dazu auch Kap. 4.2.2.2.2).

Gemeinde- und Stadtwerke können als ein wesentlicher Treiber für die Entstehung und Verbreitung innovativer erneuerbarer Energietechnologien und -konzepte angesehen werden (z.B. auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung, über Energie-Contracting, Smart Grids) (Eberlein und Doern, 2009). Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte sind zwischen den Kommunen und zwischen den Stadt- bzw. Gemeindewerken allerdings deutliche regionale Unterschiede festzustellen. Dies betrifft die Eigentümerstruktur (privat, öffentlich, bürgerschaftlich), das Beteiligungs- und Kooperationsverhalten der Werke und nicht zuletzt den Anteil einzelner Energieträger im Erzeugungsmix. Im Hinblick auf Letzteres wurden 2013 knapp 10% der Stromerzeugung von Stadt- und Gemeindewerken über EE erzeugt, was etwa 4% der installierten EE-Erzeugungskapazität entspricht (Schmid et al., 2016).

Nach einer Privatisierungswelle Ende der 1990er Jahre deutet sich in letzter Zeit ein wachsendes Interesse zahlreicher Kommunen an der Rekommunalisierung an. Den Anlass dazu bieten zahlreiche auslaufende Konzessionsverträge mit privaten Netzbetreibern. Ehemals öffentliche, später ausgegliederte und privatisierte energiewirtschaftliche Aufgaben und Vermögen (insbesondere Verteilnetze) werden in öffentliche Trägerschaft zurückgeführt und teilweise werden Stadt- und Gemeindewerke neu gegründet oder bestehende ausgebaut.⁴² So gab es zwischen

⁴¹ Die Selbstverwaltung der Kommunen gilt also nicht absolut, sondern kann durch Bundes- und Landesgesetzgeber durch Gesetz in gewissem Maße näher ausgestaltet und in verpflichtenden Vorgaben bestimmt werden (z.B. Bauleitplanung im Rahmen der Vorgaben des Bundesbaugesetzbuches, Baugenehmigungen im Rahmen der Landesbauordnungen). Ebenso trifft sie auf Grenzen, wenn in Grundrechte der Bürger eingegriffen wird (z.B. ggf. bei Anschluss- und Benutzungszwang an Energieerzeugungsanlagen) oder der Bundesgesetzgeber insbesondere im Energierecht bereits abschließende Regelungen getroffen hat (Härtel, 2013).

⁴² Zu beobachten ist auch eine Überführung von Kapitalgesellschaften in öffentlich-rechtliche Organisationsformen, die Erhöhung von Gesellschaftsanteilen an gemischt-wirtschaftlichen Unternehmen und die Aufgabenerfüllung im Rahmen interkommunaler Zusammenarbeit. Vgl. zur Definition und zu Formen der Rekommunalisierung Friedländer (2013). Eine empirische Untersuchung hat ergeben, dass unter dem Begriff „Rekommunalisierung“ in der Energieversorgung 92,1% der befragten Kommunen die Rückübertragung von privatisierten, ehemals öffentlichen Aufgaben, 28,6% die Neugründung von öffentlichen Unternehmen, 26,4% die Konzessionsvergabe an öffentliche Unternehmen und 13,6% die interkommunale Zusammenarbeit verstehen (bei Mehrfachantworten) (vgl. Lenk et al., 2011).

2005 und 2012 allein 72 neu gegründete Stadt- und Gemeindewerke (Berlo und Wagner, 2013). Vielerorts bilden damit die veränderten Eigentumsverhältnisse bezüglich der Verteilnetze den Ausgangspunkt für die – rechtlich davon unabhängig zu betrachtende – Erschließung neuer Geschäftsfelder in der Kommune oder zumindest für (weitere) Investitionen in die EEG-gestützte Stromerzeugung aus EE und Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette Strom bzw. Gas.

Insgesamt setzen die Kommunen damit einerseits bundespolitische Ziele der Energiewende um. Andererseits setzen sie teilweise je nach lokalen Gegebenheiten und Strukturen eigene energie- und klimapolitische Impulse. Vielfach werden die Unabhängigkeit von überregionalen Energieversorgern angestrebt und lokale Maßnahmen zur Energieeinsparung und –effizienz durchgeführt. Die Kommunen und ihre Werke operieren auch oft in einem Spannungsfeld unterschiedlicher rechtlicher und politischer Vorgaben im Mehrebenensystem.

3.2.2.4 Gemeinschaftlich getragene Energieversorgungsstrukturen („Bürgerenergie“)

Neben bzw. parallel zu diesen wesentlich von staatlichen und kommunalen Akteuren angestobenen Aktivitäten haben sich gemeinschaftlich getragene Energieversorgungsstrukturen auf der Basis (eines hohen Anteils) EE herausgebildet („Bürgerenergie“). Historisch gesehen haben engagierte Bürger sowie unkonventionelle Wissenschaftler und Tüftler sogar den Ausbau EE in Deutschland begründet. Die Aktivitäten dieser „Ko-produzenten“ basierten dabei nicht auf einem umfangreichen staatlichen Förderrahmen, sondern richteten sich oft explizit gegen die großen Energiekonzerne und die eng mit ihr verwobene staatliche Energiepolitik (Mautz et al., 2008). Heute unterstützen viele Bürger richtungsmäßig den politisch angestrebten Ausbau EE; gleichzeitig profitieren vor allem Bürger, die in EE-Anlagen investieren insbesondere von dem Förderrahmen des EEG. Z.T. sind sie auch Teil oder sogar Treiber der eben erwähnten kommunalen Initiativen zur Rekommunalisierung (besonders prominent etwa in Berlin, vgl. Becker et al., 2015).

Kennzeichnend für Bürgerenergie ist ein hoher Grad an Beteiligung von lokalen Akteuren bei der Planung, Finanzierung und Umsetzung und ggf. des Betriebs von EE-Anlagen sowie eine Verteilung der erzielten Projektnutzen primär zu Gunsten der lokalen Akteure. Der Zweck des Zusammenschlusses oder der Beteiligung der Bürger richtet sich dabei nicht rein auf individuelle Renditemaximierung, sondern auf ein gesellschaftliches und politisches Gestaltungsziel über ein einzelnes Projekt oder Unternehmen hinaus (Holstenkamp und Degenhardt, 2013). Bisher sind in Deutschland im Jahr 2012 47% der EE-Kapazitäten, 43% der EE-Erzeugung und 31% der EE-Nettoinvestitionen der Bürgerenergie i.w.S. zuzuordnen, während sich der Rest auf institutionelle Investoren und Energieversorgungsunternehmen verteilt (trend research und Leuphana Universität Lüneburg, 2013). Bei hoher Regionalität – im Sinne der Identitätskonstruktion der beteiligten/ regional investierenden Bürger – und einem hohen Grad an Bürgerbeteiligung – im Sinne einer Beteiligung der Bürger am Eigenkapital der Gesellschaft von mindes-

tens 50% - wird von Bürgerenergie i.e.S. gesprochen.⁴³ Typisch sind vor allem sog. Bürgerenergiegesellschaften wie Energiegenossenschaften, Mitarbeiter- und Kundenbeteiligungen, Gemeinschaftsanlagen lokaler Investoren, Bioenergiedörfer u.ä. Sie werden stark von den Nutzenden selbst gesteuert (sog. dezentrale Diffusionssysteme nach Rogers, 2003). Zur Bürgerenergie i.e.S. werden auch Einzeleigentümer (Privatpersonen, landwirtschaftliche Einzelunternehmen, Personengesellschaften und kleinere Kapitalgesellschaften wie Agrargenossenschaften) gezählt, wenn sie Einwohner eines regional begrenzten Raumes sind und ihre Anlage dort installieren. Anlagen von Einzeleigentümern weisen dabei vor allem als einzelne Anlagen spezifische energiewirtschaftliche und energierechtliche Besonderheiten auf (z.B. engere Verbindung zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch, nicht unbedingt gemeinschaftlich getragen, Begünstigungsregelungen im EEG etc.). Auf die Bürgerenergie i.e.S. fallen noch 34% der EE-Kapazitäten, 32% der EE-Erzeugung und 28% der EE-Nettoinvestitionen.

Hinzu kommt, dass im Wärmemarkt Bürger schon immer zu einem großen Teil Eigentümer von Wärmeerzeugungsanlagen sind. Ihre Bedeutung wächst jedoch auch dort durch EE (Solarthermie, Biomasseheizungen etc.) und effiziente KWK-Anlagen. Die Aktivitäten der Bürger drücken sich organisatorisch in der Gründung von Energiegenossenschaften, Vereinen, lokalen Netzwerken u.ä. aus. Bundesweit ist das sog. „Bündnis Bürgerenergie“ entstanden (www.buendnis-buergerenergie.de).

Besonders dynamisch hat sich in den letzten Jahren die Zahl der Energiegenossenschaften als wiederentdeckte Eigentumsform im Energiesektor entwickelt, die sich besonders gut für aktive Bürgerbeteiligung eignet. Neben dem EEG gelten die Novellierung des Genossenschaftsgesetzes, Initiativen von Genossenschaftsverbänden, Interesse an alternativen und krisenfesten Kapitalanlagen und ein gesteigertes bürgerliches Engagement zugunsten einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung als wichtige Treiber dieser Entwicklung (Maron und Maron, 2012). Am aktuellen Rand haben sich die Aussichten für Energiegenossenschaften allerdings eingetrübt. Grund dafür sind Novellierungen beim EEG, die unattraktiv wirken (darunter vor allem die Absenkung der Fotovoltaikvergütungen, die Verteuerung des Eigen- und Direktstromverbrauchs, die Direktvermarktungspflicht und geplante Ausschreibungspflichten über die EU). Ebenfalls ungünstig wirken sich verschärfte Vorgaben des Kapitalanlagengesetzbuches aus (z.B. Einführung einer Prospektpflicht).

In Zahlen ausgedrückt lag die Zahl der Energiegenossenschaften in Deutschland bis 2007 bei unter 100, ist bis Ende 2013 aber bereits auf 907 gestiegen (Yildiz et al., 2015). Größtenteils sind sie in Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen verortet, während sie für Ostdeutschland untypisch sind. Sie sind ferner vor allem im ländlichen Raum und dort in Gemeinden mit unter 10.000 Einwohnern zu finden. Genossenschaftliche Lösungen finden sich auf allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette. Dominierend sind allerdings Energieproduktionsgenossenschaften mit einem Anteil von etwa 70%. Hierbei überwiegt die Fotovoltaik (rd. 70%) deutlich vor Biomasse (ca. 16%) und Windenergie (ca. 10%).

⁴³ Bei der Bürgerenergie i.w.S. werden auch überregionale Investitionen einer Interessengemeinschaft von Bürgern und Minderheitsbeteiligungen von Bürgern berücksichtigt.

Allgemein lassen sich Genossenschaften vor allem in Abgrenzung zu Kapitalgesellschaften charakterisieren (Kneußel, 2014). Wesentlich ist zunächst die sog. Doppelnatur von Genossenschaften: Als kooperative Vereinigung sind sie demnach sowohl wirtschaftliche als auch soziale Unternehmen. Sie verfolgen das Ziel, Gewinne zu erwirtschaften und im Wettbewerb zu bestehen, dienen aber ebenso nicht-gewinnorientierten Zielen der Mitglieder (Förder- bzw. Solidaritätsprinzip). Letztere sind i.d.R. auf Langfristigkeit ausgerichtet und spiegeln soziale, ökologische und ökonomische Wertvorstellungen der Mitglieder wider. Die gemeinschaftlichen Ziele müssen dabei jedoch nicht mit einem weiter verstandenen Gemeinwohl übereinstimmen. Ihre Realisierung hängt zugleich wesentlich von der Eigenleistung und dem Engagement der Mitglieder ab (Selbsthilfeprinzip). Zentrales Kennzeichen von Genossenschaften ist ebenso, dass alle Mitglieder gemeinsame Eigentümer des Gesellschaftskapitals sind (Identitätsprinzip). Ebenso gilt das kapitalunabhängige, gleichverteilte Stimmrecht und die Kontrolle des Vorstands durch die Mitglieder (Demokratieprinzip).

3.3 Zwischenfazit

Die Bestandsaufnahme des Politik und Rechtsrahmens zeigt ein vielschichtiges und komplexes Bild der EE-Politik. Vor diesem Hintergrund lässt sich das Suchraster aus Kapitel 1.3 auch nur bedingt eindeutig ausfüllen.

Im Hinblick auf die Förderung EE als alternative Technologien gegenüber fossil-nuklearen Energieträgern lässt sich noch eine relativ stark zentralisierte Entscheidungsbefugnis auf Bundesebene über das EEG konstatieren. Die Fördersätze und z.T. -verfahren unterscheiden sich jedoch je nach verwendetem Energieträger (PV, Onshore-Wind, Offshore-Wind; Pilotausschreibungen PV, klassische Einspeisevergütung kleine Anlagen etc.). Dagegen sind in der räumlichen Dimension die Förderbedingungen des EEG - mit einigen Ausnahmen wie z.B. dem Referenzertragsmodell - relativ homogen. Schon bezüglich der Ausgestaltung des EEG wird jedoch sowohl der derzeitige Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis sowie der Homogenitätsgrad der Politiken zunehmend infrage gestellt. So werden die Förderbedingungen zum einen zunehmend von der EU-Ebene und wettbewerbsrechtlichen Vorgaben mitbestimmt, wobei die konkreten Bedingungen im Ergebnis oft aus komplexen Verhandlungsprozessen resultieren. Zum anderen nehmen subnationale Ebenen und Akteure auf die weitere Ausgestaltung des EEG einen wachsenden Einfluss (z.B. über den Bundesrat) oder äußern zumindest ihre Interessen. Der gegenüber der Frühphase des EEG geringere Homogenitätsgrad der Politiken äußert sich zudem darin, dass gerade die Bundesländer, aber auch eine wachsende Zahl von Kommunen oder Energieregionen, eigene, aber i.d.R. weniger rechtlich verbindliche Ausbauziele verfolgen und diese mit entsprechenden Maßnahmen und Aktivitäten unterlegen. Daraus ergibt sich ein vielfältiges Nebeneinander von Energie- und Klimaschutzmaßnahmen des Bundes und der Länder (Kommunen etc.) mit einer gewissen inhärenten Dynamik. Dabei werden die Ausbauziele nur wenig innerhalb der sub-nationalen Einheiten und zwischen den Ländern und dem Bund koordiniert. Anders als in einem unitarisch strukturierten Staat kann der Bund in diesem Bereich

die Länder auch nicht zur Zusammenarbeit zwingen, sondern sie nur dazu anregen (z.B. über Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaften, Energiegipfel; Ohlhorst, 2015).

In der Interaktion der Ausbauförderung mit anderen energie- und raumbezogenen Regelungen und Strukturen erweist sich das Bild mindestens ebenso vielschichtig. Eine gewisse Zentralisierungs- und Homogenisierungstendenz lässt sich dabei in der Aufwertung der Aktivitäten der Bundesnetzagentur erkennen. Sie koordiniert etwa stärker als zuvor den überregionalen Netzausbau, aber auch das Zusammenspiel zwischen Netz- und Raumplanung. Sie und die vier Übertragungsnetzbetreiber sind auch zunehmend in die länderübergreifende Netz- und Investitionsplanungsaktivitäten eingebunden. Allerdings sind die mit dem Netzausbau verbundenen Aktivitäten nicht unumstritten, während andererseits Alternativen in Form eines Netzengpassmanagements wenig systematisch entwickelt sind und kaum bzw. eher zufällig räumliche Knappheiten abbilden.

Die für EE und dezentral geprägte Versorgungsstrukturen zunehmend wichtige Raumordnung und -planung (inklusive das Bauplanungsrecht) lässt bewusst gewisse dezentrale Entscheidungsbefugnisse zu und erlaubt auch eine gewisse Regelungsvielfalt (heterogene Politiken). Sie soll aber auf zentral und einheitlich festgelegten Rahmenvorgaben aufbauen. Im Hinblick auf die Ausweisung von Flächen und die Genehmigung von Standorten zeigen sich zwischen und innerhalb der subnationalen Ebenen deutliche Unterschiede. Der Bezug zu einheitlichen, übergeordneten Vorgaben (ausgewogene, koordinierte Planung etc.) ist dabei schwer erkennbar. Schwach ausgeprägt ist außerdem die koordinierende Wirkung des Planungssystems insofern, dass sie die Anreizwirkungen des EEG- Fördersystems nur nachlaufend kanalisieren kann.

Nicht nur im Hinblick auf die Förderung EE als solche, sondern auch unter Berücksichtigung der Netz- und Raumdimension verbinden sich mit dem Ausbau EE umso mehr und vielfach unverbunden nebeneinander stehende politische und gesellschaftliche Ziele, je mehr die Sichtweise lokaler und regionaler Akteure mitbedacht wird. Auf lokaler und regionaler Ebene werden die Ziele außerdem unterschiedlich gewichtet: Klimaschutz wird hier zum Teil eher als „geistig moralischer Überbau“ angesehen (Joas et al., 2014). Jenseits des energiepolitischen Zieldreiecks wird etwa die Schaffung von Arbeitsplätzen und regionaler Wertschöpfung, die Importunabhängigkeit, die Schwächung großer Energieversorgungsunternehmen, die Bürgerbeteiligung oder die Stärkung regionaler und lokaler Identität durch EE viel stärker betont als auf nationaler Ebene.

Im folgenden Abschnitt gilt es diese Entwicklungen jetzt vor dem Hintergrund unterschiedlicher normativer Theorieangebote und ihrer Rezeption zu reflektieren.

4. Normative Ebene: Theoretische Orientierungen, Einschätzungen und Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien

Aufgabe dieses Kapitels ist es, die komplexe Thematik in der (ökonomischen) Theorie zu verorten und unterschiedliche Erwartungen und Empfehlungen zum Ausbau EE vor diesem Hintergrund zu reflektieren. Über die Rückbindung an die Theorie und ihre Prämissen soll unter Berücksichtigung der empirischen Bedingungen des Ausbaus EE und in Anlehnung an die Dimensionen von Europäisierung bzw. Regionalisierung gemäß dem Suchraster aus Kapitel 1.3 die normative Ebene beleuchtet werden.⁴⁴

Dazu bietet sich einerseits die normative, neoklassische Wohlfahrtökonomik und speziell die Ökonomische Theorie des Föderalismus an. Diese ist wiederum mit der Neuen Politischen Ökonomie und der (normativen) Konstitutionenökonomik (partiell) verknüpft. Andererseits bietet sich ein Rückgriff auf den akteurszentrierten Institutionalismus in der Tradition von Elinor und Vincent Ostrom an. Letzterer wird mit der Selbstorganisation (*self-governance*) in polyzentrischen Systemen bzw. Mehrebenensystemen in Verbindung gebracht und scheint vor dem Hintergrund zunehmend dezentraler, regionaler und bürgerschaftlicher Energieversorgungsstrukturen ein geeigneter Untersuchungsansatz.

Beide Theorien bzw. konzeptionelle Rahmen sind dabei nicht vor dem Hintergrund der Besonderheiten der deutschen Energiewende entwickelt worden und daher an den Kontext anzupassen und vor dem Hintergrund der Ausführungen in den bisherigen Kapiteln zu diskutieren. Außerdem lassen sich auch innerhalb der Theorieangebote Unterschiede verdeutlichen, die es entsprechend transparent zu machen gilt. Bei den neoklassisch geprägten Ansätzen wird zwischen drei, sich z.T. überlappenden Strängen unterschieden, die in unterschiedlichem Maße institutionen- und evolutionsökonomische Argumente sowie politische Restriktionen berücksichtigen und letztlich auf unterschiedliche Ziele und Zielebenen abstellen: der erste Strang sieht den Ausbau EE als eine (von mehreren) Maßnahme(n) direkter CO₂-Minderung in letztlich globaler Perspektive, der zweite betont die Vorteile des Ausbaus EE in europäischer Perspektive und der dritte betrachtet den Ausbau EE auch in Deutschland als legitim, aber verbesserungsfähig. Bei den auf Selbstorganisation in einem polyzentrischen System abziehenden Ansätzen wird zunächst die Stromallmende und ihre Governance als Idealtypus vorgestellt. Daraufhin werden beispielhaft drei Formen hybrider Governance diskutiert: Formen der Bürgerenergie (insbesondere Genossenschaften), die Rekommunalisierung der Stromversorgung und die Bildung regionaler Strom- bzw. Flexibilitätsmärkte.

⁴⁴ Bei der Ableitung politischer Gestaltungsempfehlungen können generell verschiedene Fehl- bzw. Kurzschlüsse auftreten. So können normative Forderungen auf der Grundlage von empirischen Aussagen (oft vermeintlichen Evidenzen) aufgestellt werden (empiristischer Fehlschluss). Implizit wird dann auf normative Prämissen zurückgegriffen, die aber nicht hinreichend problematisiert und einer rationalen Diskussion zugänglich gemacht werden. Andererseits können Empfehlungen aus den normativen Prämissen hergeleitet werden, ohne dass die vorliegenden empirischen Bedingungen hinreichend (möglichst systematisch und nicht ad-hoc) berücksichtigt worden sind (normativistischer Fehlschluss) (Suchanek, 2000).

4.1 Neoklassische Wohlfahrtsökonomik, Neue Politische Ökonomie und ökonomische Theorie des Föderalismus

4.1.1 Grundlagen zur Neoklassik und zur ökonomischen Theorie des Föderalismus

Die traditionelle ökonomische Theorie des (Fiskal-)Föderalismus stellt einen Teilbereich der neoklassischen Wohlfahrtsökonomik dar.⁴⁵ Sie bietet einen allgemeinen normativen Rahmen für die Zuordnung von Kompetenzen bzw. Funktionen auf verschiedene Regierungsebenen (Oates, 1999; Olson, 1969; Musgrave und Musgrave, 1975). Die Arbeitsteilung zwischen verschiedenen föderalen Ebenen gilt es so auszugestalten, dass eine Unterversorgung der Bevölkerung mit sog. öffentlichen Gütern vermieden und diese möglichst effizient bereitgestellt werden können.

Typischerweise werden in der Neoklassik Güter nach ihrem Rivalitätsgrad und dem Grad der Ausschließbarkeit klassifiziert (Samuelson, 1954). Helfrich (2012) kritisiert dabei, dass die vereinfachte Klassifikation von Gütern oft ontologisiert und zur „natürlichen“ Tatsache erklärt wird. So trete die Frage, wie die Bereitstellung von Gütern (gerade bzgl. des Ausschließbarkeitskriteriums) historisch gewachsen, sozial und institutionell bedingt und in einer sich wandelnden Praxis ausgestaltet ist, konzeptionell zurück. Öffentliche Güter sind demnach durch Nicht-Ausschließbarkeit und Nicht-Rivalität gekennzeichnet. Sie werden nach klassischer wohlfahrtsökonomischer Vorstellung privaten und rivalen Gütern gegenübergestellt. Ebenso wird üblicherweise davon ausgegangen, dass sie ohne staatlichen Eingriff (sog. Hobbes'scher Leviathan) nicht angeboten bzw. eine entsprechende Präferenz und Zahlungsbereitschaft auf Märkten nicht geäußert wird.⁴⁶ Dem zugrunde liegt wiederum die übliche Annahme der Neoklassik, dass Individuen rationale, eigeninteressierte Wahlentscheidungen treffen und sich nur am eigenen Konsum von öffentlichen (und privaten) Gütern orientieren. Daraus lässt sich ableiten, dass öffentliche Güter in zu geringem Maße bereitgestellt werden und Freifahrverhalten häufig auftritt, wenn nicht staatlicherseits für ihre Bereitstellung institutionell Sorge getragen wird.

Private Güter werden in neoklassischer Lesart demgegenüber i.d.R. effizient über Märkte bereitgestellt. Märkte bieten eine effiziente Möglichkeit eigeninteressierter Handlungen dezentral und freiwillig zum gegenseitigen Vorteil zu koordinieren. Anders als bei der Bereitstellung öffentlicher Güter werden Angebot und Nachfrage gezielt aufeinander bezogen und unterschiedliche Präferenzen idealerweise vollständig anerkannt und berücksichtigt. Über den Wettbewerb werden knappe Ressourcen dabei auf konkurrierende Verwendungen allokiert. Zugleich können Märkte und Preise unter bestimmten Bedingungen innovative Problemlösungen anreizen. Ein regelsetzender Staat gewährleistet die Freiheit, im Markt aktiv zu werden und verhindert u.a. die

⁴⁵ Die allgemeine ökonomische Theorie des Föderalismus ist weiter nach Unterbereichen aufgeteilt. Die ökonomische Theorie des Umweltföderalismus beschäftigt sich mit der Aufgaben- und Kompetenzverteilung beim Umgang mit Umweltproblemen (Shobe und Burtraw, 2012). Eng verwandt ist zudem die ökonomische Theorie des regulatorischen Föderalismus, die auf die effiziente Zuordnung von Rechtssetzungs- und Regulierungskompetenzen auf verschiedenen Ebenen abstellt (Gerber und Wendel, 2014 m.w.N.).

⁴⁶ Staatliche Bereitstellung und Verantwortung für öffentliche Güter ist nicht mit staatlicher Produktion öffentlicher Güter gleichzusetzen.

Entstehung und den Missbrauch von Marktmacht durch die Setzung eines entsprechenden Ordnungsrahmens und die Sicherung des Wettbewerbs (Eucken, 1952).

Je nach dem näher zu bestimmenden Charakter dieser Güter gilt es eine möglichst trennscharfe Zuordnung zu den Regierungsebenen vorzunehmen, so dass diese bzw. die dortigen Akteure für ihr Handeln verantwortlich gemacht werden können und ggf. zum Zwecke einer besseren (z.B. kostengünstigen) Güterbereitstellung auch in einen Wettbewerb treten können. Nach dem auf Olson (1969) zurückgehenden Prinzip der fiskalischen Äquivalenz ist die Bereitstellung öffentlicher Güter dann effizient, wenn die Begünstigten, die Betroffenen (d.h. die Zahler und Kostenträger) und die an der Bereitstellungsentscheidung Beteiligten übereinstimmen, was in einem deutlichen Spannungsfeld zum deutschen System der Politikverflechtung steht (Kap. 3.1). Die Bestimmung der optimalen Reichweite einer Gebietskörperschaft zur effizienten Bereitstellung öffentlicher Güter ist dabei an die (voraussetzungsvolle) Annahme geknüpft, dass die Präferenzen der Bevölkerung für das öffentliche Gut homogen sind, gleiche Bereitstellungskosten bestehen und die Möglichkeit einer Bestimmung der geographischen Reichweite des öffentlichen Gutes möglich ist.

Allgemein bildet ein Gesellschaftsvertrag zwischen den Bürgern als Souverän und dem Staat die (konzeptionelle) Grundlage für staatliches Handeln (näher Buchanan und Tullock, 1962; Grosskettler, 1991): In einem auf Freiwilligkeit basierenden konstitutionellen Regelsystem wird der Staat mit Legitimation und Autorität ausgestattet, die Bürger erhalten im Gegenzug u.a. diverse öffentliche Güter.⁴⁷ Im weiteren Sinne sollen über den Staat allokativen, distributiven und stabilisierungspolitische Ziele möglichst effizient realisiert und damit verbundene Marktmängel behoben werden (Musgrave und Musgrave, 1975). Typische allokativenpolitische Gründe sind zum Beispiel negative Externalitäten, öffentliche Güter, unvollständiger Wettbewerb oder Informationsasymmetrien. Politikinterventionen erfolgen also bei Vorliegen von Marktversagen, d.h. Bedingungen, unter denen Markttransaktionen nicht zu einer effizienten Ressourcenallokation führen und die Wohlfahrt erhöhen (Pareto-Kriterium). Damit verbunden ist die Vorstellung, dass Effizienz und Verteilungsanliegen getrennt voneinander behandelt werden können.

Politikinterventionen sind allerdings nur vorteilhaft, wenn der Wert (d.h. die Nutzen abzüglich der Kosten) der Politikintervention (Internalisierung) inklusive der Transaktionskosten positiv ist und dieser Nettowert größer ist, wenn staatliche Maßnahmen im Gegensatz zu privaten Lösungen ergriffen werden (Dahlmann, 1979). Insbesondere unter Effizienzgesichtspunkten können damit politische Interventionen - selbst wenn sie prinzipiell auf Marktversagenstatbestände gerichtet sind - unter den Bedingungen der Realität (z.B. durch Einfluss von Interessengruppen) wohlfahrtmindernd sein (sog. Nirvana-Trugschluss, Demsetz, 1969). Sie können also im Hinblick auf das zu lösende Problem zu teuer sein, unzureichend implementiert werden oder mit

⁴⁷ Die Neue Politische Ökonomie kritisiert dabei die Gemeinwohllannahme der Wohlfahrtsökonomie und untersucht das tatsächliche Verhalten von staatlichen Akteuren und Interessengruppen. Unerwünschte diskretionäre politische Handlungsspielräume auf subkonstitutioneller Ebene sollen durch das Konstrukt des Gesellschaftsvertrages unterbunden werden. Vgl. zur Verbindung mit der ökonomischen Theorie des Föderalismus die Ausführungen weiter unten.

anderen unerwünschten Nebenwirkungen einhergehen. Zusätzliche Politikmaßnahmen können auch unangebracht sein, wenn Versagenstatbestände eng miteinander korreliert sind und bisherige Maßnahmen hinreichend genau andere Formen von Marktversagen oder andere Barrieren korrigieren. In diesem Sinne ergibt sich über die Verknüpfung der Wohlfahrtökonomie mit der Neuen Politischen Ökonomie ein mehr oder weniger stark ausgeprägtes Grundvertrauen in die Regelungsfähigkeit von Märkten und privater Governance-Arrangements (vgl. näher auch Rave et al., 2013, Kap. 3).

Gemäß der neoklassischen Wohlfahrtsökonomie wird üblicherweise wie schon angedeutet von einem dualistischen Verhältnis zwischen Staat und Markt ausgegangen. Dem Staat kommt in der Relation typischerweise die Rolle eines Regelsetzers und Incentive-Gebers zu und Politik- und Institutionengestaltung wird mehr oder minder als ein technisches Optimierungsproblem dargestellt (Maximierung einer aggregierten Wohlfahrtsfunktion, Festlegung von Spielregeln). Die Bürger und Unternehmen treten dabei als konzeptionell vielfach nicht weiter problematisierte Marktakteure auf (gegebene Präferenzen, gegebene Faktorausstattung etc.).⁴⁸ Gerade in der traditionellen ökonomischen Föderalismustheorie wird damit auch von einer hierarchischen staatlichen Marktintervention ausgegangen, während alternative Koordinationsformen und institutionelle Arrangements nur von untergeordneter Bedeutung sind (van Zeben, 2012). Die betrifft etwa Verhandlungen im Mehrebenensystem und Netzwerke mit staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren. Dies betrifft auch die gemeinschaftlich und oft dezentral ausgehandelte Nutzung und Pflege kollektiver Ressourcen. Vernachlässigt wird damit auch, dass diese Koordinationsformen bzw. Arrangements institutionellen Wandel bewirken können bzw. zur Herausbildung sozialer Normen und Identitäten führen können (endogener Institutionenwandel) (van den Bergh und Kallis, 2013; Pennington, 2013).

A priori lässt sich aus der normativen ökonomischen Theorie des Föderalismus keine Vorgabe ableiten, ob Entscheidungsbefugnisse stärker zentralisiert oder dezentralisiert werden sollten und ob Policies im Ergebnis homogen oder heterogen ausgestaltet werden sollten (vgl. das Suchraster in Kap. 1.3; Gawel et al., 2014b; Karl, 1996). Allerdings können erste Tendenzangaben getroffen werden.

Im Hinblick auf den Homogenitätsgrad von Policies sind Präferenzen bzw. Präferenzunterschiede von zentraler Bedeutung (Tiebout, 1956). Gemäß dem sog. Dezentralisationstheorem wird von Ökonomen tendenziell die Erfüllung öffentlicher Aufgaben auf der Ebene kleinerer politischer Einheiten präferiert: Effizienzvorteile ergeben sich, wenn angenommen wird, dass

⁴⁸ Zu einem Überblick über das Verhältnis von Staat und Wirtschaft in der ökonomischen Theorie vgl. Ebner (2003). Für die mit der neoklassischen Wohlfahrtsökonomie relativ eng verknüpfte Ordnungstheorie Eucken'scher Prägung ist der Staat vor allem eine „ordnende Potenz“, die eine Wettbewerbsordnung verbindlich und gegenüber Interessengruppen durchsetzen soll. Hayek wendet sich stärker gegen den vor allem in der Neoklassik erkennbaren konstruktivistischen Ansatz staatlicher Steuerung und ist offener für die selbstorganisierte Bereitstellung kollektiver Güter durch nicht-staatliche Akteure wie Stiftungen und private Wohlfahrtsorganisationen. Beide Strömungen des politischen Liberalismus betonen außerdem die Sicherung von Freiheit und marktlicher Wettbewerbsprozesse durch den Staat.

Bürgerpräferenzen über Niveau und Art der Bereitstellung öffentlicher Güter lokal bzw. regional unterschiedlich ausgebildet sind und untergeordnete staatliche Ebenen angesichts ihrer größeren räumlichen und gegebenenfalls persönlichen Nähe diese Präferenzen besser kennen (sog. Responsivität).⁴⁹ Sie können ihnen dann ggf. durch ein differenziertes Angebot oder - allgemeiner gesprochen - durch eine differenzierte staatliche Intervention bei Marktversagen besser entsprechen (sog. matching principle). Die Nähe zu den Präferenzen der Bürger ist dabei mit dem Subsidiaritätsprinzip verbunden, wonach die Bereitstellung öffentlicher Güter in der Hierarchie der Gebietskörperschaften nur dann an eine höhere Ebene delegiert werden sollte, wenn die untergeordneten Ebenen die Funktion oder Aufgabe organisatorisch oder technisch nicht mehr erfüllen können (Suck, 2008).

Dabei besteht offensichtlich die Schwierigkeit, diese Präferenzen zu kennen und Präferenzunterschiede zu ermitteln und zu vergleichen. Es stellt sich so die Frage, ob heterogene Policies wirklich heterogene Präferenzen widerspiegeln oder Policies aus anderen Gründen unterschiedlich sind. Hierfür kann es je nach Kontext z.B. historische, strukturelle oder polit-ökonomische Gründe geben, die unterschiedlich gewichtet werden können.

Über Präferenzunterschiede hinaus liefert die ökonomische Theorie Argumente, die insbesondere für oder gegen eine Zentralisierung der Entscheidungsbefugnisse spricht. Für eine Zentralisierung oder zumindest enge Koordination zwischen den Ebenen sprechen insbesondere Skalenvorteile auf Märkten und/oder auf politischer Ebene (van der Laan, 2002; van Zeben, 2012). Skalenvorteile entstehen, wenn die zentrale Bereitstellung öffentlicher Güter mit geringeren Durchschnittskosten verbunden ist als die dezentrale Bereitstellung. Beim Design angemessener Regulierung kann die Vielfalt an Regulierungseinheiten c.p. die Transaktionskosten erhöhen und Redundanzen erzeugen, während Zentralisierung mit Spezialisierungsvorteilen (z.B. Pooling von wissenschaftlich-technischer Expertise, Erhebung und Auswertung von Daten, Berichten u.ä.) einhergeht. Verbundvorteile existieren, wenn die zentrale Bereitstellung mehrerer Outputs geringere Kosten aufweist als die dezentrale Bereitstellung einzelner Outputs. So kann Regulierung an zentraler Stelle fixe Ressourcen beanspruchen, die ohne oder mit geringen Kosten auch für andere Zwecke genutzt werden können (z.B. angesichts des engen Zusammenhangs von Banken- und Versicherungsregulierung). Inhaltlich können auf diese Weise auch Politikinteraktionen besser berücksichtigt werden oder Politiken sich so sogar wechselseitig verstärken.

Zentralisierung kann (neben Verhandlungen und Kompensationslösungen) auch Überschwappeffekte (*Spill-over*) zwischen benachbarten Gebietskörperschaften tendenziell besser adressieren. So entsteht durch öffentliche Leistungen einer Gebietskörperschaft für Individuen oder Unternehmen einer anderen Gebietskörperschaft oft ein Nutzen oder ein Schaden, der nicht kompensiert wird. Positive *Spill-over* führen dann zu einem ineffizient niedrigen Ausmaß öffentlicher Leistungen, negative zu einem Überangebot.

⁴⁹ Thöni (2005) weist aber darauf hin, dass diese Aussage u.a. nur dann gültig ist, wenn fiskalische Äquivalenz im weiteren Sinne berücksichtigt wird, neben den Begünstigten also auch die Betroffenen (Zahler, Kostenträger) und die Beteiligten (Entscheider) übereinstimmen (Olson, 1969).

Für eine dezentralisierte Entscheidungsbefugnis spricht oft das bessere Wissen um die lokal (regional) unterschiedlichen Nachfrage- oder Kostenbedingungen der Leistungsbereitstellung (Trillas, 2010; Karl, 1996). Nachfrageseitig kann damit das Wissen um Bürgerpräferenzen die Akzeptanz für die Bereitstellung (unreiner) öffentlicher Güter gewährleisten. Allerdings kann je nach Art des Wissens die Informations- und Wissensakquise auch mit Skalen- oder Verbundeffekten verknüpft sein (s.o.), was wiederum für ein mehr an Zentralisierung spricht (Millimet, 2013). Dezentrale Lösungen können allerdings Risiken verringern oder diversifizieren, die aus fälschlich ausgestalteten Regelungen oder einer Monopolisierung von Macht auf zentraler Ebene resultieren (van Zeben, 2012; Saam und Kerber, 2013).

Kostenseitig stellt sich die Frage, welche konkreten Leistungen z.B. durch eine Kommune (inkl. kommunaler Unternehmen) selbst oder den Zusammenschluss mehrerer Kommunen zu erbringen sind, und welche Leistungen am Markt kontrahiert oder privatisiert werden sollen (Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012). Damit ist die Frage privat vs. Staat mit der Frage zentral vs. dezentral verwoben. Private Leistungsbereitstellung könnte dabei auch als eine Form von Dezentralisierung - marktlich-funktionaler Art - beschrieben werden. Kommunale Leistungsbereitstellung kann wiederum z.B. eine Form der lokalen bzw. regionalen Anbindung von Eigentümern sein.

Darüber hinaus werden die erwarteten Innovationswirkungen eines Labor- oder auch *Bottom-up*-Föderalismus betont (Oates, 1999; Saam und Kerber, 2013; van Zeben, 2012). Laborföderalismus bezeichnet das kleinskalige, dezentrale Experimentieren mit neuen Politiken unter Unsicherheit und anschließende horizontale Lern- und Diffusionsprozesse. Andere subnationale Akteure und Einheiten profitieren dementsprechend von erfolgreichen lokalen Experimenten durch Weitergabe von Informationen und durch Hinweise auf entsprechende Erfolgsfaktoren. *Bottom-up*-Föderalismus bezeichnet demgegenüber die Übernahme erfolgreicher subnationaler Politiken bzw. Demonstrations- und Forschungsvorhaben auf nationaler Ebene (Millimet, 2013). In beiden Fällen (und gerade im von großer Unsicherheit geprägten Energiewendekontext) wird angenommen, dass vielfältige dezentrale Experimente geringere Risiken und Kosten aufweisen als großskalige *trial-and-error*-Ansätze (Gawel et al., 2014b). Allerdings haben derartige von subnationaler Ebene ausgehende Experimente einen öffentlichen Gutscharakter bzw. sind mit positiven Informationsexternalitäten verbunden, so dass Freifahrerverhalten zu erwarten ist und eher zu wenig in einem stark dezentralisierten öffentlichen Sektor experimentiert wird. Ebenso lässt sich a priori der Erfolg (und die Definition von Erfolg) von Experimenten nicht standardisieren und vorhersagen. Desöfteren dürften lokale Akteure daher vor risikoreichen Experimenten zurückschrecken. Daraus ließe sich begründen, warum Politikinnovationen von nationaler Ebene gefördert bzw. erleichtert werden sollten. Hierbei kann idealerweise eine Art Wettbewerb unter den subnationalen Gebietskörperschaften um die besten Lösungen etabliert werden. Dabei wären die Ergebnisse von Experimenten transparent und vergleichbar zu machen.

Allerdings sind dezentrale Experimente auch potenziell mit Nachteilen verbunden (Shobe und Burtraw, 2012; Goulder und Stavins, 2011):

- Lokale Politiken orientieren sich oft weniger an übergeordneten politischen Zielen und werden von nachgelagerten Interessen bestimmt. Diese Interessen spiegeln meistens lokale Verteilungsanliegen (Arbeitsplätze, Steuereinnahmen u.ä.) wider. Eine kosteneffiziente Zielerreichung im Hinblick auf diese übergeordneten politischen Ziele kann auf diese Weise erschwert werden.
- Es kann zu einer ineffizienten Vielfalt von Experimenten kommen, wenn diese schwer replizierbar bzw. skalierbar sind und nicht in einen übergeordneten Rahmen eingeordnet und zwischen Gebietskörperschaften koordiniert werden können.
- Politikexperimente schaffen Ansprüche bei den Nutznießern und lokalen Politikern und lassen sich (sofern erforderlich) oft schwer wieder rückgängig machen oder reformieren.

Die Neue Politische Ökonomie hinterfragt allerdings die Tendenzaussagen der wohlfahrtsökonomisch ausgerichteten Theorie des Föderalismus. Grundlegend ist dabei die Abkehr von der optimistischen Gemeinwohlanahme der Wohlfahrtsökonomie ("wohlmeinender Diktator"). Vielmehr gilt es das Verhalten von Politikern und weiteren Akteursgruppen (Verwaltung, Lobbyverbände, Wähler etc.) zu analysieren. Dabei wird davon ausgegangen, dass diese Akteure eigene Interessen verfolgen und über eigene Handlungsspielräume verfügen. Im Rahmen politischer Entscheidungsprozesse bzw. konkreter bei der Bereitstellung öffentlicher Güter werden sie daher bestrebt sein, individuelle oder partikulare Vorteile zu realisieren (Stimmenmaximierung, Budgetmaximierung u.ä.).

Die polit-ökonomische Föderalismustheorie liefert generell einige Argumente für eine stärker dezentralisierte Entscheidungsbefugnis und heterogene Policies (Döring, 2001). Neben den bereits angesprochenen besseren Kenntnissen über die Präferenzen der Bürger bietet dezentrale öffentliche Aufgabenerfüllung i.d.R. eine bessere Garantie dafür, dass politische Entscheidungsprozesse transparent verlaufen und Entscheidungen tatsächlich die Bedürfnisse der Bürger vor Ort widerspiegeln (z.B. über Bürgerbeteiligung).⁵⁰ Nach Oates (1999) kann angenommen werden, dass dezentral ausgerichtete politische Systeme es erleichtern, die Beteiligung von Bürgern am politischen Prozess und ihren Einfluss auf demokratische Politikentscheidungen zu gewährleisten. Komplexere Entscheidungsstrukturen auf höherer (nationaler, europäischer) Ebene erhöhen demgegenüber die Kontrollkosten für die Bürger und stärken desöfteren die Stellung gut organisierter Interessengruppen oder großer Unternehmen. Bei zunehmender Heterogenität der Interessen steigen auch die Konsensfindungs- und Frustrationskosten (zusammen auch als Integrationskosten bezeichnet⁵¹). Konsensfindungskosten entstehen durch die Notwen-

⁵⁰ In diesem Zusammenhang wird auch angeführt, dass staatliche Ebenen auf diese Weise untereinander in einen Wettbewerb um (steuerzahlende) Bürger bzw. Produktionsfaktoren treten. Wettbewerb hat idealerweise eine disziplinierende und machtbegrenzende Wirkung auf den öffentlichen Sektor und führt zu einer besseren Zurechnung und Übereinstimmung zwischen heterogenen Bürgerpräferenzen und dem Angebot (lokaler) öffentlicher Güter (Tiebout, 1956; Pennington, 2013). Ein derartiger Wettbewerb ist allerdings voraussetzungsvoll, da er leicht zu Lasten Dritter erfolgen kann.

⁵¹ Diese sind offensichtlich nicht mit den in Kapitel 2.3.4 genannten energiewirtschaftlichen Integrationskosten zu verwechseln.

digkeit, sich auf eine gemeinsame politische Position zu einigen und diese dann auch in gemeinsamen Policies durchzusetzen. Frustrationskosten (auch Präferenzkosten genannt) entstehen dadurch, dass nicht alle Interessen der am Entscheidungsprozess Beteiligten voll Berücksichtigung finden können.

Allerdings lassen sich auch aus polit-ökonomischer Perspektive Argumente für Koordination zwischen den Regierungsebenen und/oder homogenere Policies finden. So können dezentrale Lösungen mit geringeren Konsensfindungs- und Frustrationskosten außerhalb des Entscheidungskollektivs (z.B. einer Gemeinde) mit verschiedenen Kosten verbunden sein. Kosten können etwa auf andere Kollektive externalisiert werden und einen Bedarf für interkollektive Verhandlungen auslösen. In Politikfeldern, in denen eine zentrale Ebene einen Handlungsrahmen für dezentrale Einheiten setzt (wie u.a. in der Energie- und Klimapolitik), bietet sich die Koordination dieser Abstimmungsprozesse auf übergeordneter Ebene an. Gegenüber Unternehmen kann eine Vielfalt von (verbindlichen) Regulierungen auch Investitionen behindern, indem der administrative Aufwand und die Unsicherheit über die jeweils relevanten politischen Rahmenbedingungen zunimmt. Ein weiteres Problem von Aufgabendezentralisierung kann darin gesehen werden, dass Kartelle zwischen Politikern oder politischen Einheiten die Effizienzvorteile von Dezentralisierung aushebeln. Ebenso ist denkbar, dass durch die Kontrolle einflussreicher lokaler Akteure der Status quo festgeschrieben und wohlfahrterhöhende Politiken (z.B. im Sinne einer Markterweiterung) unterbleiben (Trillas, 2010).

In einem dynamischen Kontext müssen schließlich aus wohlfahrts- und polit-ökonomischer Sichtweise des Föderalismus strategische Interaktionen zwischen Regierungen und den dort getroffenen Politikmaßnahmen gesehen werden. Politikentscheidungen in einer Gebietskörperschaft haben dabei vertikal und/oder horizontal einen Einfluss auf Politikentscheidung in einer andern Gebietskörperschaft. Oft werden gleichzeitig auch die Preisverhältnisse andernorts verändert (pekuniäre Externalitäten). Strategischen Interaktionen liegen typischerweise drei Bestimmungsgründe zugrunde (Millimet, 2013; Goulder und Stavins, 2011): a) der (wahrgenommene) Wettbewerb um mobile Ressourcen bzw. Unternehmensansiedlungen; b) positive oder negative *Spill-over*, die die Wirkung von Politikmaßnahmen in anderen Gebietskörperschaften verändern; c) Vergleiche der Performance von Politikmaßnahmen durch die Wähler (*yardstick competition*).

Die bisherigen Ausführungen sind noch relativ unspezifisch und beziehen nicht die Kontextbedingungen beim Ausbau EE in Deutschland ein. Grundlegend ist zu bedenken, dass Strom aus EE nicht per se ein öffentliches Gut darstellt, sondern nur mit verschiedenen öffentlichen-Guts-Charakteristika (CO₂-Vermeidung, Risiko unsicherer Energieimporte etc.) verbunden ist und eine Reihe weiterer Charakteristika aufweist (Kap. 2). Ebenso ist zu bedenken, dass die öffentliche Hand EE in der Regel nicht selbst bereitstellt, sondern deren Ausbau nur anreizt. Schon dies erschwert eine einfache Anwendung der üblichen ökonomischen Theorie des Föderalismus. Die Komplexität der Umgestaltung des Energieversorgungssystems und die Unsicherheit über die damit verbundenen Wirkungen führen auch dazu, dass die Diskussion über die Wünschbarkeit

des Ausbaus EE in Deutschland und andernorts stark von politischen und gesellschaftlichen Wertvorstellungen geprägt ist. Diese Wertvorstellungen werden auch in der neoklassisch inspirierten Literatur aufgegriffen, ohne dass jedoch Einigkeit über die Gewichtung und bestimmte Grundannahmen besteht. Grob unterteilt wird im Folgenden unterschieden zwischen:

- einem eher puristischen Ansatz, der auf den globalen Klimaschutz abstellt und die in Deutschland verfolgte Ausbaustrategie EE kritisch bis ablehnend betrachtet (Kap. 4.1.2.1);
- einem Ansatz, der den Ausbau EE als gesellschaftlich und politisch gewollt akzeptiert, ihn aber aus Effizienzgründen in einen europäischen Rahmen einbetten will (Kap. 4.1.2.2);
- einem pragmatischen Ansatz, der die in Deutschland verfolgten Ausbauziele akzeptiert und verschiedene Möglichkeiten einer effizienteren Zielerreichung thematisiert (Kap. 4.1.2.3).

Die beiden zuletzt genannten Ansätze werden dabei ausführlicher behandelt, weil sie stärker an den faktischen politischen Gegebenheiten ansetzen (Kap. 1.1, 3.2). Die Ansätze sollen möglichst auch im Suchraster von Kapitel 1.3 verortet werden.

4.1.2 Anwendung auf den Ausbau Erneuerbarer Energien

4.1.2.1 Erste Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien als eine Maßnahme direkter CO₂-Minderung

Eine erste Annäherung orientiert sich an den durch EE primär zu adressierenden Umweltproblemen (Externalitäten) sowie dem Ausmaß und Wirkungsgrad dieser Umweltprobleme (Oates, 2005). Dies wird als entscheidend für die angemessene staatliche Ebene der Problembearbeitung bzw. die Verteilung politischer Verantwortung auf verschiedene Ebenen angesehen. Als zentral werden hierbei der Klimaschutz und die dazu erforderliche Reduktion von Treibhausgasemissionen betrachtet. Klimaschutz wird dabei als globales öffentliches Gut konzeptualisiert. So ist für das Ausmaß des Klimawandels das aggregierte Niveau an Treibhausgasemissionen entscheidend, wobei es unerheblich ist, wo diese Emissionen stattfinden. Ebenso kann niemand von dem Nutzen des Klimaschutzes ausgeschlossen werden und der Nutzen variiert auch nicht mit der Zahl der Konsumenten. Im Sinne der neoklassischen Theorie bietet sich dann eine möglichst zentrale (globale) Setzung von Umweltstandards an, um einerseits Trittbrettfahrerverhalten und räumliche und zeitliche Leakage-Effekte zu verhindern und um andererseits Kosteneffizienz zu gewährleisten. Kosteneffizienz führt zu einer Annäherung der Grenzvermeidungskosten, sorgt also dafür, dass Klimaschutz dort verstärkt betrieben wird, wo er am günstigsten ist.

Angesichts der Schwierigkeiten globalen und sich selbstdurchsetzenden Handelns in der Klimapolitik bietet sich zunächst zumindest ein möglichst zentral abgestimmtes Vorgehen auf EU-Ebene an. Geboten sind damit zum einen klare, transparente und auf den Klimaschutz ausgerichtete politische Zielvorgaben. Zum anderen sollten „marktanaloge“ Instrumente genutzt werden, die die Selektions- und Anreizfunktion von Preisen möglichst gut nachbilden, im Rahmen bestehender Formen der Emissionsminderung und im Rahmen der Technologieauswahl für zukünftige Emissionsminderung (*carbon pricing*, z.B. Fischer, 2008). Der Marktmechanismus gewährleistet dabei im Prinzip, dass CO₂-mindernde Technologien ausgewählt werden, die auch

tatsächlich nachgefragt werden, und dass die Vielfalt und Breite der heterogenen Optionen zur CO₂-Minderung genutzt wird (Fischer et al., 2012). In der EU bietet sich dazu der bereits vorhandene – wenn auch nach überwiegender Meinung reformbedürftige – Emissionsrechtshandel an. Als (partiell) sektorübergreifendes Instrument ist es geeignet auf der Basis einer festzulegenden CO₂-Obergrenze zu einer möglichst kostengünstigen Emissionsminderung mithilfe des Zertifikatspreismechanismus beizutragen. In einer *first-best* orientierten neoklassischen Betrachtungsweise stellt der Abbau verzerrter Preisstrukturen zwischen fossilen und nicht-fossilen Energieträgern und damit indirekt der Ausbau EE einen Baustein bei der direkten Bekämpfung des Klimawandels als „größtes Marktversagen überhaupt“ (Stern, 2007) dar.

Ein weiteres wichtiges Marktversagen besteht darin, dass Wissen mit positiven Externalitäten verbunden ist und damit den Charakter eines öffentlichen Gutes hat. Der Nutzen von Innovationen und insbesondere von Erfindungen (bei i.d.R. unzureichenden Schutzmechanismen) lässt sich nicht hinreichend privat aneignen. Es treten nicht-kompensierte Wissens-*Spill-over* auf. Folge dieser *Spill-over* ist eine Unterinvestition in die Wissensproduktion und die Forschung und Entwicklung (gegenüber dem sozialen Optimum) (Popp, 2010). Im Rahmen der Vertreter dieser ersten Annäherung kann der Ausbau EE in Deutschland und Europa aber aus mehreren Gründen nicht überzeugend mit diesen Externalitäten begründet werden. So werden zunächst Wissens-*Spill-over* als ein technologieübergreifendes Phänomen dargestellt, so dass innovationspolitische Maßnahmen separat und unspezifisch ausgestaltet werden sollten und das Ziel verfolgen sollten, die allgemeine Innovationsrate bzw. -häufigkeit zu erhöhen. Die unspezifische Ausgestaltung hat dabei auch den Vorteil, dass sie kosteneffiziente Problemlösungen unterstützt, statt sich von vornherein auf die Förderung bestimmter Verfahren zur Problemlösung festzulegen. Im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel wird daraus ein effizientes Zusammenspiel von Klima- und Innovationspolitik gesehen, dass sich förderlich auf Umweltinnovationen (auch bei EE) auswirkt.

Auf EE fokussierte Innovationsförderung und vor allem eine direkte Diffusionsförderung (z.B. über Einspeisevergütungen oder Quoten) wird dagegen grundsätzlich oder zumindest angesichts des bereits realisierten Ausbaus EE als entbehrlich angesehen (für ein „sukzessives Auslaufen“ der Förderung zuletzt Monopolkommission, 2015). So wird grundlegend u.a. geltend gemacht, dass die häufig angeführten Lern-*Spill-over* als Basis für Internalisierungsmaßnahmen nicht hinreichend (jenseits privater Lerneffekte) belegt sind, vermutlich eher abnehmen, geringer als die Erträge von Forschung und Entwicklung sind, über das an durchschnittlichen Stromgestehungskosten orientierte EEG nicht erreichbar und politisch im Sinne einer zu erreichenden Wettbewerbsfähigkeit ohnehin nur schwer beeinflussbar sind. Ebenso wird konkret auf die hohen Kosten des Ausbaus EE über das sehr technologiespezifische und detailverliebte EEG in Deutschland verwiesen (vgl. die Diskussion dieser Literatur in Rave et al., 2013).

Politische Ziele zu Gunsten des Ausbaus EE erscheinen dann im Sinne eines strikt neoklassischen (*first-best*) Ansatzes effizienten Klimaschutzes problematisch. Zwar ist der Ausbau EE ein Mittel verstärkten Klimaschutzes und ggf. der Internalisierung von *Spill-over*. Die „Aufwertung“ eines Instruments zu einem schlecht begründbaren Ziel trägt aber dazu bei, falsche Prioritäten zu setzen, die Komplexität der Regulierung zu erhöhen und Verzerrungen zu induzieren

(Umbach et al., 2015). Die in diesem Sinne nicht begründbaren EE-Ziele auf verschiedenen Ebenen sind dann insofern überflüssig, wie das übergeordnete CO₂-Minderungsziel anderweitig (d.h. ohne explizite EE Policies) kosteneffizient erreicht werden kann. Zugleich führen sie zu zusätzlichen Kosten, wenn sie über entsprechende Instrumentierung bindend werden und von einer kosteneffizienten Lösung wegführen (Böhringer und Rosendahl, 2011). In einem Mix von Instrumenten mit mehreren Zielsetzungen treten also leicht Effizienzverluste in einer von den Instrumenten gemeinsam verfolgten Zieldimension auf.

Thematisiert wird unter Kosteneffizienzaspekten und im Hinblick auf direkte CO₂-Minderungsmaßnahmen dann vor allem die problematische überlappende Regulierung in Form der Interaktion des auf EU-Ebene wirksamen Emissionshandelssystems (ETS) mit den nationalen Fördersystemen zu Gunsten EE im Stromsektor (vgl. ausführlich zu dieser Literatur Rave et al., 2013).⁵² Ein grundsätzliches Spannungsfeld besteht darin, dass bei den Fördersystemen nicht wie beim ETS marktalog und „vermeidungskostensensibel“, sondern über staatlich-administrative Auswahlentscheidungen Technologien angereizt werden und diese z.T. erheblich höhere Grenzvermeidungskosten aufweisen als die über den ETS angereizten (bzw. anreizbaren) Minderungsmaßnahmen. Darüber hinaus entsteht die eigentliche Interaktionsproblematik dadurch, dass quasi unterhalb der ETS-CO₂-Obergrenze EE durch nationale und subnationale Maßnahmen gesondert gefördert werden. So führt die Interaktion des deutschen EEG und des ETS zunächst aus statischer Sicht (d.h. bei gegebener CO₂-Obergrenze) zu Effizienzverlusten über den induzierten Rückgang des CO₂-Preises. Bei gegenüber alleinigem ETS gleichen Gesamtemissionen kommt es zu – empirisch schwer bestimmbar – Verlagerungseffekten, d.h. Mehremissionen in anderen ETS-Sektoren. Ebenso können ausländische Emissionsminderungsmaßnahmen erschwert werden. Bei weniger großzügigen Fördermaßnahmen gehe dies auch zu Lasten der dortigen EE-Branche, was wiederum ein weiteres Gegenargument gegen die deutsche Form der Diffusionsförderung darstellt. Zugleich werden die Kosten der Erreichung der CO₂-Obergrenze erhöht (Sinn, 2008).⁵³

Selbst wenn Emissionsminderungen über das EEG (und andere unmittelbar emissionsmindernde Maßnahmen) bei der Festlegung der CO₂-Obergrenze „berücksichtigt“ werden, wird von neoklassischer Seite auf weiter bestehende Effizienzverluste verwiesen. Zum einen wird die Obergrenze in der Folge allein durch das Emissionshandelssystem garantiert, unabhängig von der weiteren Förderung EE nach der *cap*-Festlegung (Frondelet et al., 2010). Zum andern führt die

⁵² Ebenso thematisiert wird die Koexistenz von europäischen CO₂-Minderungszielen und nationalen CO₂-Minderungszielen. Wenn letztere wie in Deutschland strikter sind als auf EU-Ebene und wenn eine Instrumentierung über Maßnahmen im Emissionshandelssektor erfolgt, ergeben sich Allokationsverzerrungen (vgl. Monopolkommission, 2015 am Beispiel der jüngst verabschiedeten und die Braunkohle betreffenden Kapazitäts- und Klimareserve).

Positiv beurteilt wird dagegen die Realisierung von EE-Projekten an meteorologisch günstigen Standorten außerhalb Deutschlands im Rahmen eines internationalen Emissionsrechtehandels (Umbach et al., 2015).

⁵³ Dieser negative Interaktionseffekt entsteht nicht, wenn von nationaler Ebene Zertifikate auf EU-Ebene aufgekauft und nicht für den CO₂-Ausstoß eingesetzt werden. Die CO₂-Einsparungen ergeben sich dann nicht nur national, sondern in allen am Emissionshandel teilnehmenden Ländern.

zertifikatspreiserhöhende Wirkung der Absenkung des *cap* zwar auch wieder zu vermehrten Anstrengungen außerhalb des Stromsektors und in Ländern, die weniger umfangreiche überlap-pende Regulierungsmaßnahmen wie das EEG ergreifen; die zertifikatspreissenkenden Interakti-onseffekte bleiben jedoch dennoch bestehen. Der *zusätzliche* Anreiz der Industriesektoren (an-derer Länder) infolge der Absenkung des *cap* Emissionsminderungsmaßnahmen zu entwickeln und ggf. mit Innovationen verbundene Lernkurveneffekte zu realisieren wird dadurch jedoch abgeschwächt. Sie agieren vielmehr als Trittbrettfahrer gesunkener Zertifikatspreise. Je nach Stärke der Interaktionseffekte, die wiederum von der Steuerbarkeit des Ausbaus EE abhängen, wird die zusätzliche Emissionsminderung mehr oder weniger vom Stromsektor (bzw. den Stromsektoren einzelner EU-Länder) getragen und ineffizient verzerrt (Lehmann, 2010).

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob Effizienzverluste bzw. zusätzliche Kosten dadurch auf-gewogen werden, dass zu anderen begründbaren Zielen auf effiziente Weise beigetragen wird. Idealerweise sollten dabei die (Grenz-)Nutzen des Beitrags zu anderen Zielen die (Grenz-)Kosten der Regulierungsüberlagerung in der erstgenannten Zieldimension übersteigen (Böhrin-ger und Keller, 2011; Böhringer und Rosendahl, 2011). Bei der Interaktion von Emissionshan-del und der Förderung EE ist in dieser Hinsicht nur eine, auf die Internalisierung positiver Ex-ternalitäten gerichtete Förderung unproblematisch, die nicht sofort CO₂-mindernd eingesetzt wird bzw. direkt oder indirekt den Anlagenbetreibern zugutekommt, da die oben beschriebenen negativen Interaktionseffekte dann vermieden werden und die Wirkung als komplementär zum ETS anzusehen ist. Dies ist am ehesten bei Maßnahmen zur Förderung der Grundlagen- und gegebenenfalls auch angewandten Forschung und Entwicklung von EE der Fall. Ebenso be-gründbar könnten Maßnahmen zur Internalisierung von Lern-*Spill-over* bei den Herstellern von EE-Anlagen (also nicht den Betreibern dieser Anlagen) sein.

Der Beitrag zu anderen Zielen der Diffusionsförderung (z.B. Stärkung heimischer Anbieter, regionale Wertschöpfung, Versorgungssicherheit über das EEG etc.) stellt sich für Vertreter dieser ersten Annäherung i.d.R. gar nicht, da die derzeit existierenden unterschiedlichen natio-nalen Fördersysteme und die energieträgerspezifischen Ausbauziele bei EE für sich gesehen schon als überflüssig oder doch sehr problematisch angesehen werden, so dass sich auch eine Verortung im Suchraster (Kap. 1.3) erübrigt.⁵⁴ Folglich sind diese anderen Ziele, wenn sie be-gründbar auf Marktversagen beruhen, auch auf anderem Wege und über eigene Instrumente gemäß der sog. Tinbergen-Regel zu realisieren (Tinbergen, 1952). Instrumente, die zur Errei-chung mehrerer begründbarer Ziele beitragen, sollten dabei möglichst so eingesetzt werden, dass die Ziele so kongruent wie möglich zueinander sind.

Angesichts der kritischen Betrachtung der Ausbauziele für EE in Deutschland und ihrer Instru-mentierung durch das EEG rücken zusätzlich induzierte externe Kosten durch EE in den Vor-dergrund. Angesprochen sind damit u.a. externe Raumkosten und die schwache Stellung der

⁵⁴ Kritisiert wird in diesem Zusammenhang von einigen Autoren auch der in Deutschland forcierte Aus-stieg aus der Kernenergie (z.B. Sinn, 2008).

Raumordnung gegenüber den Ausbauanreizen des EEG oder die Folgen des EE-Ausbaus für die technische Versorgungssicherheit (weitergehend dazu auch Kap. 4.1.2.3.2).

4.1.2.2 Zweite Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext

Die erste Annäherung, die sich sehr kritisch mit den in Deutschland und Europa verfolgten Bemühungen zum Ausbau EE auseinandersetzt, ist nur bedingt anschlussfähig an den politischen Status-quo. So sind zum einen substanzielle Reformen im Emissionshandelssystem auf europäischer Ebene nur schwer zu realisieren. Das bestehende System induziert zugleich nur kurzfristig ausgerichtete CO₂-Minderung vorwiegend im Rahmen bekannter Technologien. Zum andern ist der umfassende und langfristig ausgerichtete Ausbau EE auf breiter Basis gerade in Deutschland, aber auch – wenn auch weniger langfristig - in etlichen anderen europäischen Ländern beschlossen worden. Er erscheint - wie auch immer er bewertet wird - nicht im Kern und nicht kurz- bis mittelfristig revidierbar und insofern politisch pfadabhängig. Eine zweite Annäherung aus neoklassischer Perspektive besteht daher darin, diese Ausbauentscheidungen als gegeben zu betrachten und föderalismustheoretische Überlegungen darüber zu treffen, wie und wo dieser Ausbau erfolgen sollte. Dabei wird im Sinne des globalen Klimaschutzes die Prämisse kritisiert, die Ausbauziele zu Gunsten EE unbedingt in Deutschland erfüllen zu müssen (so explizit acatech et al., 2015a; Helm, 2014). In den Vordergrund rückt die Frage, wie in diesem Zusammenhang bestimmte als legitim angesehene Ziele möglichst effizient erreicht werden können. Zu solchen Zielen gehört – neben dem Klimaschutz – vor allem die Versorgungssicherheit, die Wirtschaftlichkeit sowie die Realisierung von Wettbewerb in einem gemeinsamen EU-Binnenmarkt. Ebenso wird aber weiterhin die Stärkung des klimapolitischen Leitinstrumentes Emissionshandel gefordert. Die (übergangsweise) Förderung EE stellt dazu keine Alternative dar, sondern sollte mit dem Emissionshandel im Sinne höherer Kosteneffizienz besser verzahnt und schrittweise abgebaut werden.⁵⁵ Unter gegebenen politischen Ausbauzielen in der EU werden insofern gewisse (statische) Effizienzverluste im Zusammenwirken mit dem Emissionshandelssystem hingenommen.

4.1.2.2.1 Vorzüge eines europaweit koordinierten Ausbaus Erneuerbarer Energien

Weite Teile der neoklassisch inspirierten Literatur betonen vor diesem Hintergrund die Vorzüge eines an Wettbewerb und Kosteneffizienz orientierten Ausbaus EE (Monopolkommission, 2013; Newberry et al., 2015). So bietet ein EU Binnenmarkt für leitungsgebundene Energie die Möglichkeit, das Marktgebiet zu vergrößern und den Wettbewerb unter Produzenten zu erhöhen. Davon wird eine Erhöhung der Wohlfahrt für die Konsumenten in Form niedrigerer Preise bzw. größere Anbietervielfalt erwartet. Ebenso können unabhängig voneinander auftretende oder negativ korrelierte Preisschocks ggf. besser absorbiert werden. Dementsprechend gelte es beste-

⁵⁵ Ob bzw. wie schnell der Emissionshandel letztlich ohne ein Fördererregime den Ausbau EE befördert, ist allerdings auch ambivalent. Hirth (2013) zeigt, dass hohe Zertifikatspreise Grundlasttechnologien wie die Atomenergie oder die Kohlenstoffspeicherung zu Lasten EE attraktiver macht.

hende Hemmnisse bei der Realisierung größerer Marktgebiete und häufiger Markttransaktionen abzubauen.

Von wesentlicher Bedeutung ist dafür die Realisierung eines wirklich integrierten physischen Netzes mit seinen spezifischen Charakteristika (Kap. 2.3.3, 2.4).⁵⁶ Die zunehmende technische Standardisierung, physische Verknüpfung und der Ausbau von Stromübertragungsnetzen in Europa trägt hierbei zu Kosteneinsparungen angesichts der unterschiedlichen meteorologischen und topographischen Verhältnisse und damit dem unterschiedlich strukturierten Energieangebot und Erzeugungspotenzialen in den Mitgliedstaaten bei. So lassen sich auf diesem Wege insbesondere die eingangs (Kap. 4.1.1) erwähnten Verbundvorteile realisieren. Die „zentrale“ Bereitstellung verschiedener Energie-Outputs über eine Netzinfrastruktur ist c.p. also billiger als die dezentrale Bereitstellung jedes Energie-Outputs „vor Ort“. Eine letztlich EU-weite Koordination des Ausbaus - mit Schwerpunkt bei der Windenergie in Nordeuropa und Solarenergie in Südeuropa - würde perspektivisch zu einer effizienteren räumlichen Allokation hinsichtlich betriebswirtschaftlicher Erzeugungskosten für Strom aus EE führen (Feld et al., 2014). Eine derartige Spezialisierung führt also dazu, dass EE Kapazitäten künftig dort entstehen, wo die europaweit günstigsten Standortbedingungen herrschen. Die Errichtung eines gleichstrombetriebenen Höchstspannungsnetzes (sog. Supergrid) und damit massive Netzinvestitionen kämen diesem Anliegen am weitesten entgegen (acatech et al., 2015a). So müsste z.B. nach der Modellierung von Schmid und Knopf (2015) die Kapazität des europäischen Übertragungsnetzes um den Faktor 3 bis 5 bis 2050 erhöht werden, um entsprechende ökonomische Vorteile realisieren zu können (sei es im Sinne einer stärkeren Nutzung der Windenergie in Nordeuropa und/oder der Fotovoltaik in Südeuropa).

Ebenso führt ein weiträumig (europaweit) koordiniertes Vorgehen beim Übertragungsnetzausbau zu Kosteneinsparungen, indem Ausgleichs- oder Glättungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern über einen großen geographischen Raum und ein größeres gemeinsames Marktgebiet genutzt werden können (Mc Kenna et al., 2015; vgl. auch Kap. 2.3.2 zu Ausgleichskosten). Nach Schmid und Knopf (2015) sinken die gesamten sog. Systemkosten in der Periode 2010 bis 2050 durch Netzausbau um 3,5% gegenüber einem Szenario ohne Netzausbau (zu höheren geschätzten Kosteneinsparungen vgl. Hagspiel et al., 2014). Es müssen also durch Netzausbau und Handel weniger EE-Erzeugungskapazitäten und Reserven bzw. Speicher vorgehalten werden. Ebenso kann Lastschwankungen und Instabilitäten im Netz durch den zunehmenden Einsatz EE auf diese Weise besser begegnet werden. So ist die zeitgleiche residuale Höchstlast bereits jetzt um 10 GW (und 2025 vermutlich um 20 GW) niedriger als die Summe der nationalen Höchstlasten im von Deutschland mit seinen europäischen Nachbarn genutzten Marktgebiet. Neben einer Reduzierung der Residuallast stehen größere, z.T. nur in bestimmten Regionen verfügbare Flexibilitätspotenziale (z.B. norwegische Pumpspeicher) zur Verfügung, wenn nationale Strommärkte miteinander verbunden sind (BMW, 2015). Schaber (2013) zeigt zum Beispiel modellhaft, dass über die Realisierung eines europäischen Supergrid als (räumliche) Flexi-

⁵⁶ Kritisch werden demgegenüber die kommunalpolitischen Ansätze gesehen, Größenvorteile im Stromnetz im Rahmen von Rekommunalisierungen rückgängig zu machen oder allgemein das Verbundsystem zu schwächen (dazu die Diskussion in Kap. 4.2.2.2.2).

bilitätsoption der mögliche Anteil variabler EE von 60% auf mehr als 85% erhöht werden kann. Zugleich steigt insbesondere für die Windenergie der Kapazitätskredit von weniger als 5% auf mehr als 10%.

Eng damit verbunden ist wiederum die Möglichkeit, die technische Versorgungssicherheit kostengünstiger zu gewährleisten (BMW, 2015). Die Wahrscheinlichkeit ungeplanter Stromausfälle sinkt, wenn Angebot und Nachfrage in einem größeren Markt besser zusammenkommen können und der Ausfall einzelner Stromleitungen kompensiert werden kann. Nach Schaber (2013) kann über ein *Supergrid* etwa die Vorhaltung von Kapazität zur Sicherung der Systemstabilität von 100% der Höchstlast auf weniger als 60% reduziert werden. Die gesamten Stromerzeugungskosten können also durch das geringere Ausmaß notwendiger variabler EE und das geringere Ausmaß komplementärer Kapazitäten reduziert werden. Dabei überschreiten die hierdurch erzielten Einsparungen die Kosten des Netzes in etwa um den Faktor drei.

Die Ausgleichseffekte des Netzausbaus mildern nach Schaber (2013) gleichzeitig den Einfluss der fluktuierenden EE auf die Strompreise (ähnlich Schmid und Knopf, 2015). Während ohne Netzausbau der berechnete, mittlere Strompreis aufgrund der prognostizierten Wind- und Solarkapazitäten um 5 €/MWh bis 2020 sinkt, ist er mit Netzausbau nur um 3 €/MWh niedriger. Durch den höheren und auch weniger fluktuierenden Strompreis sowie die höheren Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke, steigt der Marktwert und Umsatz für die Mehrheit der – ansonsten stärker staatlicher Förderung bedürftiger – erneuerbaren und konventionellen Stromerzeuger. Der in Kapitel 2.3.1 beschriebene Nutzungseffekt ist weniger stark. Indem die Lücke zwischen Stromerzeugungskosten und Strompreisen verringert wird, sinkt damit ebenso die Notwendigkeit der Einführung von (weiteren) Kapazitätsmechanismen. Tendenziell verbessert wird auch die politische Versorgungssicherheit, indem Risiken bei der Beschaffung und Nutzbarmachung von Energieträgern diversifiziert werden (EEAG, 2015; Helm, 2014).⁵⁷

Im Sinne des Suchrasters aus Kapitel 1.3 wird also in dieser Literatur ein „mehr an Koordination“ beim Ausbau der für EE förderlichen Übertragungsnetzinfrastruktur und eine verstärkte Zusammenarbeit bei der Kopplung nationaler bzw. regionaler Märkte gefordert. So sieht etwa acatech et al. (2015a) die Möglichkeit der umfangreicheren Nutzung von Kooperations- und Lastenteilungsmechanismen, insbesondere bei der Verwendung der Einnahmen aus dem Emissionshandel, der Realisierung gemeinsamer EE-Projekte im Sinne der EE-Richtlinie und gemeinsamen Netzausbauprojekten. Dies könnte eine Vorstufe für eine stärkere Zentralisierung

⁵⁷ Eine Versicherung gegen große Strompreisschocks besteht außerdem dann, wenn die nationalen Angebots- und Nachfragerisiken entweder unabhängig voneinander sind oder negativ korreliert sind.

der Entscheidungsbefugnisse auf EU-Ebene sein.⁵⁸ Letztere könnte verhindern, dass im liberalisierten Strommarkt insbesondere diskriminierendes und wettbewerbsschädliches Verhalten der Marktakteure zunimmt (z.B. durch strategisches Verhalten der Netzbetreiber, regional unterschiedliche bürokratische Hemmnisse und Netzstandards oder regulatorische Unsicherheit bei einer Vielzahl von regionalen Regulierungseinheiten) (Trillas, 2010; skeptischer zur Zentralisierung Schmid und Knopf, 2015).

4.1.2.2.2 Umgestaltung der verschiedenen nationalen Förderregime

Als unabdingbar für die Realisierung von mehr Wettbewerb und Kosteneffizienz wird die Umgestaltung der verschiedenen nationalen Förderregime zu Gunsten EE angesehen. Die Verschiedenartigkeit der Fördersysteme bei Zielen und Instrumenten ist für sich gesehen schwer steuer- und koordinierbar (Bardt, 2012). Zudem wird selbst bei einheitlichen Förderinstrumenten die Kosteneffizienz unterminiert, wenn sich das Niveau der Förderung und letztlich die Strompreise für die Konsumenten – wie derzeit in der EU – zwischen den Mitgliedsstaaten unterscheiden (EEAG, 2015). Der Status-quo steht außerdem in einem offensichtlichen Zielkonflikt mit einem diskriminierungsfreien Binnenmarkt: Die nationalen Förderungen beschränken sich im Wesentlichen auf Inländer und schließen Import- und Exportrelationen auf der Basis gleicher (preislicher) Wettbewerbsbedingungen aus. So werden derzeit Preisreaktionen durch uneinheitliche nationale Förderbedingungen im Ausland induziert, die wiederum dort Folgekosten nach sich ziehen (Kap. 2.2). Ebenso wird die durch Handel induzierbare Spezialisierung auf komparative Standortvorteile bei EE (und anderen Energieträgern) unterminiert (Menges und Pfaffenberger, 2015).

Gerade das deutsche EEG verzichtet bisher weitgehend auf Wettbewerb und ist nur wenig auf Kosteneffizienz ausgerichtet (vgl. auch Kap. 3.2.1.2.2): Im Hinblick auf EE sorgen die Anschluss- und Abnahmeverpflichtung des EEG sowie die zeitunabhängig und räumlich weitgehend undifferenzierten (und schwer staatlich differenzierbare) Vergütungssätze dafür, dass die Knappheit und damit der direkte ökonomische Wert von Strom sich nicht in den Strompreisen widerspiegelt (Löschel et al., 2015). Zwar gibt es derzeit Bemühungen die Marktintegration voranzutreiben; die Effizienzpotenziale bisheriger zusätzlicher Regelungen (Marktprämienmodell, Kombikraftwerksmodell) werden bislang allerdings kaum ausgeschöpft (Rave et al., 2013). In der zeitlichen Dimension kommt es damit etwa zu einer phasenweisen Überproduktion von Strom aus EE, die ihren Ausdruck in gesamtwirtschaftlich schädlichen negativen Strompreisen

⁵⁸ Speziell im Hinblick auf Kapazitätsmärkte vgl. Monopolkommission (2015) sowie weitergehend zu einer Verknüpfung von Kapazitäts- und Vergütungsmärkten in einem einheitlichen, langfristig vertraglich abgesicherten Auktionsmechanismus Helm (2014). Da einzelne Mitgliedsstaaten bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt haben, können zwischen den Mitgliedstaaten *Spill-over* Effekte entstehen, bei denen ein Land ohne Kompensation vom Kapazitätsmechanismus eines anderen Lands profitiert (über geringere Preise im EOM). Sollten Mitgliedsstaaten dennoch weitere Kapazitätsmechanismen einführen, entstehen potenziell Überkapazitäten und damit Zusatzkosten. Zu erwägen (aber rechtlich noch schwierig) ist daher eine Koordinierung der Kapazitätsplanung bzw. -niveaus durch die EU-Kommission. Nach Gawel et al. (2014b) müssten jedoch auch Präferenzen bzgl. möglicher Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt werden.

findet und entsprechende Folgekosten im Versorgungssystem induziert (von ca. 90 Mio. €). In der räumlichen Dimension führen undifferenzierte Regelungen für EE zu einer verzerrten Standortwahl und zu Netzengpässen und Spannungsschwankungen (Monopolkommission, 2015). Ebenso entstehen negative *Spill-over*-Effekte dadurch, dass insbesondere Windstrom über ausländische Stromnetze fließt bzw. diese belastet.

Von verschiedenen Autoren und Institutionen wird gefordert von Einspeisevergütungen (wie in Deutschland) auf ein System von Grünstromzertifikaten als mengenbasiertes Förderinstrument umzustellen (SVR, 2011; Monopolkommission, 2011; Frondel et al., 2012). Im Kern wird in einem solchen System den Energieversorgungsunternehmen zur Auflage gemacht, dass eine bestimmte Menge des von ihnen an die Letztverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt (Grünstromquote). Den Nachweis, dass sie diese Verpflichtung erfüllen, müssen sie durch Vorlage einer äquivalenten Menge von Zertifikaten erbringen, die sie von den Betreibern der Grünstrom-Anlagen erwerben. Letztere erhalten wiederum Zertifikate von den Netzbetreibern als Gegenleistung für den eingespeisten Strom aus EE. Auf dem Markt, auf dem diese Grünstromzertifikate periodenübergreifend gehandelt werden, bildet sich ein einheitlicher Preis, der im Prinzip dafür sorgt, dass die Grenzkosten der verschiedenen zum Einsatz kommenden erneuerbaren Energietechnologien übereinstimmen und somit anders als derzeit eine statisch kosteneffiziente Lösung erreicht wird. Investitionen in Erzeugungsanlagen werden folglich – neben bzw. im Zusammenwirken mit den oben genannten netzseitigen Anpassungen – in die jeweils nach Gestehungskosten kostengünstigste Technologie an den dafür geeigneten, d.h. betriebswirtschaftlich ertragreichen Standorten getätigt. Zugleich wird Wettbewerb zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energietechnologien, den Vermarktungsformen und indirekt den Standorten angeregt. Dabei sind prinzipiell Differenzierungen möglich, so dass z.B. besonders verbrauchsnahe Standorte mit einem höheren Zuteilungsfaktor für Grünstromzertifikate ausgestattet werden können (Haucap und Pagel 2014). Allerdings schränkt dies den Markt- und Wettbewerbsmechanismus zu Lasten kurzfristiger politischer oder interessengeleiteter Erwägungen ein und wird daher eher zurückhaltend beurteilt.⁵⁹

Die Produzenten von Strom aus EE hätten beim Quotenmodell zugleich einen starken Anreiz, sich bei der Einspeisung am aktuellen Marktpreis für Strom zu orientieren und selbst in die zur Systemintegration notwendigen Flexibilitätsoptionen zu investieren, um den besten Einspeisezeitpunkt unabhängig vom Produktionszeitpunkt wählen zu können. Die technologieneutrale und letztlich europaweite Ausrichtung sowie die erwartete bessere Steuerung und Prognostizierbarkeit des Zubaus würde schließlich noch eine relativ hohe Kompatibilität mit dem Emissionshandelssystem gewährleisten.

Der Übergang zu einem solchen Fördersystem könnte zunächst in einer technologie- und größenneutralen Ausgestaltung der Fördersätze im EEG für alle zukünftig zu installierenden Anlagen auf einem einheitlichen Niveau erfolgen (Harmonisierung der Mindestvergütungssätze). Altanlagen würden demgegenüber weiterhin über das EEG-Regime gefördert. In einem zweiten Schritt könnte dann der Umstieg auf eine marktbasierende Mengensteuerung in Form von

⁵⁹ Haucap und Pagel (2014) sehen eine Differenzierung nach Standorten am ehesten als sinnvoll an, wenn sich die Ausdifferenzierung an vermiedenen Netzausbaukosten orientiert.

Grünstromzertifikaten erfolgen. In einem dritten Schritt wäre eine sukzessive Harmonisierung ähnlicher nationaler Fördersysteme erforderlich, der dann einen grenzüberschreitenden Zertifikatehandel ermöglicht, um die oben erwähnten Kostenvorteile für die Bereitstellung EE innerhalb Europas nutzbar zu machen (Helm, 2014). Dabei sind diverse und national jeweils unterschiedliche Barrieren zu überwinden, im Netzzugang, in Genehmigungsverfahren, bei der Projektentwicklung u.a.m. (acatech et al., 2015a; Rave et al., 2013).

Im Sinne des Suchrasters wird damit für eine schrittweise Zentralisierung der Entscheidungsbefugnis mit (im Ergebnis) homogenen Policies geworben. Anstelle schwer miteinander vereinbar nationaler Ausbauziele für EE bietet sich lediglich ein EU-weites Ausbauziel an. Die heterogenen Potenziale für EE in den Mitgliedsstaaten führen dann im Sinne einer effizienten energiewirtschaftlichen Allokation von Erzeugungseinheiten zu unterschiedlichen EE-Anteilen in Europa. Nationale Präferenzen für den EE- Ausbau könnten höchstens durch die Vergabe unterschiedlicher Quoten im Quotensystem (also instrumentell) berücksichtigt werden (so acatech et al., 2015a).

Die bisherigen Vorschläge der Vertreter eines auf europäischer Ebene koordinierten Ausbaus EE basieren vor allem auf einem deutlich stärkeren Netzausbau, der wiederum – begleitet von einer Umgestaltung der verschiedenen nationalen Förderregime - Markttransaktionen ermöglichen soll. Allerdings werden ebenso Überlegungen angestellt, diesen Netzausbau möglichst kostenorientiert auszugestalten. Nachfolgend sollen zu diesen kostenoptimierten Ausgestaltungen (Engpassmanagement) einige Vorschläge aus der Literatur präsentiert werden. Dabei ist ein gewisses Spannungsfeld zu den vorrangig auf Netzausbau gerichteten Vorschlägen erkennbar. Eine zunehmend europäische Betrachtungsweise von bislang in vielerlei Hinsicht national geprägten Politiken und regulatorischen Vorgaben kann dieses Spannungsfeld jedoch nach Ansicht einiger Autoren abmildern (z.B. acatech et al., 2015a). So kann bereits mit einer Effektivierung des Emissionshandels nicht nur die Notwendigkeit separater EE-Fördermaßnahmen, sondern auch Geschwindigkeit und Ausmaß des Netzausbaus verringert werden.

4.1.2.2.3 Geographische Differenzierung von Strompreisen bzw. Netzentgelten

Neben dem EEG tragen auch die fixen, umlagefinanzierten Netzentgelte für erneuerbare und konventionelle Energieträger im Markt zu Netzengpässen bei (Kap. 3.2.1.2.1). Netznutzungsentgelte sind größtenteils unabhängig vom Standort der Einspeisung und dem Zeitpunkt der Nachfrage, so dass für die Kraftwerksbetreiber keine Preissignale über die Knappheit der Übertragungskapazitäten entstehen und Kapazitäten errichtet werden, ohne induzierte Netzengpässe zu berücksichtigen. Auch die Notwendigkeit und die Kosten von Netzausbau und anderen Maßnahmen des Engpassmanagements werden nicht über Knappheitspreise bzw. die Strompreise am Großhandelsmarkt vermittelt. Es erfolgt eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl (Feld et al., 2014). Engpässe und Netzüberlastungen treten jedoch heute schon auf und werden sich durch die Abschaltung der Kernkraftwerke vor allem in Süddeutschland verschärfen. Ihnen wird bisher mit mehr oder weniger kostenintensiven Zusatzmaßnahmen (preiszonenstabilisie-

rendes Redispatching, Reservekraftwerksvergütungen, Abregelungen auf Verteilnetzebene) begegnet, die nur übergangsweise oder in Abstimmung mit den europäischen Nachbarn sinnvoll erscheinen (z.B. als grenzüberschreitende Redispatching Mechanismen oder ggf. über länderübergreifende Ausschreibungen von Systemdienstleistungen auf Verteilernetzebene).

Aus neoklassischer Sicht werden daher Vorschläge gemacht, über eine geographische Differenzierung von Preisen bzw. Entgelten (d.h. Preisdiskriminierung) Anreize für eine effiziente Entscheidung über Kraftwerkstandorte und -laufzeiten und zugleich einen effizienteren Netzausbau zu generieren. Den Rahmen bildet dabei der bundesweit (mit Österreich) organisierte und mit anderen europäischen Märkten teilweise verkoppelte Strommarkt. Je weiter dieser Rahmen definiert wird, umso effizienter können dann diese Preissignale wirken.

Diskutiert werden insbesondere zwei Varianten: das Market Splitting und die Differenzierung von Netzentgelten.⁶⁰

Das Market Splitting sieht die Aufteilung des einheitlichen deutsch-österreichischen Marktgebietes in mehrere Preiszonen für den Fall vor, dass nicht genügend Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen bzw. Netzknoten vorhanden sind, Strom also räumlich (und oft auch zeitlich) ein heterogenes Gut ist (Löschel et al., 2015). In Form einer impliziten Auktion werden die Übertragungskapazitäten gemeinsam mit den Geboten für Strom bestimmt und Engpässe werden in - bei Kapazitätsbeschränkungen räumlich und zeitlich unterschiedlichen - Strompreisen abgebildet.

Ein regionaler Markt, der einen Beitrag zu einer ökonomisch effizienten Stromversorgung leistet, ist in diesem Sinne zum einen durch seine Fähigkeit gekennzeichnet, regional Angebot und Nachfrage bei Vorliegen eines strukturellen Netzengpasses auszugleichen. Die Preisunterschiede setzen dabei Investitionsanreize für die Energieversorgungsunternehmen bzw. Produzenten und führen ggf. auch zu gegenläufigen Anpassungen auf der Nachfrageseite. In einem Wettbewerb um günstige Kraftwerksstandorte würden sich die Preisunterschiede wiederum verringern. Kurzfristig können so zum Beispiel teure Gaskraftwerke, die bei einer einheitlichen Preiszone nicht wirtschaftlich sind, regional im Sinne der in Süddeutschland derzeit gefährdeten Versorgungssicherheit weiter betrieben werden. Langfristig entsteht ein Anreiz zur bedarfsgerechten räumlichen Allokation von Kraftwerken (oder auch Flexibilitätsoptionen). Zudem kann der Netzausbau über Preissignale effizienter gesteuert werden (auch ggf. über die Verwendung von Auktionseinnahmen).

Zum anderen zeichnen sich regionale Märkte dadurch aus, dass sie flexibel regionale Nachfrage und Angebot in den übergeordneten Energiemarkt integrieren, wenn kein Netzengpass vorliegt. Ohne Netzengpass gibt es aus neoklassischer Sichtweise gemäß dem Gesetz des einen Preises keinen Grund für regional unterschiedliche Preise. Regionale Märkte sollten demzufolge nicht

⁶⁰ Ein weitergehendes Problem auf europäischer Ebene ist die Tatsache, dass die Netzbepreisung innerhalb der EU-Länder unterschiedlich ausgestaltet ist. Dies betrifft insbesondere die Art der Bewertung von fixen und versunkenen Kosten in den Übertragungsnetzen (Helm, 2014). Preisdiskriminierung kann auch mit dem Ziel eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs im Binnenmarkt konfliktieren (Brunekreeft, 2015a).

„künstlich angelegt“ sein (z.B. auf der Basis vorhandener IuK-Technologie) (Trepper et al., 2013; Kap. 4.2.2.2.3).

Den Extremfall stellt dabei das *Nodal Pricing* dar, bei dem jeder Netzknoten im System eine eigene Gebotszone darstellt und die lokalen Preise sowohl den Wert der Erzeugung als auch die Kosten der Netznutzung (inkl. Transportverluste) widerspiegeln (Monopolkommission, 2013). Gegenüber dem bestehenden System mit Dispatch über den Strommarkt und Re-dispatch (bei Engpässen) über die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber käme es zu einer Zentralisierung des Dispatch, bei dem Entscheidungen bezüglich Stromerzeugung und Engpassmanagement abgestimmt über einen sog. unabhängigen Systembetreiber getroffen werden (Egerer et al., 2015). Nodale Preise haben damit eine Signalwirkung für die operative Steuerung der Erzeugungsanlagen und für die Verwendung der Transportkapazitäten. Z.B. steigen lokale Preise einerseits, wenn die Nachfrage steigt und diese wiederum Verluste über das Netz bzw. Stauphänomene mit sich bringt und andererseits mit steigender Entfernung von Angebotsknoten. Aufgrund der engen Vermaschung des europäischen Stromnetzes könnten nodale Preise sinnvollerweise nur europaweit implementiert werden (Trepper et al., 2013). Im Sinne des Suchrasters wäre dies eine Zentralisierung mit homogeneren Policies. Zentralität auf EU-Ebene könnte dabei insbesondere Austausch- und Transitflüsse besser berücksichtigen. Neuhoff (2011) zeigt z.B. über Simulation für Europa und gestützt auf Erfahrungen aus den USA, dass die Übertragungsleistung dadurch um bis zu 30% besser genutzt und allein im Engpassmanagement ein bis zwei Milliarden Euro Kosten pro Jahr (vor allem Brennstoffkosten und Emissionsrechte) eingespart werden können.

Gegenüber dem bestehenden System käme *Nodal Pricing* allerdings einer weitreichenden Umgestaltung gleich (Implementation eines unabhängigen Systembetreibers, komplexe Lastflussmodellierung zur Preiskalkulation etc.). Neben Transitionskosten können sich vor allem Probleme durch die Volatilität der Preise und durch lokale Liquiditätsprobleme und Marktmachtbildung ergeben (Frontier Economics & Consentec, 2011). Fraglich ist auch, ob angesichts von Skaleneffekten beim Netzausbau die gesamten Netzkosten langfristig und hinreichend stark reduziert werden können. Damit würde der Zielkonflikt zwischen Netzausbau und Engpassmanagement bzw. zwischen Netzausbau und der räumlichen Ansiedelung von Erzeugungseinheiten nicht effizient sein (Brandstätter et al., 2011b; Trepper et al., 2013). Ebenso müsste von einem System fixer Einspeisevergütung abgewichen werden, damit die EE überhaupt Marktpreissignale erhalten.

Eine weniger starke Abweichung vom bisherigen System stellt eine Aufteilung der einheitlichen deutsch-österreichischen Preiszone in zwei oder wenige Zonen dar (*zonal pricing*). Hierbei wird bereits beim Day-Ahead-Handel und der vortäglichen Kraftwerkseinsatz-Planung die begrenzte Übertragungskapazität zwischen den Preiszonen im Dispatch berücksichtigt. Löscher et al. (2015) sehen darin einen Weg, der gut mit der Integration in die europäischen Strommärkte vereinbar ist und ohne grundlegende Umgestaltung des Großhandelsmarktes etabliert werden kann. Bettzüge (2014) betont zusätzlich die Notwendigkeit, Kraftwerksstandorte im Süden Deutschlands attraktiver zu machen und vor allem bei der Windenergie die erheblichen Renditen von Grundstückseignern im stark penetrierten Norden abzuschmelzen. Bucksteeg et al.

(2014) kommen zu dem Ergebnis, dass bei Aufteilung Deutschlands in zwei Zonen und verzögertem Netzausbau zumindest die Engpassmengen und der verbleibende Redispatch-Bedarf um bis zu 77% bzw. 57% sowie die Kosten um etwa 66% reduziert werden können.⁶¹ Egerer et al. (2015) oder auch vorerst die Monopolkommission (2015) sehen demgegenüber eine Unterteilung in eine nördliche und südliche Preiszone in Deutschland als wenig effektiv an, u.a. weil die Preisdifferenzierung gering wäre, Engpässe nicht hinreichend abgebildet würden (wegen paralleler Lastflüsse oder zoneninterner Netzengpässe) und Preiszonen nicht stabil wären, was wiederum erhebliche Transaktionskosten und Unsicherheit durch die Anpassung der Zoneneinteilung mit sich bringen kann. Schwierig ist auch die Bestimmung der Übertragungskapazität einer Zone, die dann am Spotmarkt (day-ahead) gehandelt wird. Je geringer die zonale Übertragungskapazität angesetzt ist, desto höher ist einerseits die Systemsicherheit, weil ein beschränktes Handelsvolumen zu einer geringeren Nutzung von sonst überlasteten Leitungen zwischen den Zonen führt. Andererseits verringert eine geringe zonale Übertragungskapazität die Liquidität zwischen beiden Preiszonen und kann somit zu ungenutzter Übertragungskapazität, aber auch zu lokaler oder regionaler Marktmachtbildung bzw. zu geringerem Wettbewerb auf den Endkundenmärkten führen (Frontier Economics und Consentec, 2008; kritisch im Hinblick auf die Akzeptanz auch BdEW, 2015; BMWi, 2015). Allerdings könnten diese Probleme auch abgemildert werden, wenn statt den nationalen Grenzen Market Splitting in weiter anzulehrenden Stromgroßhandelsmärkten mehrerer, eng integrierter europäischer Länder realisiert würde (acatech et al., 2015a).

Eine weitere Möglichkeit für die Erschließung räumlicher Effizienzpotenziale bietet auch die Ausdifferenzierung der Netzentgelte innerhalb von einzelnen Übertragungsnetzen (ggf. in Kombination mit einer zeitlichen Differenzierung zwischen Spitzenlast- und Schwachlastzeiten) (vgl. bereits Frontier Economics und Consentec, 2008). Die Monopolkommission (2013, 2015) schlägt zu diesem Zweck vor, die Stromerzeuger aufkommensneutral an Netzentgelten zu beteiligen, um die je nach Ortswahl unterschiedlichen Systemkosten bzw. -nutzen der Einspeisung zu berücksichtigen. Über eine sog. G-Komponente (für *generation*), die von der Bundesnetzagentur i.d.R. jährlich bezüglich Höhe und geographischer Differenzierung (Netzgebiet oder gar Netzknoten) regulatorisch festzulegen wäre,⁶² würden Erzeuger im verbrauchsnahe Gebieten mit hoher Nachfrage (Süd- und Westdeutschland) mit einer niedrigen Entgeltkomponente belegt bzw. Einspeiseprämien erhalten. In Gebieten mit hohem Angebot und niedriger Nachfrage würde entsprechend ein höherer Betrag fällig (Bonus-Malus-System). Folglich entstehen Anreize für neue Kraftwerkskapazitäten in Regionen mit hohem Verbrauch (verbrauchsnahe Erzeugung)

⁶¹ Sie unterstellen dabei vereinfacht eine feste zonale Übertragungskapazität.

⁶² Acatech et al. (2015a) sehen diese Aufgabe eher bei den Übertragungsnetzbetreibern. Frontier Economics und Consentec (2008) schlagen vor, dass die Tarife ex-ante von den Übertragungsnetzbetreibern z.B. im Rahmen der Investitionsbudgets nach AnreizregulierungsVO festgelegt, von der Regulierungsbehörde überprüft und periodisch angepasst werden. Die Bundesnetzagentur (2012) äußert sich skeptisch zu auslastungsabhängigen Netzentgelten, vor allem unter dem Gesichtspunkt des administrativen Aufwands und der Kundenakzeptanz. Das Argument der besseren Verursachergerechtigkeit wird jüngst aber mehr anerkannt, wobei die Frage nach Einspeiseentgelten „zu gegebener Zeit auch unter Berücksichtigung der Wettbewerbsposition deutscher Erzeuger im europäischen Strommarkt zu entscheiden [ist]“ (Bundesnetzagentur, 2015b).

und die Gefahr von Netzengpässen und netzseitigen Versorgungsrisiken wird verringert. Damit kann auch ein übermäßiger Netzausbau vermieden werden. Über die G- Komponente würden netzseitige externe Effekte der Standortwahl der Stromerzeugung also eingepreist. In ihrem neuen Gutachten geht die Monopolkommission (2015) allerdings auf der Basis von Grimm et al. (2015) davon aus, dass eine G-Komponente für konventionelle Kraftwerke nur begrenzte räumliche Lenkungseffekte hätte und den Netzausbaubedarf nur wenig reduzieren würde (u.a. wegen der geringen Produktionsanreize für Gaskraftwerke mit ihren geringen fixen und hohen variablen Kosten). Sie regt jedoch analog eine für die Einspeisung EE wirksame aufkommensneutrale netzbezogene Regionalkomponente an, die in ihrer Höhe zusätzlich durch Parameter ergänzt werden könnte, die die Belastung der Verteilnetze durch EE-Anlagen widerspiegeln.

Im Sinne des Suchrasters (Kap. 1.3) wird damit für diese Entgeltkomponente für eine zentralisierte Entscheidungsbefugnis durch die Bundesnetzagentur plädiert, die Heterogenität bei den Instrumenten vorsieht (Diversifikation). Die Erhebung differenzierter Netzentgelte über die Bundesnetzagentur ist dabei auch insofern zweckmäßig, da sie mit dem bundesweiten System der Anreizregulierung kompatibel sein sollte, das festlegt, welche Kostenkomponenten in die Erhebung der Netznutzungsentgelte eingehen dürfen. Regionale Lösungen dürften eher missbrauchsanfällig sein. Die Ermittlungen regional differenzierter Preise auf der Basis langfristiger Grenznutzen und Grenzkosten der Netzbelastung erfordert zudem Expertise und ein mehr oder weniger ausgeklügeltes methodisches Instrumentarium (Netzflussmodellierung etc.). Der Aufbau dieser Expertise ist mit Skaleneffekten verbunden, was für eine zentrale Lösung bei der Bundesnetzagentur spricht.

Haucap und Pagel (2014) sehen in der Netzentgeltdifferenzierung gegenüber dem Market Splitting ein höheres Maß an Planungssicherheit für Investoren in neue Kraftwerke, da bei letzterem die Kosten bzw. Kosteneinsparungen sich erst endogen am Markt über sich einstellende Preisdifferenzen ergeben. Zudem könnten bei der G-Komponente in Bau befindliche Kraftwerke, Stilllegungspläne und laufende Netzausbauvorhaben berücksichtigt sowie EE- Anlagen mit und ohne Direktvermarktungspflicht (d.h. auch die Eigenstromversorgung) erfasst werden. Allerdings bleibt die Entgeltfestlegung und -veränderung gerade in einem dynamischen Umfeld aufwendig und fehlerbehaftet. Kritisch wird auch die Interaktion mit anderen Kriterien für eine optimale (geeignete) Standortwahl gerade bei EE gesehen (Jahn, 2014).

Eine Alternative (oder auch Ergänzung) zur EE-Regionalkomponente sieht die Monopolkommission (2015) in einer durch die Übertragungsnetzbetreiber koordinierten Abregelung EE bei Negativpreisen (i.V.m. einer Berücksichtigung des Redispatch bei der Netzplanung). Schon durch eine Abregelung von lediglich 1,4 Prozent der Erzeugung aus EE-Anlagen in 7,14 Prozent der Zeit könnte der Netzausbau um mehr als die Hälfte reduziert und substantielle Wohlfahrtsgewinne vor allem durch geringere Netzkosten induziert werden (Grimm et al., 2015).⁶³ Die gezielte Abregelung hat dabei gegenüber der im EEG vorgesehenen allgemeinen Aussetzung der Förderung den Vorteil, dass Kraftwerke dort (und dann) ihre Produktion einstellen, wo

⁶³ Agora Energiewende (2015) nennt einen kostenoptimalen Abregelungsgrad von derzeit 2-3 % der Erzeugung.

sie das Netz bzw. System optimal entlasten.⁶⁴ Sinnvoll ist auch die Aussetzung oder zumindest starke Einschränkung der Förderung für abgeregelte Kraftwerke, da ansonsten die Umsätze von an der Direktvermarktung teilnehmenden Anlagen sogar noch steigen würden, da die Förderung im Falle einer Abschaltung nicht mehr mit negativen Marktpreisen verrechnet werden muss. Die ausbleibenden oder geringeren Förderzahlungen schaffen somit Anreize, bei der Standortwahl für neue Kraftwerke netzdienliche Regionen zu wählen, in denen eine Abschaltung weniger wahrscheinlich ist (Klinge Jacobsen und Schröder, 2012).

4.1.2.3 Dritte Annäherung: Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland

Die zweite Annäherung kann insofern als problematisch angesehen werden, wie die politisch gesetzten Ausbauziele in Deutschland als endogen betrachtet werden und die Zielerreichung in Deutschland angesichts gegenüber der europäischen Peripherie vergleichsweise ungünstiger Standortbedingungen für EE eher unwahrscheinlich ist. Eine dritte Annäherung, die sich im Grenzbereich von Neoklassik und institutionenökonomischen bzw. evolutorischen Ansätzen bewegt, sieht die deutschen Ausbauziele als gegeben an. Sie gibt auch Gründe an, warum diese oder zumindest EE-Politiken generell in einer zweitbesten (oder eher drittbesten) Welt mit multiplen Marktversagen und unvollständigen politischen Steuerungsmöglichkeiten derzeit gerechtfertigt werden können. Im folgenden wird diese dritte zunächst von der ersten und zweiten Annäherung abgegrenzt (Kap. 4.1.2.3.1), bevor auf föderalismustheoretische und räumliche Argumente beim Ausbau EE in Deutschland näher eingegangen wird (Kap. 4.1.2.3.2).

4.1.2.3.1 Abgrenzung von der ersten und zweiten Annäherung

Die dritte Annäherung lässt sich insbesondere von der ersten Annäherung abgrenzen, die stark auf den Emissionshandel und begleitende Forschungsförderung setzt. Dafür werden vor allem folgende Argumente angeführt (Lehmann und Gawel, 2013; Rave et al., 2013):

- Der faktisch realisierte europäische Emissionshandel hat entgegen der Hoffnungen vieler Umweltökonomien bislang nur einen partiellen Beitrag zum Abbau von Umwelt- bzw. Klimaexternalitäten geleistet (insbesondere gemessen an geschätzten marginalen Schadenskosten). Grund dafür sind vor allem politische Barrieren und Mängel im Design des Handelssystems. Es bestehen zunächst Zweifel daran, dass diese Barrieren hinreichend stark abgebaut werden können (z.B. angesichts des Widerstands osteuropäischer Länder oder bestimmter Sektoren gegen ein strikteres Emissionshandelssystem). Es bestehen aber auch Zweifel daran, dass bei Beseitigung von (einigen) Barrieren längerfristige bindende Emissionsminderungsziele (über zehn Jahre) politisch hinreichend glaubwürdig sind und auch unter Interesseneinfluss durchgehalten werden können. Politisch induzierte Unsicherheit verhindert jedoch klimafreundliche Investitionen, erst recht Investitionen in kapitalintensive bzw. derzeit noch nicht marktfähige EE.

⁶⁴ Hier bestehen allerdings Zweifel daran, ob die Übertragungsnetzbetreiber Anlagen netzdienlich abschalten können und zugleich Diskriminierungsfreiheit gewährleisten können (BdEW, 2014).

- Dem vom Emissionshandel ausgehenden Anreizen zur Einsparung von CO₂ stehen gleichzeitig Anreize zum Einsatz CO₂- und umweltintensiver Energieträger gegenüber, insbesondere in Form von in vielen Ländern gewährten Kohlesubventionen. Deren Rückführung bzw. Abschaffung erweist sich als politisch schwierig.
- Von dem Zusammenspiel von Emissionshandelssystem und einer relativ unspezifischen Forschungsförderung gehen kaum Ausbauimpulse zu Gunsten EE aus. Wissens-*Spill-over* sind zum einen im Energiesektor tendenziell größer als in anderen Sektoren. Zum andern ist die Förderung von Einsatz und Diffusion von EE weiterhin mit je nach Technologie unterschiedlichen Lernkurveneffekten verbunden. Diese sind wiederum eng mit Skaleneffekten und (auch politisch gestützten) Pfadabhängigkeiten im traditionellen Stromsektor verbunden. Aus dem Zusammenwirken dieser Barrieren resultiert ein sog. *carbon lock-in*. Es kann kaum durch einmalige oder kurzfristig orientierte Preisänderungen wie beim derzeitigen Emissionshandel, sondern nur längerfristig im Rahmen einer Änderung ganzer technologischer und institutioneller Systeme abgebaut werden (u.a. Änderungen bei Infrastruktur, Marktdesign etc.). Zu bedenken sind außerdem positive Rückkopplungen zwischen Technologie- und Marktentwicklung. So scheint eine alleinige FuE-Förderung nicht nur wegen des längeren Zeithorizonts, sondern auch deshalb problematisch, weil FuE selbst in hohem Maße unsicher ist bzw. nur mit geringer Wahrscheinlichkeit hohe Erträge abwerfen kann und insofern versagen kann (sog. "valley of death").
- Reine Energiemärkte sind durch einen potenziellen Mangel an zu erwartenden Erlösrückflüssen gekennzeichnet und können Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten und genügend Flexibilität gefährden (sog. *Missing-Money-Problem*). Das zugrunde liegende Marktversagen kann u.a. in dem Zusammenwirken von preislicher und regulatorischer Unsicherheit und in dem Zusammenfallen von Knappheitssituationen und Marktmachtsituationen auf dem Strommarkt gesehen werden. Das strukturelle *Missing-Money-Problem* stellt eine (zusätzliche) Barriere für den angestrebten Ausbau EE dar. Sie äußert sich darin, dass selbst dann, wenn die Stromgestehungskosten der EE dank der technologischen Entwicklung auf das Niveau der konventionellen Energien oder sogar darunter sinken, zu befürchten ist, dass sich EE nicht über den Stromgroßhandelsmarkt refinanzieren können (Kap. 2.3.1).

Im Zusammenspiel mit diesen Argumenten werden Ausbauziele zu Gunsten EE in Deutschland auch in Teilen der ökonomischen Literatur positiver beurteilt. Zum einen können in einer Situation hoher Unsicherheit aber zugleich immer dringlicherem technologie- und klimapolitischem Handeln (Anpassung von trägen Strukturen bzgl. Energieerzeugungstechnologien, Infrastruktur etc.) langfristige nationale Vorgaben Orientierung für Unternehmen bieten, wobei diese Orientierungen zugleich angesichts der Eigenarten des Energiesektors wichtiger sind als in anderen Wirtschaftsbereichen. Desweiteren können Wettbewerbsvorteile auf dem Weltmarkt entstehen, die wiederum nationalen Unternehmen zugute kommen (*early-mover-Vorteile*, Erfahrungsvorsprünge). Heimmarktmärkte, auf denen Produkte und Technologien zu einem früheren Zeitpunkt nachgefragt werden und sich später auch international durchsetzen, werden dabei als *Lead-Märkte* bezeichnet (Beise und Rennings, 2005). Dabei scheint es vor allem angesichts der

unterschiedlichen Ausgangsbedingungen in den Mitgliedsstaaten der EU (z.B. gewachsener Energieträgermix, meteorologische und naturräumliche Voraussetzungen) mehr Anreize zu geben, diese Vorgaben auf nationaler Ebene als auf EU-Ebene zu formulieren. Zugleich laufen gemeinsame Zielbildungsprozesse auf EU-Ebene häufig auf den kleinsten gemeinsamen Nenner hinaus (Pegels und Lütkenhorst, 2014). Folglich kann erwartet werden, dass durch nationale Vorgaben und Initiativen Impulse (*policy spill-over*) auf andere Länder entstehen, die EE-Politiken zu übernehmen, nachzuahmen und ggf. auch weiterzuentwickeln (Jacob et al., 2005; Busch und Jörgens, 2012). Tendenziell vorteilhaft wird daher eine Konvergenz von EE-Politiken über derartige *bottom-up*-Prozesse und dezentrale Koordination der einzelnen Förderprogramme (z.B. über statistische Transfers gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie) angesehen (Gawel et al., 2014b; Strunz et al., 2015a).⁶⁵

Dabei ist allerdings die Realisierung von *Lead*-Markt-Vorteilen anspruchsvoll sowie technologie- und kontextspezifisch. Zumindest im Rückblick zeigt sich etwa, dass der Ausbau der Windenergie in Deutschland in dieser Hinsicht erfolgreicher war als der Ausbau der Solarenergie (Pegels und Lütkenhorst, 2014). Zudem ändert dies nichts an der Notwendigkeit, die potenziellen *Lead*-Markt Vorteile im Zusammenhang mit der erforderlichen Reform des deutschen (bzw. europäischen) Fördersystems sowie mit der Ausgewogenheit zwischen Forschungs-, Technologie- und Diffusionsförderung sowie zwischen Diffusionsförderung und Formen des (unabdingbaren) *carbon pricing* zu betrachten.⁶⁶ Ebenso stellt sich die empirische Frage, inwiefern die *Spill-over* empfangenden Länder in der Lage oder willens sind, gemeinsame Wohlfahrtsgewinne zu realisieren. Rogge et al. (2015) legen nahe, dass der deutsche Policy-Mix für EE einen - wenn auch geringfügigen - indirekten Einfluss auf den Ausbau von Anlagen in anderen Ländern gehabt hat sowie damit indirekt die konsumsbasierten Emissionen Deutschlands reduziert hat. Wesentlich dabei ist, dass Investitionen in EE im heimischen Markt Kostensenkungen nach sich ziehen, die wiederum Investitionen in EE gerade in weniger einkommensstarken Ländern wie Deutschland erleichtern. Damit könnten globale Märkte für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien geschaffen und gestärkt werden.

Die geringeren Kosten des Klimaschutzes sowie weitere Co-Benefits (z.B. geringere Luftverschmutzung) in anderen Ländern - bei ansonsten fehlenden Klimaschutzpolitiken oder Klimapolitik auf dem kleinsten gemeinsamen Nenner - wären dann eine (von mehreren) Möglichkeit(en), gemeinsame ambitioniertere Klimapolitik, insbesondere den Beitritt zu einem zukünftigen weltweiten Klimaabkommen zu erleichtern.⁶⁷ Angesichts dieser länderübergreifenden Externalitäten ist daher die Förderung EE angebracht, solange langfristig mit einem globalen

⁶⁵ Im Sinne der Ansätze in Kapitel 4.1.2.2 sieht Bardt (2012) dagegen die Gefahr der Divergenz von Zielen in verschiedenen Regionen und Ländern angesichts der Komplexität und Vielfalt der Ziele. Zu dieser Diskussion aus politikwissenschaftlicher Sicht vgl. z.B. Ohlhorst (2015).

⁶⁶ Die Bedeutung von *Lead*-Märkten wird von politischer Seite stark betont (z.B. BMU und UBA, 2011). Aus ökonomischer Sicht ist allerdings zu bedenken, dass zum Beispiel Exporterfolge bei EE Technologien kein Wert an sich darstellen. Neben ihrer Fördererbedingtheit sind sie auch im Kontext der internationalen Arbeitsteilung sowie der mit Exporten verbundenen Umweltprobleme zu betrachten.

⁶⁷ Zu den weiteren Voraussetzungen und Möglichkeiten kooperativer Klimapolitik vgl. z.B. den Überblick in Buchholz und Heindl (2015).

Klimaabkommen bzw. Emissionshandelssystem zu rechnen ist (Edenhofer und Kalkuhl, 2009; Lechtenböhrer und Samadi, 2010). In einer Sequenz kann die Förderung EE dann in ein System der CO₂-Bepreisung übergehen und ohne Förderung bestehen, wobei vor allem die schrittweise Marktintegration EE und ein wirksamer CO₂-Preis Voraussetzungen dafür darstellen (Pahle, 2015).

Vor diesem Hintergrund ergeben sich dann auch andere Implikationen als in Kapitel 4.1.2.1 und 4.1.2.2 bezüglich der Wünschbarkeit von bestimmten Politikinteraktionen im europäischen Mehrebenensystem. In einem positiveren Licht erscheinen zunächst die Interaktionseffekte zwischen Emissionshandelssystem und nationalen Fördermaßnahmen zum Ausbau EE, wenn letztere bei der Festlegung einer CO₂-Obergrenze eingerechnet werden. Diese national unterschiedlichen Maßnahmen und ihre Wirkungen müssen bei der Festlegung der CO₂-Obergrenze korrekt und EU-einheitlich antizipiert oder im Rahmen des sog. Banking sowie der Fortschreibung der Emissionsminderungsziele glaubwürdig berücksichtigt werden (wohlwollend Ragwitz et al., 2014). Die gesamte Emissionsreduktion entspricht dann im Durchschnitt der Summe der durch den ETS und der im Idealfall korrekt durch andere Maßnahmen antizipierten Emissionsreduktion. Trotz der in Kapitel 4.1.2.1 betonten statischen Effizienzverlusten wird hier daher unterstellt oder gar gefordert, dass aus politischen und technologischen Gründen die EE-Fördermaßnahmen und Ziele notwendig sind, um zukünftig den Emissionshandel effektiver zu machen und insbesondere die notwendige Verschärfung der CO₂-Obergrenze auf politisch akzeptable Weise zu realisieren (Matthes, 2010; Lehmann und Gawel, 2013; OECD, 2011). In Abwesenheit langfristiger und bindender Emissionsminderungsziele könnten Fördermaßnahmen – inkl. nicht direkt und kurzfristig emissionsmindernde Fördermaßnahmen – zumindest die Interessenkoalitionen und Industriestrukturen so zu Gunsten der Fürsprecher EE verändern, dass Anpassungen der Obergrenze und der Treibhausgasreduzierungsziele politisch leichter zu implementieren sind (Jarke und Perino, 2014). Gegenüber einer Situation, die die Wirkung dieser Maßnahmen bei der Festlegung der Obergrenze gar nicht berücksichtigt und sie niedrigerer ansetzt, ist dieses Zusammenwirken der Instrumente ökologisch effektiver. Angesichts dieser positiveren Beurteilung der Interaktionseffekte lässt sich folglich auch diskutieren, welche Bruttonutzenwirkungen die grundsätzlich sinnvolle Förderung EE erbringt. Zentral erscheinen hierbei die vermiedenen Umweltschäden durch verminderte Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Unter Berücksichtigung der Teil-Internalisierung durch den Emissionshandel und unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Werts für die Schadenskosten errechnen ISI et al. (2015) hier einen Wert von rund 9 Mrd. € im Stromsektor im Jahre 2014, der auf den Ausbau EE in Deutschland zurückzuführen ist. Dabei spielen die verringerten Emissionen von Luftschadstoffen, die auch anderweitiger Regulierung unterliegen, nur einen geringen Stellenwert. Die Reduktion von Emissionen hängt allerdings nicht nur von der durch EE produzierten Energie ab, sondern auch davon, inwiefern sie den – derzeit oft noch nötigen – Einsatz konventioneller Energieträger ersetzen bzw. reduzieren können. Gerade hier ist davon auszugehen, dass dies stark vom Ort der Erzeugung abhängt (Siler-Evans et al., 2013 mit Analysen für die USA). Standorte mit günstigen wetterseitigen Bedingungen für EE sind damit nicht unbedingt Standorte, die (nicht internalisierte) Umweltschäden aus konventionellen Kraftwerken besonders gut

verringern können. Die Verringerung dieser Umweltschäden wäre etwa c.p. (d.h. vor allem ohne Berücksichtigung der Netzseite) besonders hoch, wenn EE Strom aus Braunkohle ersetzen können.

Neben dem indirekten Abbau von umwelt- und klimapolitischen Marktversagen ist zu fragen, ob der Ausbau auch zur Abmilderung anderer Marktmängel bzw. Barrieren national und regional beiträgt bzw. beitragen sollte (vgl. vor allem Kap. 4.1.2.3.2.2).

Anders als in Kapitel 4.1.2.2 wird schließlich auch der Übergang zu einem EU-weiten Quotensystem als auf absehbare Zeit nicht realistisch und wünschenswert angesehen. Nicht realistisch erscheint es vor dem Hintergrund, dass die Mehrzahl der EU-Mitgliedstaaten Einspeisevergütung bzw. Mischungen aus Einspeisevergütung und Marktprämien implementiert haben und einige Quotensysteme sich in der Vergangenheit als nicht effektiv erwiesen haben. Zudem hängt die Wirksamkeit eines EU-weiten Quotenhandels - wie schon angedeutet - vom Abbau anderer Barrieren (Netzausbau, Angleichung von Genehmigungsverfahren etc.) ab. Auch aus politökonomischen Gründen scheint ein grundlegender Wechsel zu einem einheitlichen Quotensystem wenig wahrscheinlich (Strunz et al., 2015b): So dienen die ausgefeilten Förderregime der EU-Mitgliedstaaten dazu, heterogenen Interessen bei Politikformulierung und -umsetzung gerecht zu werden. Das Interessengleichgewicht und die damit verbundenen Verteilungsimplicationen wären bei dem Umstieg zu einem Quotensystem infrage gestellt.

Nicht wünschenswert erscheint den Skeptikern ein einheitliches Quotensystem schließlich, weil die i.d.R. ins Feld geführte Technologieneutralität des Quotensystems die Technologievielfalt in Deutschland reduziert und vor allem mit dem Ausbau der Onshore-Windenergie einhergehen würde (Diekmann et al., 2012a). Die mittel- bis langfristigen Ausbauziele würden angesichts beschränkter Erzeugungspotenziale und/oder ungünstiger Erzeugungseigenschaften (z.B. externe Kosten durch Sichtbeeinträchtigungen, Gefährdung des Artenschutzes etc.) vermutlich verfehlt oder müssten teuer erkaufte werden. Zudem kann mit der Fokussierung auf heute günstige Technologien auch eine Stärkung der Dominanz großer und potenziell marktmächtiger Stromerzeuger oder auch ein technologisches Lock-in verbunden sein, der wiederum die langfristige Zielerreichung bis 2050 erschwert. Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit wird schließlich darauf verwiesen, dass die Nutzung mehrerer, wetterseitig in den Einspeiseprofilen nicht perfekt korrelierter EE (insbesondere Sonne und Wind) vorteilhaft für die Gewährleistung von Netzstabilität ist (Gawel, 2013). Betont werden schließlich auch ungünstige Verteilungsimplicationen des Quotensystems (Mitnahmeeffekte) (Diekmann et al., 2012a).

4.1.2.3.2 Föderalismustheoretische Erwägungen und Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland

Unter dem Blickwinkel der ökonomischen Theorie des Föderalismus werden drei Argumente diskutiert, die dazu beitragen könnten, EE zu stärken bzw. besser in das deutsche Versorgungssystem zu integrieren (Gawel et al., 2014b; Creutzig et al., 2014):

- die Berücksichtigung heterogener Präferenzen gegenüber dem komplexen Gut Strom aus EE sowie im Hinblick auf andere Energieträger (letzteres vor allem zwischen den EU-Mitgliedsstaaten);
- die Realisierung bestimmter begleitender Nutzeneffekte (oder der Umgang mit Kosteneffekten) im Zuge des Ausbaus EE auf der Ebene, auf der diese Effekte anfallen und
- die Realisierung der Innovationsvorteile des Labor- bzw. *Bottom-up*-Föderalismus angesichts regulatorischer und politischer Unsicherheit.

Das erste Argument geht dabei auf die Präferenzen der Bevölkerung im Hinblick auf Attribute des Gutes Strom aus EE ein, während die beiden letztgenannten Argumente stärker von Präferenzen abstrahieren und Interaktionen zwischen den föderalen Ebenen aufgreifen. Bei allen Argumenten verbleibt jedoch eine gewisse normative Ambivalenz in den Empfehlungen der Literatur. Bei allen Argumenten finden sich auch verschiedene Empfehlungen zur schrittweisen Weiterentwicklung des in Deutschland so zentralen EEG-Förderregimes. Dabei finden sich auch Überlegungen unter dem Dach europäischer Zielvorgaben perspektivisch einen Konvergenz- und Annäherungsprozess nationaler Fördersysteme in Gang zu setzen (z.B. durch Verknüpfung von bestimmten Elementen der Fördersysteme; Strunz et al., 2015a). Hinzu kommen weitere Empfehlungen mit Implikationen für die räumliche Steuerung des Ausbaus EE. Sie beziehen sich auf Flexibilitäts- und Kapazitätsmechanismen (Kap. 4.1.2.3.2.4).

4.1.2.3.2.1 Heterogene Präferenzen

Prinzipiell lässt sich argumentieren, dass lokales (regionales, nationales) Handeln im Sinne des Klimaschutzes vorteilhaft sein kann, wenn die Klimaschutzpräferenzen von anderen Regionen (Ländern) abweichen (Mc Kenna et al., 2015). Ein präferenzgerechter Ausbau EE erweist sich allerdings aus mehreren Gründen als schwierig. Zunächst liegt das an den Charakteristika von Strom und EE (Kap. 2). So fallen relevante Externalitäten auf lokaler Ebene an (z.B. Sichtbeeinträchtigungen durch Netzausbau und Windkraftanlagen), aber auch auf nationaler und europäischer Ebene (z.B. Netzstabilität). Außerdem sind die Präferenzen schwer abzubilden: Sie betreffen ein komplexes Gut wie Strom aus EE mit einem Bündel an Attributen (Technologie, regionale Herkunft, Preis, Infrastrukturbedingungen etc.), über die der Verbraucher oft nur ein laienhaftes Verständnis hat. Zudem scheinen Einstellungen und Präferenzen relativ volatil und beeinflussbar zu sein (Schubert et al., 2015).

Daneben gibt es nur relativ wenig empirische Evidenz über die Verteilung dieser Präferenzen, vor allem über die Verteilung innerhalb Deutschlands gegenüber der Verteilung innerhalb der EU. Gawel et al. (2014b) gehen von größeren Unterschieden zwischen den EU-Mitgliedstaaten aus und legen nahe, dass wegen Unterschieden bezüglich des Attributs Stromerzeugungstechnologie EE-Politiken im Sinne des Suchrasters in Kapitel 1.3 dezentraler bzw. heterogener ausgestaltet sein sollten als dies bei einer technologieutralen gesamteuropäischen Optimierung (Kap. 4.1.2.2) der Fall wäre. Sie zitieren hier indirekte Evidenz (European Commission, 2007): So zeigt eine EU-weite Befragung, dass zwar über die Mitgliedstaaten hinweg die Zustimmung

zum Einsatz von Wind- und Sonnenenergie relativ hoch ist und die Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten nicht sehr ausgeprägt sind.⁶⁸ Die Unterschiede sind allerdings ausgeprägter im Hinblick auf den Einsatz fossiler und nuklearer Energieträger und die Bedeutung von Umwelt- und Klimaschutz gegenüber anderen energiepolitischen Zielen. So werden die mit der Kernenergie verbundenen Risiken in den Ländern geringer gewichtet, die stark auf Kernenergie angewiesen sind, und unterscheiden sich deutlich: zwischen 41% Befürwortern in Schweden und 5% in Österreich. Bezüglich der Wichtigkeit des Ziels Umwelt- und Klimaschutz sind einige Länder deutlich über dem EU-25 Durchschnitt (Dänemark, Frankreich, Schweden, Großbritannien), andere dagegen deutlich darunter (vor allem osteuropäische Länder). Neben diesen deskriptiven Ergebnissen haben zudem Welsch und Biermann (2014) jüngst ökonometrisch gezeigt, dass die subjektive Lebenszufriedenheit systematisch und signifikant je nach Unterschieden im Anteil der Energieträger im Strom-Mix der Mitgliedstaaten variiert. Dabei ist ein größerer Anteil von Solar- und Windstrom gegenüber Atomstrom und Strom aus Kohle und Öl mit einer höheren Lebenszufriedenheit verbunden, und zwar erst recht nach dem Reaktorunfall von Fukushima. Dies gilt offensichtlich selbst dann, wenn die höheren, mit EE verbundenen Strompreise berücksichtigt werden, da von den Befragten die mit fossilen und nuklearen Energieträgern verbundenen Umwelt- und Sicherheitsprobleme stärker ins Gewicht fallen. Vor diesem Hintergrund könnte ein zentralisiertes Quotensystem auf EU-Ebene, das marktendogen zu Lasten eines substantiellen Ausbaus in einzelnen Mitgliedsstaaten geht, den Vorstellungen der dortigen Bürger entgegenstehen, also erhebliche Präferenzkosten induzieren.⁶⁹

Dabei stützen auch Studien für Deutschland - allerdings unter Verweis auf methodische Probleme - die Aussage, dass die Mehrheit der Bevölkerung eine deutliche Veränderung des Energiesystems im Sinne höherer Anteile EE befürworten, und zwar selbst dann, wenn damit Mehrkosten verbunden sind (Schubert et al., 2015; Kaenzig et al., 2013; skeptischer Andor et al., 2014). Dabei scheint eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft von maximal etwa 20% der derzeitigen Ausgaben für Strom akzeptabel. Die Präferenzen für einzelne EE-Technologien unterscheiden sich wiederum relativ deutlich (TU Berlin et al., 2015): Zusätzlicher Solarstrom wird gegenüber zusätzlichem Windstrom und letzterer gegenüber zusätzlichem Strom aus Biomasse bevorzugt. Damit zeigt sich ein Spannungsverhältnis zu einem auf Kosteneffizienz ausgerichteten Ansatz (z.B. über ein EU-weites Quotensystem), das i.d.R. Technologieneutralität verlangt. So würde unter diesen Bedingungen insbesondere die Fotovoltaik in Deutschland deutlich weniger oder gar nicht mehr ausgebaut. Zusätzlich beeinflusst auch die spezifische räumliche Verteilung einzelner EE (insbesondere von Windkraftanlagen) die Heterogenität der Präferenzen (im Überblick Knapp und Ladenburg, 2015).

Ein präferenzgerechter Ausbau EE, der heterogene Policies oder gar eine Dezentralisierung der Entscheidungskompetenzen bei der Förderung EE zulässt, bleibt jedoch ambivalent. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Bürger letztlich selbst über das Ausmaß der Förderung entscheiden sollen, möglicherweise aber auch schon bei einer stärkeren Regionalisierung der Förderung.

⁶⁸ Diese Unterschiede sind allerdings bei der Biomasse und der Wasserkraft stärker.

⁶⁹ Zusätzlich klärungsbedürftig ist allerdings in einem solchen auf Lebenszufriedenheit abstellenden Untersuchungsrahmen u.a., ob die Herkunft des Stroms für die Präferenzen eine Rolle spielt.

Einerseits belegen erste Studien in Deutschland, dass ein regionaler Bezug bei der Vermarktung von EE-Stromprodukten oder der Anbieterwahl bevorzugt wird. Kaenzig et al. (2013) finden im Rahmen eines diskreten Entscheidungsmodells eine deutliche Präferenz von Verbrauchern von in Deutschland oder in der Region erzeugtem Strom gegenüber Strom, der im Ausland erzeugt wurde, und legen nahe, dass Verbraucher dies mit einem höheren Maß an Versorgungssicherheit assoziieren. Sie legen auch nahe, dass ein höherer EE-Anteil (sog. *green default*) und damit indirekt ein deutsches Ausbauziel oder auch eine Ausbaustrategie eines Stadtwerks in öffentlicher Hand eine legitime Basis hat. Mattes (2012) ermittelt mit einer ähnlichen Methodik eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Strom von einem regional verankerten Stromanbieter (als sog. Quasi-Label) gegenüber einem überregionalen Anbieter von 3,41 ct/kWh. Sagebiel et al. (2014) ermitteln sogar einen Wert von 3,72 ct/kWh für einen regionalen Anbieter. Rommel et al. (2015) zeigen in einer ähnlichen Untersuchung, dass Konsumenten nicht nur eine höhere Zahlungsbereitschaft für EE gegenüber konventionellen Energieträgern haben, sondern dass diese Zahlungsbereitschaft sogar etwa doppelt so hoch ausfällt, wenn Sie von einem kommunalen Stadt- oder Gemeindewerk oder einer - typischerweise regional verwurzelten - Genossenschaft angeboten wird. Nach Bettinger und Holstenkamp (2015) geht es dabei - auch angesichts des komplexen Regulierungsrahmens - immer mehr um die Glaubwürdigkeit eines Unternehmens bzw. Anbieters und weniger um das regionale Produkt selbst.

Andererseits haben empirische Studien ergeben, dass sich die individuelle Zahlungsbereitschaft für EE generell und/oder für regionale Attribute verflüchtigt, wenn der Eindruck entsteht, dass die Finanzierung von ansonsten nicht wettbewerbsfähigen EE nicht kollektiv verbindlich geregelt ist und von allen Nutznießern getragen wird. Menges und Traub (2008) zeigen in einem anreizkompatiblen Experiment, dass die Zahlungsbereitschaft für Ökostrom um rd. 3ct/kWh höher ist, wenn die Finanzierung kollektiv vor Trittbrettfahrern abgesichert ist und nicht nur auf individuellem Kaufverhalten und dem damit verbundenen intrinsischen Nutzen des Käufers basiert. Dabei zeigt sich ein nicht-linearer Zusammenhang zwischen individueller Zahlungsbereitschaft und subjektiv wahrgenommenen Anteil des Strompreises, der für die Ökostromförderung verwendet wird: Unterhalb eines bestimmten - konkret nicht genau zu bestimmenden - Schwellenwerts der prozentualen Strompreisbelastung geht eine steigende Belastung mit zunehmender Zahlungsbereitschaft einher (sog. *crowding-in*), jenseits des Schwellenwerts sinkt sie wieder (sog. *crowding-out*). Folglich sind freiwillige (marktkonforme) Aktivitäten kein gutes Substitut für staatliche Aktivitäten beim Klimaschutz und die ermittelten Zahlungsbereitschaften (s.o.) schlagen sich nicht notwendigerweise in einem Wechsel zu einem regionalen bzw. lokalen Anbieter wider. Menges und Beyer (2015) sprechen von einer Skepsis der Bürger gegenüber dem Markt als Allokationsmechanismus und einer Präferenz für kollektiv verbindliche und kollektiv finanzierte Regelungen für Umwelt- und Klimaschutz angesichts von sonst zu befürchtenden Trittbrettfahrerverhalten. Vor diesem Hintergrund scheint ein Förderregime wie das EEG sinnvoller zu sein als ein auf Freiwilligkeit und dezentral organisierten Ausbauimpulsen basierendes System. Kollektive Regelungen würden auch angesichts von Transaktionskos-

ten privater Übereinkünfte besser abschneiden (Springmann, 2005).⁷⁰ Zudem ist bei regionalen oder lokalen Fördersystemen mit schwerwiegenderen Verteilungskonflikten bzgl. der Anlastung der Förderkosten zu rechnen (Suck, 2008). Zumindest in einem rudimentären Sinn wird über ein nationales System also gewährleistet, dass die Nutznießer und Kostenträger einer staatlichen Maßnahme übereinstimmen.

Die Implikationen der empirischen Studien zu "Energiepräferenzen" auf die weitere Ausgestaltung des EE-Förderregime im Mehrebenensystem sind jedoch in der neoklassisch inspirierten Literatur uneinheitlich. Dies ist insofern nicht verwunderlich, da Präferenzen für bestimmte Energieträger oder -erzeugungsformen nicht isoliert betrachtet werden können. So kann bereits aus methodischen Gründen die Vielfalt der Kosten- und Nutzenimplikationen des Ausbaus EE in einzelnen Studien wohl nicht umfassend abgebildet werden.⁷¹ Aber auch ganz generell bestehen begrenzte Ressourcen zur Bedürfnisbefriedigung und zugleich eine Vielzahl von alternativen Gütern, die auch nachgefragt bzw. gewünscht werden (Opportunitätskosten).

Besonders relevant ist dabei die Tatsache, dass diese Abwägung nicht nur private Güter betrifft und insofern unproblematisch wäre. Vielmehr ist auch eine Abwägung bzgl. der Charakteristika von EE zu treffen, die öffentlichen-Güts-Charakter hat. Für diese Abwägung greift eigentlich, dass eingangs schon aufgeführte Prinzip der fiskalischen Äquivalenz i.w.S., wonach im Rahmen der Bereitstellung öffentlicher Güter die Begünstigten, die Betroffenen (d.h. die Zahler und Kostenträger) und die an der Bereitstellungsentscheidung Beteiligten übereinstimmen sollten (Olson, 1969; Thöni, 2005). Jenseits der generellen Entscheidung über das EEG ist diese Bedingung allerdings schon dadurch verletzt, dass es im Gegensatz zu steuerfinanzierten öffentlichen Gütern im EEG sehr unterschiedliche Begünstigte und von externen Kosten oder konkreten Standortentscheidungen Betroffene gibt. Im Hinblick auf CO₂-Vermeidung ist der Begünstigtenkreis z.B. sehr weit, während z.B. externe Raum- und Umweltkosten durch Windenergieanlagen lokale und regionale Betroffenheit erzeugen. Zugleich wird die EEG-Umlage undifferenziert auf alle Stromverbraucher überwältigt, unabhängig davon, ob bzw. in welchem Ausmaß sie den Ausbau EE und/oder den Klimaschutz befürworten. Damit kommt es durch das EEG-System zu einer partiellen Verdrängung (*crowding-out*) der Zahlungsbereitschaft für Ökostrom, so dass eine Art Entdeckungswettbewerb auf der Nachfrageseite zugunsten eines regional und dezentral differenzierten Ausbaus auf diesem Weg nicht angereizt wird. Hinzu kommt, dass das EEG einerseits den Eigenverbrauch oder den lokalen Direktverbrauch zu Lasten Dritter begünstigt, so dass bestimmte Strompreisbestandteile entfallen und so der Einsatz lokal erzeugter und tendenziell teurerer EE ermöglicht wird. Andererseits werden aber schon durch Einspeisetarife

⁷⁰ Auf Argumente, die gegen eine Regionalisierung der Förderung EE in Deutschland sprechen, wird auch im Zusammenhang mit Vorschlägen zur schrittweisen Reform des EEG einzugehen sein (Kap. 4.1.2.3.2.3).

⁷¹ So wäre es z.B. interessant zu wissen, welche Zahlungsbereitschaft Stromkunden dafür haben, dass im Rahmen der Lieferung ihres Stromprodukts Last- und Erzeugungsprofile von EE teilweise oder gänzlich regional und im Sinne der Versorgungssicherheit ausgeglichen werden. Zu dieser, dem Laien schwer zu vermittelnden Profilgleichheit gibt es jedoch keine Untersuchungen (Bettinger und Holstenkamp, 2015).

(und erst recht durch Direktvermarktung) Anreize setzt, regional erzeugten Strom nicht regional zu vermarkten (McKenna, 2015; Kap. 3.2.1.2.2).

Vor diesem Hintergrund konzedieren Andor et al. (2014) vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung zwar eine relativ hohe Zahlungsbereitschaft für einen Strom-Mix mit großen Anteilen an grünem Strom, relativieren dies jedoch aus methodischen Gründen.⁷² Um zu verhindern, dass Aussagen lediglich auf hypothetischen Entscheidungssituationen zur Zahlungsbereitschaft beruhen, verwenden Sie verschiedene Korrektive. Auf dieser Basis zeigen Sie, dass die Bereitschaft zusätzliche Kosten zu tragen, nur bei der Hälfte der Befragten vorhanden ist und von dieser Gruppe auch im Durchschnitt die Höhe der EEG-Umlage akzeptiert würde. Bezogen auf alle Befragten wäre eine Unterstützung der EEG-Umlage von rd. 6 ct/kWh allerdings nicht mehr auf freiwilliger Basis gegeben. Vor diesem Hintergrund treten dann die distributiven Folgen und die Kosten des EEG in den Vordergrund, so dass dann an anderer Stelle ein zu etablierendes Quotensystem auf EU-Ebene befürwortet wird (Frondel et al., 2010; Kap. 4.1.2.2.2).

Trotz der oben zitierten Studienergebnisse (Menges und Traub, 2008) wirft auch einer der Autoren, Roland Menges, einen ähnlich skeptischen Blick auf die weitere Förderung EE im Rahmen des EEG. Menges und Pfaffenberger (2015) betonen etwa die langfristigen Vorzüge quantitativ und EU-weit ausgerichteter Fördersysteme (insbesondere einer Quote mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt), da sie eher binnenmarktkonform und besser mit den Eigenarten der Erzeugung aus EE kompatibel seien.

4.1.2.3.2.2 Strategische Interaktionen der Ebenen und begleitende, ebenenspezifische Nutzeneffekte

Auch Autoren, die der Erreichung der deutschen Ausbauziele zu Gunsten EE gewogen sind, betonen aus anderen Gründen, dass es ökonomisch nicht ausreicht, die Weiterführung des Förderregimes (EEG, günstige Genehmigungsbedingungen etc.) allein "präferenzseitig" zu rechtfertigen. Aus dem Blickwinkel der ökonomischen Theorie des Föderalismus rücken vielmehr strategische Interaktionen zwischen den Regierungsebenen innerhalb Deutschlands und die dort getroffenen Policies in den Vordergrund (vgl. allgemein am Ende von Kap. 4.1.1). Dabei ist zu fragen, ob diese Interaktionen tatsächlich im Sinne der Präferenzen der Bürger sind. Damit eng verbunden ist zugleich die Frage, ob sich durch den Ausbau EE begleitende Kosten- oder Nutzeneffekte (*co-benefits*, *co-costs*) ergeben, die sich nicht in den Marktpreisen widerspiegeln.

Gawel und Korte (2015) problematisierten diesbezüglich die spezifische Finanzierung des EE-Ausbaus über die EEG-Umlage und das damit verbundene Koordinationsproblem zwischen den föderalen Ebenen. So haben die Bundesländer und Kommunen einen Anreiz, die auf den Stromverbraucher umgelegten Einspeisetarife als Maßnahme der regionalen Wirtschaftsförderung zu Gunsten ihrer regional jeweils als günstig betrachteten verschiedenen EE einzusetzen (Hansjürgens und Gawel, 2013). Dies scheint wesentlich attraktiver als eine Finanzierung über

⁷² Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Studie im Vergleich zu Menges und Traub (2008) auf individuelle und nicht auf kollektive Entscheidungssituationen abstellt.

die knappen Länder- und Kommunalhaushalte, die die jeweils unterschiedlichen Ausbaurkosten ansonsten transparent ausweisen müssten (Betzüge, 2015). Als Instrument räumlicher Umverteilung dient das EEG also dazu, möglichst viel Wertschöpfung, Beschäftigung und staatliche oder kommunale Einnahmen in das eigene Territorium zu lenken. Dies wiederum erfolgt ohne Zustimmung der Stromverbraucher, die ihre regional vermutlich variierende Zahlungsbereitschaft im EEG-Umlagesystem gar nicht zum Ausdruck bringen können. Unter diesen Anreizstrukturen ist der regional unterschiedliche Ausbau EE nicht im Sinne eines effizienz erhöhenden politischen Wettbewerbs im Sinne von Tiebout (1956) zu verstehen (Kap. 4.1.1).⁷³

Zu beobachten ist dann auch, dass die Ausbauziele der Länder in ihrer Gesamtheit die Bundesziele deutlich übertreffen: 52-58% EE am Bruttostromverbrauch bis 2020 gegenüber mindestens 35% bis 2020 beim Bund. Treibend sind dabei vor allem die östlichen Bundesländer. Jenseits informeller Gespräche zwischen Bund und Ländern und unter den Ländern sind diese Ausbauziele nicht wechselseitig aufeinander abgestimmt. Hinzu kommen Konflikte zwischen den Bundesländern über einzelne EE, insbesondere den relativen Ausbau der Windenergie an Land und auf der See (Luhmann, 2012).

Gawel und Korte (2015) betonen vor diesem Hintergrund, dass ein derartiger Standortwettbewerb mit gesamtwirtschaftlichen Effektivitäts- und Effizienzeinbußen verbunden ist: Unklar bleibt generell, inwiefern die Länder ihre eigenen Ziele erfüllen werden, da dies u.a. von der weiteren Entwicklung des gesamtdeutschen Fördersystems abhängt. Dies erschwert es schon den Präferenzen der eigenen Landesbevölkerung gerecht zu werden. Zeitlich kann es schnell zu (unerwünschten) Überhitzungen und Instabilitäten im Energieversorgungssystem kommen, so dass die Einspeisung aus EE beschränkt bzw. abgeriegelt oder andere kostenträchtige Maßnahmen getroffen werden müssen. Räumlich werden EE-Anlagen nicht unbedingt dort errichtet, wo unter Berücksichtigung von Systeminterdependenzen (vor allem durch das Netz bzw. den Netzausbau) die Kosten gering sind und die EE-Anlagen besonders erwünscht sind oder die Energienachfrage hoch ist. E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014) zeigen etwa anhand von Szenarien, dass die Netzausbaukosten überproportional steigen, wenn die Ausbauziele der Bundesländer anstelle der Ziele des EEG zugrunde gelegt werden. Zwar wird im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ rund 50 % mehr Energie aus EE-Anlagen eingespeist, aber gleichzeitig steigt der Investitionsbedarf in den Verteilernetzen auf mehr als das Doppelte.

Ökonomisch liegen mangelnde Anreize bei der Bereitstellung des öffentlichen Gutes „koordinierter Ausbau EE“ vor, da es für die einzelnen Bundesländer vorteilhafter ist, sich nicht freiwillig zu beschränken, sondern an eigenen (und insgesamt höheren) Ausbauzielen und den bestehenden Refinanzierungsmechanismen des EEG festzuhalten. Wenn man die mit der Netzentwicklungsplanung verzahnten Ziele der Bundesregierung zur Messlatte nimmt, kann hierin eine effizienz mindernde Kartellierung der Bundesländer gesehen werden. Im Sinne der politökonomischen Theorie des Föderalismus werden auch dadurch die potentiellen Effizienzvorteile dezentraler staatlicher Aufgabenwahrnehmung unterminiert (Kap. 4.1.1). Vor diesem Hintergrund wird von Studien auf der Basis der ökonomischen Theorie des Klimaföderalismus eine

⁷³ Es kann höchstens zusätzlich (aber kaum systematisch) von Ländern und Kommunen dafür Sorge getragen werden, dass Ausbau und Ausbauziele in Übereinstimmung mit ihren Bürgern erfolgen.

Stärkung der Kompetenz bzw. stärkere Durchgriffsrechte höherer föderaler Ebenen vorgeschlagen (Shobe und Burtraw, 2012). Diese stärkere Homogenisierung der Ausbauziele konnte in Deutschland allerdings vor allem aus Verteilungsgesichtspunkten bislang nicht realisiert werden (Gawel und Korte, 2015).⁷⁴

Wie stark und in welcher Form der Ausbau in den einzelnen Bundesländern und Kommunen vorangetrieben wird, hängt schließlich neben relativ unveränderlichen oder schwer beeinflussbaren Faktoren (z.B. Windhöffigkeit, Globalstrahlung, Fläche, Topographie, Bevölkerungsdichte) auch von politisch-planerischen Faktoren und unterschiedlichen Präferenzen der Bürger ab. Der Ausbau EE hat seinerseits wiederum Rückwirkungen auf das Niveau und die Qualität der Bereitstellung (unreiner) öffentlicher Güter sowie die dahinter liegenden Bürgerpräferenzen. Zu nennen sind zunächst andere Umweltgüter, die vorwiegend einen lokalen oder regionalen Wirkungsgrad aufweisen wie Lärm, Sichtbeeinträchtigungen, Geruchsbelästigungen oder Veränderungen im Landschaftsbild. Dabei sprechen heterogene Präferenzen und ein vor allem dezentral vorhandenes Wissen um externe Kosten von EE-Anlagen und ggf. deren Infrastruktur für sich gesehen für heterogene Policies und ggf. für eine Beteiligung unterer föderaler Ebenen und Akteure an den Ausbauentscheidungen zu Gunsten EE. Bei heterogenen Policies treffen dann jene Akteure Entscheidungen, die auch über die hierfür notwendigen Informationen (wie Flächenverfügbarkeit, Vorbelastung des Raumes etc.) verfügen (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a; Gawel et al., 2015). Dabei lassen sich auch im Abstrakten Argumente dafür anführen, dass diese Policies heterogen sein sollten. So ist zunächst die Nachfrage nach Umweltschutz üblicherweise einkommensabhängig, so dass aus ökonomischer Effizienzsicht bereits Einkommensunterschiede innerhalb Deutschlands für regional unterschiedliche Standards sprechen (Junkernheinrich, 1995).⁷⁵ Ebenso dürften Umweltbelastungen in Abhängigkeit von relativ unveränderlichen Faktoren wie Relief, Bevölkerungsdichte und Siedlungsstruktur, aber auch historisch gewachsener fossiler Erzeugungsstruktur variieren (Millimet, 2013). Vorteilhaft könnte in diesem Sinn ein verstärkter Ausbau EE etwa in den Regionen sein, in denen Umwelt- und Gesundheitsbelastungen aus ersetzbaren fossilen Kraftwerken besonders hoch sind oder in denen die Bevölkerungsdichte gering ist (Karl, 1996). Allerdings könnte dies auch mit zusätzlichen Kosten verbunden sein, da insbesondere Standorte mit hohen einschlägigen Belastungen aus fossiler Erzeugung nicht unbedingt Standorte sind, an denen EE energiewirtschaftlich sinnvoll genutzt werden können (Netzinfrastuktur, natürliche Voraussetzungen etc.) (Kap. 2). Umgekehrt dürften einheitliche zentrale Vorgaben in Form von Lärm- oder Luftemissionsgrenzwerten sowie pauschale Abstands- und Höhenbegrenzungsregelungen aber nicht die Vielfalt der Bedingungen vor Ort widerspiegeln und insofern zu hohe Präferenzkosten verursachen.

⁷⁴ Aus rechtlicher Sicht schlägt Dietsche (2013) den Rückgriff auf Art. 72 Abs. 2 GG vor (Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse“ etc., vgl. Kap. 3.2.1). Eine darauf aufbauende Kompetenz zur Koordinierung durch den Bund (z.B. bzgl. der Festlegung der Ausbauziele) bedürfte nicht der Zustimmung des Bundesrats und wäre insofern anreizkompatibel, wie ansonsten auf eine drohende gesetzliche Vollregelung des Bundes zurückgegriffen werden könnte.

⁷⁵ Dies steht aber in einem Spannungsfeld zu dem verfassungsmäßigen Gebot der Einheitlichkeit der Lebensverhältnisse.

Gegen eine stark dezentral bestimmte Raumallokation spricht allerdings wiederum die Fokussierung auf räumlich begrenzte Einheiten der Anlagenallokation (wie etwa Planungsregionen), die wiederum einen Abgleich von Kosten und Nutzen über mehrere räumliche Einheiten erschweren (Gawel et al., 2015). Die oben erwähnten Vorteile dezentral verfügbarer Informationen können dann zu einem Nachteil werden, wenn sie nicht in gesellschaftlich „optimaler“ Weise eingesetzt werden.

Insbesondere bei der Windenergie und der Biomasse ist a priori mit negativen *Spill-over* Effekten auf benachbarte territoriale Einheiten (andere Landkreise, Stadt-Umland-Beziehung) zu rechnen, so dass bei rein dezentraler Steuerung relativ zu viele oder zu wenig angepasste Anlagen- bzw. Produktionsstandorte zu erwarten sind (Stichwort: Verspargelung, Vermaisung). Je nachdem, ob die Externalitäten einseitig von einer Einheit auf die andere oder wechselseitig erfolgen, können durch Formen regionaler Kooperation oder regionalen Ausgleichs zwischen den territorialen Einheiten Wohlfahrtsverbesserungen erzielt werden (Oates, 2002). Für den Bereich der Windenergie greift im Prinzip die Landes- und Regionalplanung diesen Steuerungsbedarf auf. Zwar wird hierbei kein marktanaloger Steuerungshebel genutzt. So könnte etwa in Form einer Steuer, die nach Belastungs-/Emissionsquelle und den betroffenen Personenkreis differenziert, die sozialen Grenzkosten des Ausbaus EE im Raum minimiert werden. Angesichts der Abwägung komplexer Nutzungsansprüche an den Raum bietet die Planung aber an sich ein flexibles Instrument zur Verringerung von *Spill-over* Effekten, was sich dann i.d.R. in einer Bündelung bzw. Konzentration von Anlagen an relativ "kostengünstigen" bzw. störrungsarmen Standorten widerspiegelt.

Allerdings verbleiben dennoch Zweifel, ob über die Planungssysteme der Landes- und Regionalplanung in hinreichendem Maße ein überregionaler Ausgleich von Kosten und Nutzen der Raumallokation gelingt (so auch aus juristischer Sicht Spannowsky, 2013). So sind zunächst die planerischen Steuerungsansätze von Region zu Region unterschiedlich, ohne dass jenseits von einzelnen Beispielen klar ist, ob dies im Sinne der dort lebenden Bevölkerung ist oder auf andere Faktoren (Verwaltungsstrukturen, eigene politische Interessen etc.) zurückzuführen ist. Ebenso gibt es deutliche Hinweise, dass die einzelnen Regionen bzw. Bundesländer ihre Planungsentscheidungen auf einer qualitativ und methodisch unterschiedlichen Informationsbasis treffen (vgl. Kapitel 3.2.1.2.5).

Grundlegend ist schließlich zu bedenken, dass die planerischen Entscheidungen der Regionen und Bundesländer nur schwach mit den Regelungen des EEG verzahnt sind und insofern bestimmte Koordinationsmängel auftreten (z.B. Ohl und Eichhorn, 2010). Räumliche Gesichtspunkte könnten dann leicht durch eine EEG-induzierte Ertragsoptimierung bei der Anlagenallokation übergangen werden. Dies gilt umso mehr, wenn das EEG als willkommenes Mittel angesehen wird, möglichst viel und möglichst schnell Wertschöpfung und Beschäftigung in das eigene Territorium zu lenken (vgl. übernächster Abschnitt).

Insgesamt verbleibt somit - nicht zuletzt aufgrund einer noch wenig entwickelten Daten- und Studienlage zu Raumkosten - ein relativ hohes Maß an normativer Ambivalenz in den Empfeh-

lungen der Literatur.⁷⁶ Wichtig erscheint eine verbesserte Koordination, zwischen EEG und Raumordnung sowie innerhalb des Raumordnungs- und Planungssystems. Dabei könnte eine stärkere Rolle der Bundesraumordnung kompetenziell zweckmäßig sein (vgl. zu Raumordnungsverträgen in der Bundesraumordnung oder zu Raumordnungsklauseln im EEG etwa Beckmann et al., 2013).

Wie bereits erwähnt ist mit den genannten strategischen Interaktionen zwischen den föderalen Ebenen auch die Tatsache verbunden, das gerade untergeordnete Regierungsebenen (also Bundesländer, Regionen und Kommunen) bestrebt sind, begleitende Nutzeneffekte (sog. *co-benefits* oder *ancillary benefits*) des Ausbaus EE zu realisieren. Die einzelnen "Ko-effekte" werden aus normativer Sicht kritisch diskutiert, und durchaus auch im Sinne von *co-costs* bzw. als *co-benefits* mit negativem Nettonutzen.

Wie erwähnt spielt bei diesen *co-benefits* die Generierung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in der Region eine besondere Rolle. Aus neoklassischer Perspektive sind allerdings bereits an der Einstufung als *co-benefits* sowie an der Fähigkeit der Politik, diese zu erschließen, Zweifel angebracht (z.B. Sinn, 2008). So ist nicht offensichtlich, dass

- der Schaffung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten ein Marktversagen zugrundeliegt;
- die Politik das Wissen und die Ressourcen hat, entsprechende Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale (kostengünstig) zu identifizieren;
- die entsprechenden Potenziale über energiepolitische Maßnahmen zu heben sind und die Energieversorgung entsprechend arbeitsintensiver werden sollte.⁷⁷

Im Sinne der bisherigen Ausführungen fällt die Beurteilung relativ günstig aus, wenn von den erwähnten technologischen bzw. technologiepolitischen „Marktversagen“ ausgegangen wird (Kap. 4.1.2.3.1). Eine solche Politik zielt auf Wissens- und Erfahrungsvorsprünge sowie Nachzieheffekte und schafft potenziell höhere soziale als private Investitionserträge. Sie generiert dann nebenbei auch potenziell nicht unerhebliche nationale und regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte als Co-benefits. Dagegen erscheint eine Politik, die diese Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte unabhängig von einem Marktversagen generieren möchte, zweifelhaft und eher von kurzfristiger Wählerstimmenmaximierung getrieben.

⁷⁶ Vor diesem Hintergrund erscheint auch die Schlussfolgerung von Consentec GmbH und Fraunhofer IWES (2013) voreilig, dass verbrauchsnahe Erzeugung mit geringen Netzausbaukosten und die Wahl bester Standorte mit günstigen wetterseitigen Voraussetzungen und höheren Netzausbaukosten weitgehend äquivalente politische Alternativen sind.

⁷⁷ Ökonomisch kann auch von der Bereitstellung unreiner öffentlicher Güter gesprochen werden, wobei die indirekte Reduzierung von Treibhausgasen über den Ausbau EE das öffentliche Gutscharakteristikum darstellt (und allen nützt) und die begleitenden Nutzen z.B. von ggf. zusätzlicher Beschäftigung die privaten Gutscharakteristika repräsentieren (und in einem kleineren räumlichen Wirkungskreis anfallen) (Rübelke, 2002). Auch hier stellt sich jedoch die Frage, ob zusätzliche Beschäftigung über den Ausbau EE bzw. derzeit das EEG und nicht anderweitig (etwa arbeitsmarktpolitische Maßnahmen) erzielt werden kann und sollte.

Ohne ein Marktversagen, das politisches Eingreifen verlangt, kann die Realisierung von *Co-benefits* auch schwerlich als Wohlfahrtsverbesserung interpretiert werden (Edenhofer et al., 2015). Die Sinnhaftigkeit von (angenommenen) Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten wird dann letztendlich vom Verbraucher und seiner Zahlungsbereitschaft bestimmt. Im Fall der deutschen Förderung EE tritt in diesem Kontext jedoch vor allem die Politik auf Bundesebene an die Stelle des Verbrauchers.

Auch wenn man dies grundsätzlich angesichts von Markt- und Steuerungsversagen in der Klima- und Energiepolitik begrüßt, nimmt die Politik über das EEG eine marktferne und weitgehend marktferne Inwertsetzung EE vor, und dies an zentraler Stelle und nicht dezentral wie auf Märkten (Menges und Müller- Kirchenbauer, 2012). Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte spiegeln somit Ansprüche auf Vergütungszahlungen wider, die in ihrer Höhe durch die Zahlungsbereitschaft aller Stromverbraucher begrenzt sind. Wie oben dargestellt gibt es jedoch einerseits Hinweise, dass diese Zahlungsbereitschaft unterschiedlich hoch ausfällt (nach Technologie, Anbietertyp, Region, Bildungsstand etc.). Dies drückt sich jedoch nicht analog darin aus, dass sich Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auch in ähnlicher (räumlicher) Differenzierung manifestieren. Andererseits gibt es Hinweise, dass die Zahlungsbereitschaft sich ohne eine kollektiv verbindliche Regelung verflüchtigt, da sie Trittbrettfahren begünstigt (Menges und Traub, 2008). Im Umkehrschluss würde eine Ausbaustrategie von Bundesländern und Kommunen wohl nicht akzeptiert, wenn sie - um regionale oder lokale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu generieren - die dabei entstehenden Kosten wie im EEG auf anonyme Dritte abwälzt (Menges und Müller- Kirchenbauer, 2012).

Es gibt damit aus neoklassischer Perspektive Zweifel daran, dass die realisierten lokalen und regionalen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Sinne der Bürgerpräferenzen sind. Zumindest lässt sich diese Präferenz zusammen mit dem EEG-System als kollektiv verbindlicher Regelung schwer begründen. Naheliegender erscheint die Schlussfolgerung, dass Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte aus den oben angesprochenen politikökonomischen Anreizstrukturen (Ausbauwettbewerb) erklärbar sind. Relativ vorteilhaft erscheint dieser Wettbewerb lediglich, wenn er - wie z.T. der Fall - zu Gunsten von strukturschwachen und/oder ländlichen Räumen erfolgt, die günstige Standortbedingungen für EE und zugleich erhebliche, über die Energieversorgung hinausreichende Entwicklungsprobleme aufweisen (SRU, 2011; Plankl, 2013).

Unklar ist auch, ob tatsächlich netto und langfristig (d.h. vor allem bei rückläufiger staatlicher Förderung) ein Gewinn an Beschäftigung in Deutschland entsteht. Dies wird zwar von einigen Studien bestätigt, von anderen aber bestritten (Lehr et al., 2011; Böhringer et al., 2013; für einen Überblick Meyer und Sommer, 2014). Dabei sind negative Beschäftigungseffekte häufig schwieriger zu quantifizieren. Sie entstehen insbesondere über die EEG- induzierte Strompreissteigerung, die Verdrängung konventioneller Energieträger und deren Wertschöpfungskette, die Importsubstitution, aber auch indirekt etwa über eine verstärkte Konkurrenz um qualifizierte Arbeitsplätze und ggf. einen Abfluss technologischen Wissens.

Ein weiterer, potentieller begleitender Nutzen des Ausbaus EE ist ihr Einfluss auf die Energieversorgungssicherheit. Von Bedeutung ist die Verfügbarkeit und der Zugang zu Energieträgern und die Variabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung (Kap. 2.1). Für Deutschland ist die Abhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern von besonderer Relevanz, wobei derzeit ca. 30% der Stromerzeugung auf Importquoten von mehr als 80% basiert (Peter et al., 2015). Gerade auch von regionalen und lokalen Akteuren werden die zunehmenden Kosten für den Import fossiler Energieträger beklagt (von fast 100 Milliarden € bzw. 3,5 % des BIP in 2012, vgl. Bukold, 2012). Vor allem im Strom- und Wärmesektor können EE z.T. Kohle und Gas substituieren und dadurch Importabhängigkeiten verringern. Im Transport- und Wärmesektor ist die (bislang nur geringe) Substitution von Öl von Interesse. Die Abhängigkeit Deutschlands von Energieträgerimporten in Verbindung mit der Konzentration auf wenige, zum Teil instabile und korruptionsanfällige Bezugsländer stellt in erster Linie für Öl und Erdgas ein schwer kalkulierbares politisches Risiko für private Akteure dar (Pittel und Lippelt, 2012). Weitere Risiken resultieren dann, wenn die Preise für Energieträger nicht ihre tatsächliche Knappheit widerspiegeln, was durch die Kopplung des Erdgas- an den Erdölpreis begünstigt wird. Unvorhergesehene Lieferengpässe für (Erdgas-)Importeure aufgrund falscher Preissignale können dann wiederum erhebliche makroökonomische Anpassungskosten mit sich bringen. Der Einsatz vielfältiger, nicht brennstoffabhängiger EE aus inländischer Produktion und insbesondere deren Weiterentwicklung als sog. *backstop*-Technologien stellt eine Möglichkeit dar, sich gegenüber dem politischen Versorgungssicherheitsrisikos abzusichern (Menges und Pfaffenberger, 2015). Auf regionaler Ebene kann dieses Argument sogar besonders relevant sein, da sich eine Substitution durch regionale Energieproduktion mit den schon thematisierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmöglichkeiten für die eigene Region kombinieren lässt.

Allerdings dürfte diese Strategie im nationalen Versorgungssystem zumindest teilweise dadurch kompensiert werden, dass angesichts des fluktuierenden Dargebots EE und unzureichender Speichermöglichkeiten Back-up Kapazitäten - insbesondere aus schnell regelbaren Gaskraftwerken - erforderlich sind (ebda., 2012; Edenhofer et al., 2013). Vorteile im Sinne der politischen Versorgungssicherheit stehen damit zumindest derzeit Nachteile bei der technischen Versorgungssicherheit (und der Wirtschaftlichkeit) entgegen. Eine regionale Selbstversorgungsstrategie bzw. ein politisch definiertes Kapazitätsniveau – wie sie sich in den politischen Zielen der Bundesländer andeutet – führt also für sich betrachtet zu externen Kosten (sog. Kosten der politischen Risikoaversion) im übrigen Energieversorgungssystem. Sie erschwert eine Integration des Strommarktes in Europa und die damit verbundenen Vorteile für die technische Versorgungssicherheit (insbesondere den in Kapitel 4.1.2.2.1 thematisierten Glättungseffekt; Jasper, 2013). Sie weist in jedem Fall vor allem im Stromsektor auf erheblichen Koordinationsbedarf zwischen den Ebenen und innerhalb des Versorgungssystems hin. Schließlich ist – auch angesichts des derzeitigen Zustandes des Stromnetzes, des Systems der Netzentgelte und der Regelungen des EEG – nicht gewährleistet, dass EE-Kapazitäten an gesamtwirtschaftlich geeigneten Stellen errichtet werden. Problematisch erscheint auch eine Verallgemeinerung von politisch forcierten Selbstversorgungsstrategien. Sie würde einen starken Eingriff in die internationale

bzw. nationale Arbeitsteilung darstellen, die für ein exportorientiertes Land wie Deutschland kaum erstrebenswert erscheint (Weimann, 2012).

Aus neoklassisch-pragmatischer Perspektive ist ein effizienterer Umgang mit den Herausforderungen der technischen Versorgungssicherheit den ins Feld geführten Co-benefits bei der politischen Versorgungssicherheit vorgeschaltet. Dabei erweist sich vor allem der Übertragungsnetzausbau als eine in mehrfacher Hinsicht kosteneffiziente Lösung. So zeigen die in Kapitel 2.3.3 zitierten Modellstudien, dass der geplante Netzausbau zwar nicht die einzige, aber bundesweit gesehen die kostengünstigste Flexibilitätsoption zur Integration EE darstellt. Er stellt auch eine Basis dafür dar, welche weiteren Flexibilitätsoptionen gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind und den Netzausbau komplementieren können. Zugleich ist der Netzausbau in Kombination mit dem Netzengpassmanagement das Rückgrat für die Bereitstellung des weitgehend öffentlichen Gutes Versorgungssicherheit (Bucksteeg et al., 2014).⁷⁸ Die Abstimmung mit den europäischen Nachbarn verhindert zudem Eingriffe benachbarter Netzbetreiber und die Abregelung deutschen Stroms im Ausland (Kap. 2.2). Edenhofer et al. (2013) legen außerdem nahe, dass der Übertragungsnetzausbau auch den Zielkonflikt zwischen geringen Erzeugungskosten für EE an wetterseitig günstigen Standorten und lokalen Umweltkosten durch fossile Kraftwerke entschärfen können. So können konventionelle Kraftwerke in dieser Betrachtungsweise an „umweltsensiblen Standorten“ zurückgebaut werden und gleichzeitig durch möglichst ertragreiche EE-Kraftwerke ersetzt werden.

Vor diesem Hintergrund werden mögliche Co-benefits des Ausbaus EE auf regionaler bzw. lokaler Ebene (wie politische Versorgungssicherheit und –unabhängigkeit) aus neoklassischer Sicht stark durch netzbezogene Erwägungen auf Bundes- und z.T. auf EU-Ebene überlagert.⁷⁹ Die Kostenvorteile von weiterem Netzausbau in Kombination mit möglichst effizientem Netzengpassmanagement führen also dazu, dass Co-benefits nicht ohne weiteres lokal oder regional verortet und als Vorteil des Ausbaus EE dort reklamiert werden können.

4.1.2.3.2.3 Potenzielle Innovationsvorteile des Labor- bzw. Bottom-up-Föderalismus und Weiterentwicklung des Förderregimes zu Gunsten Erneuerbarer Energien

In den bisherigen Ausführungen dieses Abschnitts ist immer wieder die Notwendigkeit weiterer Reformen des EEG angeklungen. Wie bereits eingangs erwähnt befürworten die Vertreter ambitionierter bundesweiter Ausbauziele bei EE dabei behutsame und schrittweise Veränderungen des Förderregimes. Ansonsten drohen die Risiken für die EE-Investoren zu groß und die Ausbauziele verfehlt zu werden. Aus der Vielzahl der Vorschläge sollen im folgenden insbesondere diejenigen näher aufgeführt werden, die Verbesserungen im Hinblick auf die Marktintegration

⁷⁸ Die genaue Kombination ist dabei schwer real zu bestimmen, so dass die Maßnahmen des Netzengpassmanagements bzw. der Flexibilisierung separat diskutiert werden (Kap. 4.1.2.3.2.4). In keinem Fall optimal ist allerdings ein Ausbau der Netze, der sämtliche Erzeugungs- und Lastspitzen abfangen kann („Kupferplatte“).

⁷⁹ Gegenüber Kapitel 4.1.2.2 wird der Netzausbau auf europäischer Ebene vor allem aufgrund der weiter oben thematisierten Nachteile EU-weiter Quotensysteme etwas zurückhaltender beurteilt.

im allgemeinen und die räumliche Allokation der Erzeugungsanlagen im Besonderen darstellen könnten. Die Vorschläge können dabei als eine Form des *Bottom-up* Föderalismus aufgefasst werden: Durch Anpassungen in der Raumallokation und ggf. damit verbundene heterogene Policies sollen politische Lern- und Innovationsprozesse angestoßen werden. Dabei gilt es kontinuierlich zu prüfen, ob die betroffenen Akteure hinreichend anpassungsfähig sind und die gesetzten Ausbauziele auch erreicht werden können.

Ein erster Schritt in Richtung Marktintegration ist bereits mit dem Übergang zu einem verpflichtenden Marktprämienmodell erfolgt, dass die Differenz zwischen Markterlösen der EE-Flotte und einem Festpreis ex-post ausgleicht (Kap. 3.2.1.2.2). So gibt es erstmals über die dezentrale Vermarktung einen gewissen Anreiz, EE-Anlagen so zu gestalten und zu betreiben, dass Strom dann produziert wird, wenn er am Markt knapp ist und die Preise entsprechend hoch sind. Implizit und durch zusätzliche Regelungen im EEG wird damit die Einspeisung in Zeiten stark bzw. länger andauernder negativer Preise eingeschränkt (Kopp et al., 2013). Allerdings kann bei dargebotsabhängigen EE die durch Mengenausweitung erzielbare Förderersumme dennoch größer sein als die Gewinnerhöhung bei höheren Preisen (Monopolkommission, 2015). Diese Anreize zur Mengenausweitung widersprechen damit einer wirklichen Marktintegration.

Im Hinblick auf die Anlagenerrichtung kann ggf. indirekt eine räumliche Steuerung erreicht werden, indem vor allem Windkraftanlagen jenseits von bestehenden Erzeugungsschwerpunkten an windschwachen Standorten errichtet werden und Netzengpässe verringern oder die Einspeisung zeitlich verstetigen. Diese Steuerungswirkung wäre vor allem dann wahrscheinlicher, wenn sich Kompensationszahlungen bei Abregelungen verringern, Mengenrisiken bei den Betreibern erhöhen und damit die Standortsuche von Investoren beeinflusst wird. Über die Wahl verschiedener Standorte und die Bündelung verschiedener EE-Technologien kann ggf. auch das Gesamtangebot verstetigt und über Direktvermarkter besser vermarktet werden (Riewe, 2015).

In Richtung einer stärkeren räumlichen Bedarfsorientierung wirken sich auch Fördersatzanpassungen und das reformierte Referenzertragsmodell aus. So wird zum einen die Onshore-Windkraft gegenüber der Offshore-Windkraft gestärkt, zum andern ertragsschwächere Binnenlandstandorte gegenüber Küstenstandorten relativ begünstigt.

Die Ansätze im EEG 2014 zur bedarfsgerechten Erzeugung über Preissignale im Allgemeinen und zur räumlichen Bedarfsorientierung im Besonderen werden aber insgesamt als moderat eingestuft (Gawel und Purkus, 2013; Wenzel, 2015). So ist neben den genannten indirekten Anreizmechanismen die gut auf den Bedarf hin regelbare Biomasse in ihrem Ausbau stark beschnitten worden. Damit wird ihr Potenzial als Anbieter von Flexibilität auf dem Strommarkt nicht ausgeschöpft (Häseler, 2014). Räumliche bzw. regional differenzierte Preissignale, die Standort- und Auslegungsentscheidungen zu Gunsten einer möglichst werthaltigen Stromerzeugung anreizen, sind auch generell im derzeitigen Strommarktdesign explizit kaum vorgesehen (Kap. 3.2.1.2.1). Hinzu kommt bei der Windkraft die konterkarierende Wirkung der verschärferten Abstandsregelungen im Binnenland in Bayern und Sachsen.

Ein wesentlicher Schritt zu mehr Marktintegration bei EE wird jedoch z.T. in der Einführung wettbewerblicher Prämiensysteme auf der Basis von Ausschreibungen gesehen (Kopp et al.,

2013; Frontier economics, 2014; Riewe, 2015; Monopolkommission, 2015). In diesem Kontext lassen sich dann auch Ansätze verbesserter räumlicher Steuerung der Anlagenerrichtung diskutieren. Generell liegt der Vorteil von Ausschreibungen gegenüber staatlichen Einspeisevergütungen bzw. Fixprämien darin, dass die Bestimmung der Vergütungssätze nicht mehr administrativ festgesetzt werden muss, sondern von den Marktteilnehmern Gebote abgegeben werden, in denen sie den finanziellen Förderbetrag nennen, zu dem sie eine bestimmte Menge Strom aus EE anbieten würden. Der Staat tritt damit als Nachfrager von EE-Strom gemäß dem festgelegten Ausbaupfad auf und betreibt Mengensteuerung. Die Anlagenbetreiber treten dagegen in einen Wettbewerb um die Finanzierung neuer Anlagen. Idealerweise sollten sich dann die Wettbewerber durchsetzen, die die kostengünstigsten Anlagen (von zunächst einer Technologiekategorie) bzw. die niedrigsten Projektentwicklungskosten bieten können.⁸⁰ Die Höhe wird auf transparente Art und Weise ermittelt und der Ausbau im Sinne der Mengenziele verstetigt. Gegenüber Quotenmodellen wird ein Vorteil darin gesehen, dass Ausschreibungen gegenüber zukünftig für nötig erachteten Anpassungen der Ausbauziele ebenso robust sind wie gegenüber Umfeldänderungen, die zum Beispiel von Technologiesprüngen oder Veränderungen im europäischen Energiemarkt ausgehen (Kopp et al., 2013).

Damit Ausschreibung zum gewünschten (kosteneffizienten) Ergebnis führen, werden in der Literatur zahlreiche Voraussetzungen genannt. Zu wichtigen Kriterien und Designmerkmalen zählen (Agora Energiewende, 2014; Öko-Institut, 2014):

- die Produktdefinition (Art der Zahlung/Prämie, Technologiespektrum, Beginn der Zahlung, Zeitraum);
- die Festsetzung der Nachfrage (Ausbaumenge, -frequenz);
- das Auktionsverfahren (Einrunden-/Mehrrundenverfahren);
- die Preisbildung (Einheitspreis, differenzierte Zahlungen) bzw. die Festsetzung der Auszahlung;
- die Präqualifikation und die Sicherheitsleistungen der Bieter;
- die Vertragserfüllung (Umfang der tatsächlichen Realisierung zugeschlagener Gebote, Pönale) und Übertragbarkeit von Zahlungszusicherungen;
- Regelungen für kleinere Akteure und zur Sicherstellung der Akteursvielfalt.

Je nach Ausgestaltung werden dabei explizit oder implizit geographische bzw. räumliche Aspekte berücksichtigt. Dabei ergeben sich angesichts der Unterschiedlichkeit einzelner EE i.d.R. auch unterschiedliche Vor- und Nachteile für die jeweiligen Ausgestaltungsvarianten.

Explizite räumliche Steuerung kann insbesondere bei der Festsetzung der Nachfrage erfolgen, so dass für Teilgebiete wie Bundesländer, Regelzonen o.ä. separate Ausschreibungen durchgeführt werden. Aufgrund unterschiedlicher Standortgüte ergeben sich dann differenzierte Vergütungszahlungen bzw. Prämien.

⁸⁰ Die Monopolkommission (2015) und Frontier economics (2014) sprechen sich für technologieneutrale Ausschreibungen im Sinne größeren Wettbewerbs und erhöhter Kosteneffizienz aus (mit ähnlichen Argumenten wie für technologieneutrale Quotenmodelle, vgl. Kap. 4.1.2.2.2).

Ein Vorteil dieses Vorgehens wäre, dass – je nach Größe des Gebiets – einer starken Konzentration der Erzeugungsanlagen in bestimmten Regionen vorgebeugt und der Netzausbaubedarf so beschränkt würde (Monopolkommission, 2015). Dieser Vorteil erscheint umso größer, wenn man technologiespezifische Ausschreibungen vornimmt. Ein anderer Vorteil könnte in der Integration von externen Kosten in das Ausschreibungsdesign gesehen werden. Wenzel (2015) legt etwa nahe, dass insbesondere bei Freiflächen-PV vorhandene Flächenbegrenzungen im EEG aufgehoben werden könnten und sich stattdessen regional differenzierte und flächensensible Vergütungsniveaus ergeben könnten.

Überwiegend wird die explizite räumliche Steuerung über Ausschreibungen jedoch skeptisch gesehen. Agora Energiewende (2014) nimmt an, dass explizite Steuerung, die bislang im Rahmen der Raumplanung erfolgt ist, auch weiterhin dort besser bzw. kostengünstiger adressiert werden kann. Ein genereller Nachteil von regionalen Ausschreibungen wird außerdem darin gesehen, dass die korrekt auszuschreibende Menge zur Erreichung von Knappheit auf regionaler Ebene schwieriger zu ermitteln sein dürfte als in Deutschland insgesamt (ebda., 2014). So basieren die Potenzialanalysen auf Bundesländerebene, die eine Basis für länderspezifische Ausbauziele bilden, noch auf keiner konsistenten methodischen Grundlage (Kap. 3.2.1.2.3). Ebenso müssten entsprechende regionale Pläne und Konzepte dann einen verbindlichen Charakter einnehmen, was entsprechende Widerstände hervorrufen könnte.

Über separierte Märkte wird außerdem bei einer geringen Zahl an Bietern die Liquidität der Auktion(en) bzw. die Zahl geeigneter Erzeugungsstandorte verringert. Dies führt für sich gesehen zu höheren Fördersätzen und damit Kosten und/oder zu Folgeproblemen wie Kollusion (z.B. in Form von Preisabsprachen), Marktmacht und damit wiederum verbundenen Kostensteigerungen (Monopolkommission, 2015). Ebenfalls zu berücksichtigen ist in diesem Kontext der höhere administrative Aufwand bzw. die zusätzliche Komplexität eines regional funktionsfähigen Auktionsverfahrens. Aus polit-ökonomischer Sicht könnte die regionale Festsetzung schließlich auch Zielen einer politisch motivierten Strukturpolitik (im Sinne der in Kap. 4.1.2.3.2.2 genannten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte) oder Partikularinteressen dienen (skeptisch Frontier economics, 2014).

Teilweise explizit könnte die räumliche Steuerung über die Festsetzung der Auszahlung nach der Preisbildung erfolgen. Öko-Institut (2014) legt etwa nahe, dass nicht nur der in den Auktionen ermittelte Preis, sondern eine Summe ausbezahlt würde, die sich aus diesem Preis und einem entsprechenden Standortindex ergibt. Dabei bietet sich ein derartiges Vorgehen für die Windenergie an, wo die Standortbedingungen entscheidend und zugleich innerhalb Deutschlands unterschiedlich sind. Differenziertere Auszahlungen könnten auf diese Weise Produzentenrenten an besonders günstigen Standorten vermeiden und/oder eine stärkere Gleichmäßigkeit des Ausbaus in der Fläche gewährleisten.

Unklar ist bislang, wie eine derartige Standortdifferenzierung effizient umgesetzt werden kann. Einerseits kann sie an den bereits etablierten Referenzertragsmodell ansetzen, das dem Kostenersatzungsansatz des EEG folgt (ex-post standort- und auslegungsspezifische Auszahlungen). Andererseits könnte auch ein Ansatz entwickelt werden, bei dem Standort und Auslegungsent-

scheidungen durch Preise so angereizt werden, dass sie möglichst systemdienlich sind (z.B. im Sinne einer möglichst gleichmäßigen Produktion). Damit könnten Komponenten des Referenzertragsmodells wettbewerblich ermittelt werden. Zugleich stellen sich jedoch wieder die oben genannten Probleme differenzierter Lösungen (Liquidität, Transaktionskosten).

Schließlich bietet sich auch noch die Möglichkeit, eine größere Vielfalt der Standorte von Windkraftanlagen sowie Entlastungen im Netz über andere Instrumente anzureizen. So könnten über regional differenzierte Netzentgelte den Erzeugern positive oder negative Standortssignale übermittelt werden, die wiederum die Kostenstruktur der Erzeuger beeinflusst und automatisch in die Gebote der Investoren bei Ausschreibungen eingehen (Frontier economics, 2014; Kap. 4.1.2.2.3). Die Monopolkommission (2015) legt nahe, dass dies zu einer regionalen Entzerrung führt und (auch aus diesem Grund) regionale Ausschreibungen oder regional differenzierte Auszahlungen im Rahmen der EEG Förderung obsolet machen könnte. Das Öko-Institut (2013) sieht dagegen in expliziten Lokalisierungsprämien oder –vorgaben für Kraftwerksinvestitionen eine robustere Grundlage für Investitionsentscheidungen.

Implizit haben Regelungen für kleinere Akteure sowie zur Erhaltung der Akteursvielfalt in Ausschreibungen räumliche und regionale Implikationen. Gerade von Vertretern der Bürgerenergie wird befürchtet, dass kleine, lokale Investoren bei Ausschreibungen vom Markt verdrängt werden und sich wieder stärker vermachtete Marktstrukturen ergeben (Kap. 3.2.2.4). Von ökonomisch neoklassischer Warte werden diese Befürchtungen allerdings nicht ohne weiteres geteilt (Frontier economics, 2014; Riewe, 2015). So werden etwa zahlreiche Gründe dafür genannt, dass die Akteursvielfalt in Ausschreibungen auch ohne explizite Regelungen begünstigt wird. Dazu zählen etwa die bessere Kenntnis lokaler Gegebenheiten bei lokalen Unternehmen/Investoren, der leichtere Zugang zu Entscheidungsträgern vor Ort, die oft günstigeren Finanzierungsbedingungen kleiner Unternehmen über KfW-Kredite und die geringeren Renditeanforderungen von genossenschaftlichen Anlegern. Zudem bieten sich auch für Kleinanleger bzw. regionale Akteure verschiedene direkte und indirekte Beteiligungsmöglichkeiten an, die Kosten der Beteiligten an Ausschreibungen senken und Risiken streuen können (z.B. Beteiligung über sog. Aggregatoren, Zusammenschlüsse von Energiegenossenschaften, finanzielle Beteiligungen über Fonds u.ä.). Von ökonomischer Seite wird zwar nicht ausgeschlossen, dass zusätzliche Regelungen für Kleinanleger und kleinere Investoren im Rahmen des Auktionsverfahrens notwendig sind. Betont wird allerdings, dass die Erhaltung der Akteursvielfalt auch in ein Spannungsverhältnis zu anderen Zielen von Ausschreibungen treten kann, insbesondere ihrer erwarteten Kosteneffizienz. Einerseits wirkt sich Akteursvielfalt zwar positiv aus, indem sie die Marktkonzentration abbaut, den notwendigen Wettbewerb in Ausschreibungen ermöglicht und damit Kosten senkt. Andererseits könnte eine explizite Bevorzugung bestimmter Akteursgruppen aber auch zusätzliche Kosten mit sich bringen, wenn Skaleneffekte vorhanden sind, die größere Anlagenauslegungen sinnvoll erscheinen lassen und eher von größeren, überregional tätigen Unternehmen gestemmt werden können.

Pragmatisch-neoklassische Ansätze zeigen sich insgesamt zwar aufgeschlossen gegenüber den Innovationsvorteilen des Labor- bzw. *Bottom-up* Föderalismus. Neben den im Kapitel 4.1.1 bereits allgemein-föderalismustheoretisch betonten Nachteilen dezentraler Politikexperimente werden aber auch in der deutschen Energiepolitik grundsätzliche Probleme betont, die die Innovationsvorteile des Föderalismus infrage stellen. So weisen Growitsch et al. (2014) anhand einer Befragung nach, dass für Energieversorgungsunternehmen politische Unsicherheit die derzeit größte Herausforderung der Energiewende darstellt. Sie erschwert damit insbesondere die (Investitions-)Planung für die im Wettbewerb stehenden Unternehmen. Sie sehen zugleich ein Dilemma darin, dass einerseits Fehlsteuerungen im EEG adressiert werden müssen, andererseits aber beständige Anpassungen in einem hoch regulierten Umfeld wiederum erneute Unsicherheit hervorrufen kann. Im ungünstigen Fall können sich Fehlentwicklungen in verschiedenen Bereichen dann gegenseitig verstärken. Vor diesem Hintergrund fordern sie die Politik auf, die langfristige Aufrechterhaltung politischer Rahmenbedingungen glaubhaft zu versichern. Zumindest sollte aber die Beständigkeit und Konsistenz politischer Anreize verbessert werden (so Gawel et al., 2014a). Growitsch et al. (2014) und Gawel et al. (2014a) fordern damit, dass ordnungspolitische Grundsätze wie das Prinzip funktionierender Preise oder das Prinzip der Konstanz der Wirtschaftspolitik wieder stärkeres Gewicht erhalten sollte (Eucken, 1952). Diese Forderungen stehen wiederum in einem Spannungsfeld zu Forderungen, das politische und soziale Innovationen und deren Verbreitung wesentliche Triebkraft der Transformation des Energiesystems sein sollten (z.B. WBGU, 2014).

4.1.2.3.2.4 Weitere Empfehlungen mit Implikationen für die räumliche Steuerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Neben einer möglichst systemdienlichen Steuerung und Auslegung der EE-Erzeugung wird verschiedentlich empfohlen, die Flexibilität des Stromverbrauchs zu erhöhen bzw. umgekehrt Verbraucher als Anbieter von kostengünstiger nachfrageseitiger Flexibilität zu stärken (Häseler, 2014). Die kostengünstige Ausschöpfung dieser Potenziale bietet eine Möglichkeit zeit-räumliche Ungleichgewichte - wie örtliche Nachfragespitzen bei geringer EE-Produktion - zu vermeiden, das Netz punktuell zu entlasten und zu stabilisieren und Kosten eines überdimensionierten, von wenigen Spitzenlasten getriebenen Netzausbaus zu verringern. Damit handelt es sich um eine Form indirekter räumlicher Steuerung. Im weiteren Sinne könnten Ausbauziele bei EE leichter erreicht werden, wenn das Stromangebot nicht mehr so stark der Nachfrage folgen muss. Dies kann erreicht werden, wenn allgemein oder in bestimmten Regionen weniger Strom verbraucht wird oder dieser Verbrauch zeitlich angepasst bzw. verlagert werden kann.

Im letztgenannten Fall erhöht Lastmanagement die Nachfrage in Zeiten hoher EE-Produktion und stabilisiert damit den Strompreis. Die marktmäßigen Einnahmen für EE-Anlagen erhöhen sich wiederum und verringern so die EEG-Umlage. Im günstigen Fall kann dies auch den Bedarf zusätzlicher CO₂-intensiver Kraftwerkskapazitäten zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit verringern. Insgesamt hat damit Lastmanagement ein potentiell doppelten Nutzen für die effiziente Funktion des Stromversorgungssystems: Es kann die Versorgungs-

sicherheit erhöhen und zugleich eine effizientere Integration der EE bewirken (AG 3 Interaktion, 2012).

Derzeit gibt es verschiedene Maßnahmen des Demand-Side-Managements bzw. der Laststeuerung in Deutschland, damit Verbraucher über Marktpreissignale besser auf die aktuelle Netz- und Kapazitätssituation reagieren und zur Versorgungssicherheit beitragen können (BMW, 2015). Die Maßnahmen konzentrieren sich allerdings stark auf einzelne energieintensive Industrieunternehmen und nur wenig auf die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, obwohl hier und in bisher nicht aktiven Industrieunternehmen – gerade auch unter Einbeziehung des Wärmesektors – erhebliche Potenziale vermutet werden (VDE, 2012). Außerdem bestehen zum Teil restriktive Zugangsbedingungen für die Anbieter von nachfrageseitiger Flexibilität auf bestimmten Marktsegmenten (z.B. Teilnahme an Regelleistungsmärkten) oder kontraproduktive Anreize über höhere Netzentgelte. Im weiteren Sinne wird die fehlende Chancengleichheit der Anbieter nachfrageseitiger Flexibilität (über spezialisierte Unternehmen wie Aggregatoren) mit der Erzeugerseite beklagt (Flamm, 2016). Verbrauchsanpassungen bei unterschiedlichen Erzeugungsprofilen und Marktbedingungen werden damit nur wenig angereizt.

Häseler (2014) und Lehmann et al. (2012) sehen eine Art Koordinationsversagen: Technologieanbieter (z.B. von intelligenten Stromzählern und entsprechender Infrastruktur), Stromhändler und Verbraucher halten sich zurück, solange nicht die jeweils anderen Akteure glaubwürdig und simultan eigenes Handeln signalisieren. Der Nutzen neuer Technologien hat somit einen öffentlichen-Guts-Charakter und lässt sich schwer aneignen. Zudem bestehen Informationsmängel bei Unternehmen, die für Demand-Side-Management in Frage kommen, die aus den im letzten Abschnitt genannten Gründen auch von spezialisierten Anbieter nachfrageseitiger Flexibilität schwer abgebaut werden können.

Zugleich scheint es, dass der Nettonutzen von flexibler Nachfrage für die Gesellschaft insgesamt größer ist als der Nettonutzen für Verbraucher (etwa wegen der Kosten für intelligente Stromzähler). Häseler (2014) schlägt vor, dass der Gesetzgeber daher variable Stromtarife mit einem bestimmten Mindeststandard nicht nur rechtlich zulassen, sondern aktiv finanziell fördern sollte.⁸¹ Die resultierenden Preis-Spreads bzw. Preisfluktuationen reflektieren dann die Schwierigkeit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in einem bestimmten zeitlich-räumlichen Kontext. So ist z.B. Mehrverbrauch bei hohem EE-Angebot systemdienlich. Für die Stromverbraucher (und indirekt die Versorger) könnte sich systemdienliches Verhalten dann in reduzierten Sätzen für Stromsteuer, EEG-Umlage oder Netzentgelten widerspiegeln. Denkbar wäre dabei, derartige Fördermaßnahmen im Sinne des Laborföderalismus im Hinblick auf ihre derzeit schwer abschätzbaren Wirkungen in einem Bundesland oder einer Netzregion zu testen

⁸¹ Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt deutschen Stromversorgern vor, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten, die Letztverbrauchern einen Anreiz zum Energiesparen oder zur Steuerung ihres Energieverbrauchs liefern. Allerdings setzten die Energieversorger dies mehrheitlich lediglich durch eine Einführung von zwei Preiszonen im Sinne der klassischen HT-/NT-Tarife (Hochtarif/Niedertarif) um.

(so auch Jahn, 2014). Jahn (2014) und RAP (2014) betonen, dass sich solche Differenzierungen aber nicht an den tatsächlichen, kleinteiligen Netzrestriktionen der heterogenen Verteilnetze orientieren sollten. Vielmehr steigen dann die Transaktionskosten und die Chancen einer effizienten Bewirtschaftung von Netzengpässen sinken.

Näher diskutiert wird insbesondere ein Netznutzungsentgelt, dessen Höhe vom Zeitpunkt der Stromentnahme durch den Kunden abhängig ist (sog. dynamisches Entgelt, vgl. Jahn, 2014). Es spiegelt besser die unterschiedliche Auslastung/Vorhaltung der Netze bei zunehmender Einspeisung EE wider und könnte insbesondere Lastspitzen durch Verlagerung des Verbrauchs in lastschwache Zeiten abbauen bzw. den Lastverlauf glätten. Für Verbraucher, die stark von Arbeitspreisen als Komponente der Netzentgelte betroffen sind, d.h. Entgelte je kWh bisher undifferenziert je Abrechnungsperiode gezahlt haben, könnten auf diese Weise die Signale des *Energy-only*-Marktes besser erkennbar werden und in entsprechend stärker individualisierte Lieferverträge einfließen.⁸² Eine bessere Kopplung von Netzentgelten mit dem Großhandelsstrompreis könnte so untertägige Preisdifferenzen auf Verbraucherseite hervorrufen, die wiederum einen systemdienlichen Anreiz zur Lastverschiebung bei hohen Preisen und zum Verbrauch bei niedrigen Preisen mit sich bringen würde. Außerdem würde die Eigenversorgung in diesem Fall idealerweise nur dann mitfinanziert, wenn sie netzdienlich ist, d.h. Netzkosten einspart.⁸³ Die Leistungspreiskomponente bei den Netzentgelten, die bislang oft undifferenziert über einen längeren Zeitraum (z.B. ein Jahr) festgelegt wird, könnte stärker zeitlich variieren. Ebenso müssten Sonderregelungen für Großverbraucher abgeschafft werden, die ein konstantes Entnahmeverhalten und damit inflexibles Lastverhalten anreizen. Die Vorschläge zur zeitlichen Differenzierung der Netzentgelte basieren dabei auf einer weitgehenden Umsetzung der oben erwähnten Smart-Meter Infrastruktur, wobei dies weniger für leistungsgemessene Verbraucher als für „Standardlastprofil-Kunden“ Veränderungen mit sich bringt. Übergangsweise wären daher einfachere Formen zeitlicher Differenzierung zu erwägen (ex-ante Preisdifferenzierung im Hinblick auf planbare Netzengpässe bzw. Verringerung des Kundenkreises).

Neben der Flexibilisierung der Nachfrage wird in neoklassisch-pragmatischen Ansätzen weiteres Potenzial in der Nutzung von zentral verfügbaren Flexibilitätsmechanismen gesehen. So können insbesondere Kurzfrist- und damit eng verbundene Regelleistungsmärkte weiter im Sinne einer kostengünstigen Integration EE weiterentwickelt werden (Kap. 2.2). Anpassungen auf

⁸² Die Bundesnetzagentur (2012) äußert diesbezüglich dagegen Zweifel an der Kundenakzeptanz (z.B. wegen gegenläufiger Bewegungen der Strompreiskomponenten) und befürchtet den administrativen Aufwand. Sie sieht mehr Potenzial in gesonderten Netzentgelten. Eine marktorientierte Ausrichtung der Netzentgelte kann auch die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass die individuellen Stromabnahmen auf den Zeitpunkt der Netzhöchstlast fallen (sog. Gleichzeitigkeiten) und damit zu Stabilitätsproblemen (sog. Überschwingungseffekten) bzw. Netzengpässen führen, die wiederum (den eigentlich zu vermeidenden) Netzausbau erst nötig machen. Die Bundesnetzagentur (2015b) sieht daher die Gefahr der Übersteuerung (ähnlich BdEW, 2014).

⁸³ Bucksteeg et al. (2014) diskutieren in diesem Kontext die zusätzliche (oder alternative) Erhebung eines Kapazitätsnetzentgelts zur verursachungsgerechten Netzfinanzierung bei steigenden Eigenerzeugungsanteil. Nachteilig ist hier jedoch der verringerte Anreiz zum Energiesparen. Außerdem wird die Gleichzeitigkeit und Koordinierung des Verbrauchs bei Kapazitätsnetzentgelten nicht reflektiert.

zentraler - derzeit vor allem bundesdeutsch-österreichischer Ebene - können Ausgleichs- und Opportunitätskosten nach Bucksteeg et al. (2014) am wirkungsvollsten senken. So können Prognoseabweichungen in einem größeren geographischen Rahmen ausgeglichen und vor Einsatz (teurer) Regelleistung stärker kompensiert werden. Im Hinblick auf eine noch effizientere Regelleistungsvorhaltung plädieren Bucksteeg et al. (2014) neben einer Beibehaltung des vorteilhaften Netzregelverbands für verbesserte Ausschreibungsbedingungen. So kann eine weitere Verkleinerung von Produktzeitscheiben, Vorlauf- und Vorhaltdauern sowie Mindestlosgrößen die Anbietervielfalt erhöhen und den Wettbewerb stärken. Eine verbesserte Integration von angebotsseitigen Flexibilitäten in Regelenergie- und indirekt Spotmärkte ist dann wiederum mit weiteren Kostensenkungen verbunden. Bei den Kurzfristmärkten bietet sich zudem eine stärker europäische Betrachtungsweise an. So kann das *Market Coupling* und der internationale Netzregelverbund ausgeweitet sowie Grenzkuppelkapazitäten ausgebaut werden. Dies erleichtert die kurzfristige Bereitstellung grenzüberschreitender Flexibilitätsoptionen.

Die angedachten Veränderungen auf Erzeugungs-, Last- und Netzseite sowie den damit zusammenhängenden Regulierungsrahmen werden in der Literatur z.T. nicht als ausreichend für die Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit angesehen (z.B. Öko- Institut, 2014; Kopp et al., 2013). Als Grund wird vor allem das in Kapitel 2.2 erwähnte *Missing-Money*-Problem genannt, das Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Flexibilität gefährden. Insbesondere langfristig muss in einem regenerativ dominierten Energiemarkt in großem Umfang (und jenseits der Regelleistung) gesicherte Leistung für wenige Stunden im Jahr vorgehalten werden. Entsprechende Investitionen in Erzeugung sind dann aber zugleich mit hohen Risiken behaftet und die Gefahr von Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Optimum mit unter Umständen dramatischen Konsequenzen wird groß (Bucksteeg et al., 2014).

Vor diesem Hintergrund gibt es eine Vielzahl von Vorschlägen zur Einführung kapazitätsorientierter Marktcomponenten und/oder Investitionsförderungen, aber ebenso Kritiker derartiger Kapazitätsmechanismen. Im Kern wird bei Kapazitätsmechanismen die Kapitalkostendeckung der Kraftwerke nicht mehr nur über die tatsächlich erzeugte Energie, sondern auch über zusätzliche Erlöse für bereitgehaltene Kapazitäten ermöglicht. Vorerst hat sich jedoch der Gesetzgeber für einen „Strommarkt 2.0.“ entschieden, der unter anderem verschiedene Flexibilitätsoptionen attraktiver machen soll. Ergänzend soll vorerst als mittelfristige Absicherung eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes eingeführt werden (Kap. 2.2). Vor diesem Hintergrund sind grundlegende Änderungen im Sinne einer Einführung von Kapazitätsmechanismen zumindest

vorerst wenig wahrscheinlich. Einschlägige Vorschläge thematisieren auch eher am Rande damit verbundene räumliche Aspekte, so dass dies hier nicht weiter vertieft wird.⁸⁴

Auch im Hinblick auf die weitere Förderung EE im Rahmen des EEG mehrten sich die Vorschläge zur Einführung kapazitätsorientierter Zahlungen. Diese könnten weiterhin bestehende Fehlanreize bei Marktprämien (nicht systemdienliche Mengenausweitung, Kap. 4.1.2.3.2.3) verhindern und die Strompreissignale des EOM für den vor allem zeitlich unterschiedlich systemdienlichen Anlageneinsatz weniger verzerren. Für Anlagenbetreiber und Investoren würden kapazitätsorientierte Zahlungen zugleich besser die von Fixkosten getriebene Kostenstruktur vieler EE-Anlagen bzw. Dargebotsrisiken reflektieren. Der schwierigen Refinanzierung EE allein über *Energy-only*-Märkte würden sie damit entgegenwirken (sog. *Missing-Money-Problem*, Kap. 2.3.1). Das Öko- Institut (2014) schlägt vor diesem Hintergrund ex-ante und über die oben erwähnten Ausschreibungen festgelegte, technologisch differenzierte und längerfristig fixierte Kapazitätzahlungen vor. Die Kapazitätzahlungen können dabei vor allem ein Anlagendesign begünstigen, dass die Art von Flexibilität begünstigt, die vom Strommarkt (in Form von Preis-Spreads) besonders wertgeschätzt werden (z. B. Windenergieanlagen, die systemdienlich auf niedrige Windgeschwindigkeiten und Zeiten hoher Strompreise optimiert sind) (Häseler, 2014). Dabei können über die Bezugsbasis, technologiebezogene Sonderzahlungen oder Risikoausgleichsmechanismen ggf. weitere, auch räumlich relevante Förderkriterien implementiert werden (im Detail Öko- Institut, 2014).

4.1.3 Zwischenfazit

Im zurückliegenden Abschnitt 4.1 wurde die Förderung EE aus der Perspektive der neoklassischen Wohlfahrtökonomik und insbesondere der ökonomischen Theorie des Föderalismus bewertet. Dabei ergibt sich - auch im Hinblick auf die Politikempfehlungen - kein einheitliches Bild, so dass zwischen unterschiedlichen Annäherungen differenziert wurde. Entsprechend ergeben sich auch unterschiedliche Vorstellungen im Hinblick auf das Suchraster aus Kapitel 1.3. In einer strikt an kosteneffizientem Klimaschutz orientierten neoklassischen Betrachtung wird der verfolgte Ausbau EE in Deutschland skeptisch bis ablehnend betrachtet. Fixpunkt ist hier

⁸⁴ Am stärksten in diese Richtung geht der Vorschlag des BdEW und des VKU, den EOM mit einem sog. dezentralen Leistungsmarkt abzusichern (BdEW, 2013; BdEW, 2015). Er sollte nach Ansicht der Verbände weiter geprüft und bald rechtlich verankert werden. So kann er eingesetzt werden, sobald erkennbar wird, dass die derzeitige Kapazitätsreserve einen bestimmten Anteil an der Jahreshöchstlast oder eine bestimmten Abrufhäufigkeit überschreitet. Dezentral ist der Vorschlag in dem Sinne, dass auf eine zentralstaatliche Planung der Kapazitätsmengen verzichtet wird und stattdessen die regionalen Versorger (Vertriebe, Bilanzkreisverantwortliche) verpflichtet werden, im Knappheitsfall (sog. gelbe Ampelphase) eine von ihnen bestimmte Leistung gesichert zur Verfügung zu stellen. Hierzu wird ein verbindliches System von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) eingeführt. Die Versorger entscheiden unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Maßnahmen (Flexibilität) selbst über den Bedarf an gesicherter Leistung und fragen entsprechend viele VSN am Markt nach. Kraftwerksbetreiber können VSN anbieten und verpflichten sich damit, vertraglich sichere Leistung in Knappheitssituationen bereitzustellen.

neben einer breiten FuE-Förderung die europäische bzw. globale Ebene (Treibhausgasziele) und das dort implementierte und weiterzuentwickelnde Emissionshandelssystem, dass durch zusätzliche, heterogene Maßnahmen und zusätzliche Ziele nur unterminiert wird.

Eine moderatere, politisch anschlussfähigere Sichtweise sieht die Ziele zum Ausbau EE in Europa als gegeben an. Im Rahmen der Zielerreichung wird auf die Effizienzvorteile eines europaweit koordinierten Vorgehens beim Netzausbau, der Vergrößerung vom Marktgebieten und der Vereinheitlichung von Förderregimen zu Gunsten EE (vor allem über Quotensysteme) verwiesen. Im Ergebnis homogenere Policies könnten dann mit einer schrittweisen Zentralisierung von Entscheidungsbefugnissen auf EU-Ebene einhergehen. Beim Umgang mit Netzengpässen wird allerdings auch differenzierten Politiken Raum gegeben: Über eine Differenzierung von Preisen bzw. Entgelten sollen Anreize für effiziente Kraftwerksstandortentscheidungen und ein effizientes Niveau an Netzausbau gegeben werden.

Aus einer pragmatischeren, institutionenökonomisch inspirierten neoklassischen Perspektive werden die deutschen Ausbauziele und -aktivitäten zu Grunde gelegt und gute Gründe für dessen Existenz angeführt (u.a. politökonomische Barrieren beim Emissionshandel, Pfadabhängigkeiten im Energiesystem, Spezifität des *Energy-only*-Marktes). Ein Vorteil eines EU-weit heterogenen Policy-Mix zu Gunsten EE wird in der Möglichkeit gesehen, im Sinne des Klimaschutzes wünschenswerte Technologie- und Policy-Spillover zu realisieren sowie den Beitritt vor allem ärmerer Länder zu einem wirksamen gemeinsamen Klimaschutzabkommen zu erleichtern bzw. dieses weiterzuentwickeln. EU-weit heterogene Ausbaupulse werden auch dadurch gerechtfertigt, dass Präferenzunterschiede über Stromerzeugungstechnologien und dessen Attribute innerhalb der EU vorliegen. Kritisch wird die Vielfalt der nicht aufeinander abgestimmten Ausbauziele innerhalb Deutschlands (Bund, Länder, Energieregionen etc.) gesehen, da ein Standort- und Ausbauwettbewerb mit Effektivitäts- und Effizienzeinbußen verbunden ist. Somit wird für eine stärkere Homogenisierung der Ausbauziele bzw. stärkere Durchgriffsrechte auf Bundesebene plädiert. Eher kritisch werden vor diesem Hintergrund auch einige der auf subnationaler Ebene allzu leicht reklamierten Co-benefits des Ausbaus EE (z.B. Wertschöpfungs- und Beschäftigungsgewinne, politische Versorgungssicherheit) eingestuft. Die regional unterschiedlichen Raum- und Umweltkosten des Ausbaus EE sind gute Argumente für räumlich heterogene Policies. So interagiert der Ausbau EE mit Faktoren, die regional unterschiedlich und zugleich relativ unveränderlich sind und von Investoren ggf. nicht ausreichend berücksichtigt werden (z.B. Bevölkerungsdichte, Siedlungsstruktur, Landschaftsbild, Vorbelastung der Umwelt). Um regional verstreute Informationen zu Raum- und Umweltkosten so einzusetzen, dass auch überregional in gewissem Maße Kosten und Nutzen des Ausbaus EE über mehrere räumliche Einheiten ausgeglichen werden können, bedarf es jedoch der Koordination von Politiken. Dies betrifft die Abstimmung des EEG mit planerischen Entscheidungen der Regionen und Bundesländer, aber auch Abstimmungen innerhalb des Systems der Raumordnung und -planung. Innerhalb der schrittweisen Weiterentwicklung des EEG und des Strommarktdesigns gibt es schließlich Argumente und verschiedene Vorschläge für räumlich heterogene Policies (z.B. regional differenzierte Ausschreibungen, regional oder zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte). Sie können als

eine Form des *Bottom-up* Föderalismus aufgefasst werden, so dass durch Anpassungen in der Raumallokation und damit ggf. verbundene heterogene Policies politische Lern- und Innovationsprozesse angestoßen werden. Diese Formen des *Bottom-up* Föderalismus sind jedoch anspruchsvoll und können - gerade auch auf unternehmerischer Seite – Inkonsistenzen und Unsicherheiten hervorrufen.

4.2 Ostroms Institutionalismus und Selbstorganisation in polyzentrischen Systemen

4.2.1 Abgrenzung zur Neoklassik und Grundlagen

Die neoklassische Theorie und ihre Anwendung auf das Thema Föderalismus und Energiewende basiert auf einer Reihe von analytischen Engführungen und Vereinfachungen, die leicht zu Fehlschlüssen im Hinblick auf die komplexe Steuerung des Ausbaus EE in Deutschland führen können. Zu solchen Vereinfachungen zählen etwa die strikte Unterscheidung zwischen privaten und öffentlichen Gütern, das dualistische Verhältnis von Staat und Markt und das enge Institutionenverständnis im Sinne von formalen Kompetenzen und Regeln. Die neoklassische Perspektive kann zum Teil erweitert und zum Teil relativiert werden durch institutionenökonomische, evolutorische und politikwissenschaftliche Forschungsansätze und Theorien. Diese erscheinen oft realitätsnäher und basieren eher auf induktiven Analysemethoden (Fallstudien, Feldforschung u.ä.). Ihre höhere Komplexität gegenüber neoklassischen Ansätzen geht zugleich mit weniger universellen Aussagen und Empfehlungen an die Politik einher. So gilt es etwa Anpassungen bei Politikmaßnahmen vorzunehmen, wenn sich neue Erkenntnisse ergeben oder sich die Umstände geändert haben. Gleichzeitig wird nicht nur primär auf Effizienz als Beurteilungskriterium zurückgegriffen, sondern auch auf andere Kriterien wie Effektivität, Fairness, Gerechtigkeit, demokratische Teilhabe u.ä. In den Vordergrund rückt damit auch die Interdependenz verschiedener Kriterien. So ist etwa auch nach Beschluss von als effizient angesehenen politischen Maßnahmen eine Regierung auf die freiwillige Kooperation von Bürgern angewiesen. Bürger sind dabei in dem Sinne bedingt kooperationswillig wie staatliches Handeln als objektiv, effektiv und gerecht empfunden wird (Ostrom, 2010a, b). Zudem kann das Kriterium kurzfristiger bzw. statischer Effizienz oft in einen Konflikt mit (vermuteter) langfristiger Effizienz treten. Vor diesem Hintergrund ist das Niveau an Vielfalt (z.B. technologischer oder institutioneller Lösungen) aus evolutorischer Perspektive ein eigenes normatives Bewertungskriterium (van den Bergh und Kallis, 2013). Vielfalt stützt sich dabei häufig auf gesellschaftliche Diskurse, in denen die Präferenzen der Bevölkerung offengelegt und ggf. selbst verändert oder angeglichen werden können (Hermann-Pillath, 2015).

Produktiv erscheint eine Auseinandersetzung mit der sog. *Bloomington School of Institutional Analysis*, die mit der Wirtschaftsnobelpreisträgerin Elinor Ostrom und ihrem Mann Vincent Ostrom verbunden ist (Ostrom, 1990). Hauptinteresse von E. Ostrom ist die Untersuchung von sozialen Gruppen und Gemeinschaften, die selbst organisiert und selbst bestimmt Gemein-

schaftsgüter (*common pool resources, commons*)⁸⁵ bereitstellen, der Nutzung zuführen und verwalten. Angesprochen ist damit ein potentiell großer Zwischenbereich zwischen staatlicher Regulierung bzw. zentralem Staatseingriff einerseits und Marktgeschehen andererseits (vgl. institutionenökonomisch auch Zimmermann und Krenzer, 2001). Sie zeigt, dass die Bereitstellung von Gemeinschaftsgütern nicht notwendigerweise über externe bzw. zentralstaatliche Regelsysteme und deren kontrollierte Einhaltung erfolgen muss (z.B. Steuern und Steuerverwaltung). Vielmehr bestehen häufig effektive Formen der zivilgesellschaftlichen Selbstorganisation (*self-governance*), bei denen die Nutzer von Gemeinschaftsgütern im kleinräumlichen Maßstab - häufig zunächst informelle - institutionelle Arrangements und Mechanismen finden, die die Bereitstellung und Erhaltung von Gemeinschaftsgütern auf der Basis von Freiwilligkeit gewährleisten. Gegenüber neoklassischen Ansätzen, die sich auf das Wechselspiel von Regierung und isolierten und untersozialisierten Marktakteuren konzentrieren, treten damit zugleich Interaktionen außerhalb von Märkten in den Vordergrund (Videras, 2013).

Auch die Vorstellung der neoklassischen Wohlfahrtökonomie, dass es Aufgabe der Regierung sei, wissenschaftlich diagnostiziertes Marktversagen zu beheben tritt konzeptionell zurück. So hat insbesondere V. Ostrom bereits die Vorstellung zurückgewiesen, dass eine aggregierte Wohlfahrtfunktion in irgendeiner Form gebildet werden kann und die Regierung sich danach richtet bzw. überhaupt richten kann (im Sinne optimaler *first* oder *second-best* Lösungen, McGinnis und Ostrom, 2011). Diese Überlegungen finden sich auch in der evolutiven Ökonomik und der Komplexitätsökonomik (Elsner et al., 2014; van den Bergh und Kallis, 2013). Betont wird hier etwa, dass zentralistische Wirtschaftspolitik immer auch ein großes Risiko von Fehlentscheidungen mit potentiell schwerwiegenden Folgen für die Politikadressaten birgt. Dezentrale Wirtschaftspolitik, bei der viele Akteure parallel nach der Lösung ähnlicher Probleme suchen, kann ein wirksames Entdeckungsverfahren in einer von fundamentaler Unsicherheit und ständigem Wandel geprägten Welt sein. Stärker in den Vordergrund rücken damit Informations-, Aushandlungs- und Lernprozesse in bestimmten zeitlichen und räumlichen Kontexten. In ihnen kann darüber entschieden werden, welche Gemeinschaftsgüter zu erstellen sind und was jeweils unter Gemeinwohl zu verstehen ist (so etwa Becker et al., 2014). Dies schließt nicht aus, dass die neoklassische Problemanalyse ähnlich ausfällt (z.B. Existenz externer Kosten). Allerdings ist neoklassisch diagnostiziertes Markt- oder Regulierungsversagen nicht notwendigerweise korrekturbedürftig. Unvollständigkeiten können dann als Unterschiede

⁸⁵ Sie sind Teil eines sowohl natürliche Ressourcen (z.B. Grundwasser, Atmosphäre) wie Menschen gemachte Ressourcen (z.B. Bewässerungssysteme) umfassenden Ressourcensystems, das zwei Charakteristika umfasst: 1) Exklusive Nutzung ist möglich, aber kostspielig und 2) die Ausbeutung der Ressource durch einen Nutzer schränkt notwendigerweise die Nutzungsmöglichkeiten anderer ein (Ostrom, 2010a). Winterfeld et al. (2012) nutzen Commons als Überbegriff einer „Kategorie von Gütern, über die im gesellschaftlichen Aushandlungsprozess Einverständnis darüber erzielt werden muss, dass sie als Gemeingut gemeinwirtschaftlichen Regelungsformen unterliegen sollen“. Bei Helfrich (2012, S. 99) wird zwischen Commons und Gemeinressourcen unterschieden. „Gemeinressourcen sind oft frei zugänglich oder verfügbar und es bestehen keine Rechte oder Regeln, die den Umgang mit ihnen bestimmen. Gemeingüter (Commons) hingegen sind dadurch gekennzeichnet, dass die Menschen ihre eigenen Regeln zum Umgang mit den gemeinsam genutzten Ressourcen aushandeln, seien sie formaler oder kultureller Art. Commons beinhalten also stets formelle oder informelle Regeln und Normen, die in einem »Open-Access-Regime« nicht existieren.“

zwischen Systemen gesehen werden, die die Basis für Informations- und Lernprozesse bieten (Deakin, 2000). So sind evolutiv inspirierte Vorschläge häufig darauf ausgerichtet, Kooperation und Austausch in überschaubaren Gruppen durch entsprechende Institutionen und Netzwerke auf lokaler und regionaler Ebene zu fördern. Während direkte zentralstaatliche Interventionen häufig mit Kontrolldefiziten, Durchsetzungsproblemen oder *rent-seeking* assoziiert werden, wird damit stärker darauf gesetzt, Fähigkeiten und Wissen vor Ort zu mobilisieren (theoretisch zu mesoökonomischer Wirtschaftspolitik etwa Elsner, 2001). Dabei können viele verschiedene Systeme (Praktiken, Regeln, Politiken etc.) koexistieren und sich weiter entwickeln. Eine gewisse Harmonisierung von „Standards“ oder gesellschaftliche Diskurse können jedoch wiederum die Voraussetzung dafür sein, Vielfalt zu bewahren und lokale/regionale Experimente zu ermöglichen (sog. reflexive Harmonisierung nach Deakin, 2000).

Die Arbeiten von Ostrom sind von unmittelbarem Interesse für die Umwelt- und Energiepolitik. So zeigt sie für zahlreiche Fälle, dass etwa die gemeinsame Bewirtschaftung von Weideland, Wäldern, Grundwasserbecken, Bewässerungssystemen oder Fischgründen nicht zu der oft befürchteten „Tragödie der Allmende“ führen. Diese würde sich darin manifestieren, dass bei freiem Zutritt oder zu kostspieligem Ausschluss Güter kostenlos und letztlich übermäßig genutzt werden, ohne dass von den Nutzern ein eigener Beitrag zur Produktion oder Bereitstellung der Gemeinschaftsgüter geleistet wird. Ein weiteres Trittbrettfahrerproblem würde zudem daraus resultieren, dass die Bereitschaft und der Anreiz an der Erstellung und Einhaltung eines geeigneten Regel- und Institutionensystems mitzuwirken, zu gering ausfallen. Ostrom zeigt jedoch, dass diese Übernutzung vielfach auch über einen längeren Zeitraum nicht eingetreten ist und weltweit differenzierte und oft komplexe Normensysteme vorhanden sind, die die Bereitstellung und Nutzung von Ressourceneinheiten regeln, überwachen und gegebenenfalls sanktionieren. Dabei erscheinen dezentral verwaltete bzw. selbstorganisierte Systeme mitunter effizienter als rein staatlich verwaltete oder rein privatisierte (Ostrom, 1990). Wesentlich für derartige institutionelle Arrangements zur Bereitstellung von Gemeinschaftsgütern ist ein hohes Maß an lokal und regional gebundenem Sozialkapital. Dieses speist sich aus Ressourcen, die in sozialen Beziehungen eingebettet sind. Typischerweise wird zwischen Netzwerkressourcen (struktureller Aspekt) sowie Normen, gesellschaftlichen Werten und Vertrauen (kultureller Aspekt) unterschieden (Putnam, 2000; Coleman, 1990). Ein hohes Maß an Sozialkapital kann zur Herausbildung lokal angepasster Regeln bezüglich der Bereitstellung von Gemeinschaftsgütern führen. Als wesentliche Bauprinzipien langlebiger Allmenderessourcen nennt Ostrom klar definierte Grenzen, präzise Regelformulierung, Mitbestimmung der beteiligten Akteure, Rechenschaftspflicht der Kontrolleure, abgestufte Sanktionen und Konfliktlösungsmechanismen, die es erlauben, Fehler wieder zu beheben, sowie die Anerkennung der Regeln durch eine externe staatliche Behörde.

Im Hinblick auf den Klimawandel als globales Phänomen scheinen die Arbeiten Ostroms zu „lokal begrenzten“ Gemeinschaftsgütern und Formen der *Self-Governance* zunächst wenig geeignet. Allerdings hat sie sich auch hier zuletzt gegen einen rein zentralplanerischen bzw. „zent-

ralstaatlichen“ Ansatz gewendet (Ostrom, 2010b, 2011). Treibhausgasemissionen sind das Ergebnis vielfältiger Handlungen auf mehreren Ebenen. Handlungen innerhalb einer Entscheidungseinheit zur Verringerung dieser Emissionen verursachen simultan Kosten und Nutzen für andere Einheiten auf anderen Ebenen (genestete Externalitäten, Ostrom, 2012). Ostrom geht anders als der traditionelle neoklassische Ansatz nicht nur von Treibhausgasemissionen als der primären Dimension für politisches Handeln aus, sondern vom Vorhandensein mehrerer Externalitäten (und anderer „Nebenwirkungen“), die auf unterschiedlichen Ebenen unterschiedliche Relevanz haben. Eng damit verknüpft ist die Kritik an der Forderung, dass kollektives Handeln zu Gunsten des Klimaschutzes nur auf globaler Ebene erfolgen kann und soll. Neben der Vielfalt der Externalitäten wäre ein derartiger Ansatz kaum effektiv ohne die Unterstützung vielfältiger und vernetzter Bemühungen auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene. Er würde isoliert betrachtet - so Ostroms Erfahrung mit der Verlagerung von Regierungsverantwortung auf höhere Ebenen - kaum auf hinreichend Ressourcen (Kontrolle, Vollzug etc.) zurückgreifen können. Ebenso läuft er Gefahr, die Fähigkeiten, die Motivation und die Kooperationsbereitschaft der Akteure auf subglobaler Ebene zu untergraben. Auf übergeordneter Ebene wäre es etwa schwierig, regional unterschiedliche kulturelle Normen und Werte zu berücksichtigen (bzw. sie überhaupt zu kennen) und Vertrauen zu etablieren. Auch Lernprozesse beim Umgang mit Ressourcenproblemen bei den Ressourcennutzern könnten untergraben werden. Entsprechend stellt sich für Ostrom (2010b, 2012) auch mehr als bei neoklassischen Ansätzen die Frage nach der Sinnhaftigkeit einer stark zentral geplanten EU-weiten oder nationalen Energie- und Klimapolitik (Kap. 3.2.1; vgl. auch Pennington, 2013).

Dem einfachen Vorschlag von Oates (2005), Kompetenzen möglichst nach dem Wirkungsgrad der Umweltprobleme zuzuordnen, wird ein polyzentrischer Ansatz gegenübergestellt, der die Komplexität der Beziehung zwischen Regulierungskompetenz und biophysikalischen Grenzen bzw. Charakter der (Umwelt-)Güter besser entsprechen soll. Umweltprobleme sind dann lokal und global, wobei nicht die Zuordnung zu einer der Kategorien entscheidend ist, sondern die reziproke Beziehung zwischen natürlicher Umwelt und Menschen (Akteuren bzw. Institutionen) (Winterfeld et al., 2012). Zugleich wird anstelle einer dichotomen Gegenüberstellung von Staat und Markt und einer hierarchischen, überschneidungsfreien und vertikal genesteten Staatsorganisation ein breiteres Governance-Verständnis zu Grunde gelegt.⁸⁶ Ostroms Ansatz weist damit starke Parallelen zu dem Mehrebenen-Governance Ansatz auf, der Mehrebenenstrukturen unterschiedlichster Art untersucht (Kap. 3.1.2).⁸⁷ Entstanden ist das Konzept der Polyzentrität bereits in den 1960er Jahren. Elinor und Vincent Ostrom konnten zeigen, dass sich Politikprobleme in unterschiedlichen Bereichen wie Polizeischutz, Grundwasserversorgung oder Forstwirtschaft häufig besser adressieren lassen, wenn mehrere Entscheidungseinheiten auf mehreren

⁸⁶ Nach Ostrom (2009) “governance is about deciding who can do what, who will monitor it, and how rules are modified and changed over time”. Vgl. zur in Deutschland verbreiteten Definition von Mayntz (2010) Kapitel 3.1.2. Von Ökonomen wird Governance z.T. nur auf Marktphänomene und deren Regelungen im Sinne des Effizienzgedankens bezogen.

⁸⁷ Das Konzept der Polyzentrität dabei stärker im normativen Sinne verwendet, während Mehrebenen-Governance Ansätze auch als rein deskriptive Ansätze vorhanden sind.

Ebenen kombiniert werden und eine Vielfalt institutioneller Arrangements und Akteure an die Stelle eines monozentrischen Systems mit nur einer Ebene und einem (kollektiven) Akteur treten (im Überblick McGinnis und Ostrom, 2011). Für Vincent Ostrom sind letztlich Polyzentrität und die Fähigkeit zu *Self-Governance* wesentlich für eine funktionierende Demokratie (Wagner, 2005).

Im Hinblick auf Deutschland wird von Vertretern des Mehrebenen-Governance-Ansatzes die Forderung nach möglichst weitgehender Trennung der Governance-Ebenen wie in traditionellen ökonomischen Föderalismusmodellen als unrealistisch verworfen (Benz, 2010; Kropp, 2009). Auch empirisch ist schließlich eine zunehmende Verflechtung zwischen Bund und Ländern zu konstatieren. Während dies von ökonomischer Seite regelmäßig als ineffizient und wettbewerbsverzerrend kritisiert wird (z.B. Blankart, 2007), dient nach Benz (2010) die gegenseitige Einwirkung der wechselseitigen Machtbegrenzung der Ebenen. Außerdem sind externe Effekte und Verteilungskonflikte zwischen den Ebenen so häufig und vielfältig, dass eine wechselseitige Beteiligung der Ebenen an der Aufgabenerfüllung der Organe der anderen Ebene vielfach – in Abhängigkeit vom jeweiligen Politikfeld - zweckmäßig ist. Wesentlich ist vor diesem Hintergrund die Koordination und Kommunikation zwischen den Ebenen, um auf diese Weise mit Interdependenzen möglichst effektiv, effizient etc. umgehen zu können.

Es wird auch erwartet, dass polyzentrische Ansätze durch ihre Skalenflexibilität Nachteile ausgleichen können, die durch einen isolierten monozentrischen Ansatz (entweder dezentrale oder zentrale Steuerung) entstehen. Zugleich wird im Gegensatz zu der neoklassisch inspirierten Einordnung von Politikproblemen in global, grenzüberschreitend, national oder lokal und der anschließenden Zuordnung von Kompetenzen erwartet, dass es von einer geschickten Wahl der Governance-Ebenen abhängt, ob grenzüberschreitende Probleme wie der Klimawandel wirksam bekämpft werden können oder nicht (Lübbe-Wolf, 2000). Allgemein werden folgende Vorteile polyzentrischer Ansätze ins Feld geführt (Sovacool, 2011; Stein und Turkewitsch, 2008; Ostrom, 2005; Mc Ginnis und Ostrom, 2011; SRU, 2013):

- Zunächst erlauben polyzentrische Ansätze, dass eine Vielzahl an Perspektiven zum Vorschein kommt, die mit einer Vielfalt potentieller Lösungen für kollektive Handlungsprobleme einhergeht und Experimente erleichtert. Im Gegensatz zu einer statischen Effizienzbetrachtung ist Vielfalt damit nicht unbedingt ein Kostenfaktor, sondern mit langfristigen Nutzenwirkungen bzw. neuen Handlungsoptionen verbunden.
- Zweitens ergeben sich durch vielfältige Politikimpulse Möglichkeiten zum Austausch über Politikstrategien, -konzepte und -instrumente, die Lernen und die Übernahme jeweils geeigneter Lösungen im Sinne eines adaptiven Managements unter Unsicherheit erleichtern. Im Gegensatz zum weiter oben beschriebenen „neoklassischen“ Konzept des *Bottom-up* bzw. Laborföderalismus wird dabei von einem dynamischen, evolutischen Prozess von Versuch und Irrtum ausgegangen, der nicht nur durch zentrale Steuerung zu einem stabilen „Endzustand“ kommen muss, sondern den Charakter eines adaptiven, lernenden Systems hat. Dabei können bzw. sollen Experimente und Innovationen auch aus der Gesellschaft heraus kommen und ggf. staatlich erleichtert werden.

- Drittens können im Fall des Versagens bzw. von Fehlern einer Ebene andere Ebenen oder Akteursgruppen quasi als „Sicherheitsnetz“ einspringen (Redundanzfähigkeit).
- Viertens kann ein polyzentrischer Ansatz verantwortliches Regieren (*accountability*) erleichtern, wenn multiple Handlungs- und Regelungsebenen schwerer von Lobbyeinfluss beeinträchtigt werden als eine.
- Schließlich erscheint polyzentrische Governance legitimitätsstiftend und vertrauensbildend zu wirken sowie Beteiligung zu fördern, wenn bei komplexen Politikproblemen wie dem Klimaschutz ein lokaler Bezug hergestellt wird.

Allerdings werden auch die Herausforderungen und Kosten von Polyzentrität nicht geleugnet (McGinnis, 2005; Goldthau, 2014; van Zeben, 2012).

- Zunächst kann die Verteilung von Kosten und Nutzen über verschiedene Gruppen und Gemeinschaften problematisch sein. Dies gilt besonders, wenn diese Gruppen von Regeln und Instrumenten übergeordneter Governance-Einheiten abhängig sind oder gestützt werden.
- Inkonsistente Regeln und institutionelle Arrangements zwischen Governance-Ebenen können zusätzliche Kosten und problematische Redundanzen für die betroffenen Akteure bzw. über die jeweiligen Ebenen mit sich bringen. Verantwortlichkeiten können nicht mehr zugeordnet werden.
- Politische Abstimmung und Koordination kann zeitaufwändig sein, wenn die Ebenen gegeneinander ausgespielt werden. Es bereitet besonders Schwierigkeiten potentiell fragmentierte Netzwerke, Organisationen und neue Governance-Einheiten zu koordinieren, so dass möglicherweise eine „Gleichgewichtslösung“ nicht erreicht wird und bestehende Regeln unsicher sind bzw. immer wieder infrage gestellt werden.
- Hohe Komplexität und stark divergierende Interessen können zu politischen Stagnations- und Pattsituationen führen, die wiederum zwecks Konfliktregulierung (ungewollte) Zentralisierungstendenzen befördern können.

4.2.2 Anwendung auf den Ausbau Erneuerbarer Energien

Die Übertragung des Ostrom-Ansatzes auf die Governance des Energiesystems und des Ausbaus EE im speziellen ist vergleichsweise unterentwickelt. Während er sich für die Analyse sozial-ökologische Systeme (zum Beispiel Fischgründe, Bewässerungssysteme) bewährt hat, erfordert eine Übertragung auf ein historisch gewachsenes und im Umbruch befindliches Energieversorgungssystem als sozio-technisches System zahlreiche Anpassungen (Cayford und Scholten, 2014; Kap. 2). Im folgenden soll beispielhaft aufgezeigt werden, welche verschiedenen Ausprägungen die gemeinschaftliche *Self-Governance* von Teilen des Energiesystems aufweist und wie sie im Sinne von Ostrom bewertet werden kann. Interessant erscheint es hierbei zugleich, den Bezug zum Thema Föderalismus und Polyzentrität zu verdeutlichen. Den Ausgangspunkt der Überlegungen bildet der radikale Idealtypus der Stromallmende.

4.2.2.1 Das Ideal der Stromallmende und ihre Grundproblematik

Self-Governance wird im Hinblick auf EE gemeinhin mit einem Perspektiven- oder gar Paradigmenwechsel in der Energieversorgung verbunden. Sie versteht sich als Antwort auf ein historisch gewachsenes Energiesystem, das Bürger und lokale Gemeinschaften (*communities*) zu passiven Konsumenten in einer zentralisierten und hierarchischen Versorgungsstruktur werden lässt und ihnen nur wenige Möglichkeiten bietet, Kontrolle über die Energieproduktion und -verteilung auszuüben und erneuerbare Energieträger und (damit verbunden) neue Praktiken, Konsummuster, Geschäftsmodelle und Organisationsformen zu etablieren. Diese Strukturen sind in Deutschland vor allem im letzten Jahrzehnt durch dezentrale Produktion EE, lokale und regionale Versorgungskonzepte und eigene Stromversorgung aus EE gelockert worden. Dabei hat die Liberalisierung der Strommärkte eine größere Akteurs- und Marktvielfalt ermöglicht und die garantierten Einspeisevergütung nicht nur EE im allgemeinen, sondern speziell auch lokale Akteure und Gruppen gestärkt (vgl. Kap. 3).

Vor diesem Hintergrund beschreibt Lambing (2012) in Anlehnung an Ostrom (1990) die Grundstruktur einer Stromallmende als radikalem Idealtypus einer noch weiter dezentralisierten und gemeinschaftlich verantworteten Energieversorgung. Im Kern wird dabei die übliche „binäre Nutzungsstruktur“ von Käufer und Verkäufer von Strom durch eine Nutzergemeinschaft ersetzt, deren Mitglieder sowohl als Stromverbraucher als auch als Stromerzeuger auftreten. Dabei kann von einem gemeinsamen Interesse ausgegangen werden, möglichst wenig und lastnah Strom zu verbrauchen und entsprechend Verhaltens- und Verbrauchsmuster zu steuern. Schließlich geht für sich gesehen Mehrverbrauch mit einer entsprechend größeren Auslegung und Dimensionierung von Kraftwerken, Stromnetzen u.ä. einher und führt zu höheren Investitions- und Unterhaltungskosten sowie zu weiteren Kosten (oder Nebenwirkungen) über lokalen und globalen Ressourcenverbrauch (Eingriff in die Landschaft, Umweltkosten der Anlagenherstellung etc.). Ähnlich wie andere Allmendegüter bedarf auch eine Stromallmende ein fein austariertes Regelsystem, das von einem neu zu definierenden Kreis von Nutzungsberechtigten mitgestaltet und überwacht wird. Zugleich müssen die unterschiedlichen sozialen, natürlichen und technologischen Bedingungen vor Ort berücksichtigt werden. In Anlehnung an die Designprinzipien von Ostrom (1990) plädiert Lambing (2012) auch für lokale Konfliktlösungsmechanismen auf der Basis unmittelbarer Kommunikation der Nutzer und für staatliche Anerkennung derartiger institutioneller Arrangements der Selbstregulierung.

Die fundamentale Problematik einer derartigen auf EE basierenden Stromallmende besteht jedoch darin, dass - wie selbst Lambing (2012) im Grundsatz anerkennt - die Stromversorgung in technischer, wirtschaftlicher und politischer Hinsicht sowie durch die einflussreichen Akteure vorstrukturiert ist (Kap. 2 und 3) und Nutzergemeinschaften sich nicht bruchlos und ohne erhebliche „Übergangsprobleme“ einfügen lassen. Ganz allgemein sind Gemeinschaftsgüter im Energiebereich mit ihren verschiedenen Eigenschaften und Regelungsbedarfen stark durch Recht und Politik geprägt. Sie können also schon aus diesem Grunde nicht aus dem Nichts definiert und konstituiert werden. Sodann existiert offensichtlich bereits eine auf Höchstlastsituationen ausgerichtete, eng vermaschte und hoch komplexe Strominfrastruktur für Transport und Verteilung. Folglich entstehen nicht nur Kosten für den Bau neuer EE-Erzeugungskapazitäten, die

bezogen auf den erzeugten Strom meistens höher sind als für fossile Erzeugung, sondern zusätzlich Kosten für eine Anpassung von und Einbettung in technisch komplexe Übertragungs- und Verteilnetzstrukturen oder gar den parallelen Aufbau neuer, lokal zweckdienlicher Strukturen und Aufgaben (insbesondere die in Kapitel 2.3 thematisierten Flexibilitäten). Insbesondere zusätzliche Infrastruktur ist wiederum mit mehr oder weniger erheblichen und tendenziell irreversiblen externen Kosten in Form von Eingriffen in die Landschaft u.ä. verbunden, was zugleich einer kleinräumigen Ausgestaltung von Infrastruktur für wenige Nutzer entgegenstehen kann. Schließlich sprechen die bereits im Kapitel 4.1 angesprochenen Größen- und Verbundvorteile bei Stromnetzen für eine Ausweitung der Nutzergemeinschaft bzw. des Bezugskreises. Dieser vielfältige, hier nur angerissene Koordinationsbedarf muss als technisch und sozial komplex angesehen werden. Er führt nach Cayford und Scholten (2014) zu einem höheren Grad an Polyzentrität, also mehrfachen und sich ggf. überlagernden Governanceformen.

Der zunehmende Trend zu dezentralen Energieversorgungsstrukturen und die Bemühungen auf regionaler Ebene, Verantwortung für eine auf EE basierende Energieversorgung zu übernehmen, stehen auch im Spannungsfeld zum derzeit realisierten Marktdesign im Strommarkt (Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012; 100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a). Auch wenn Formen kommunaler und zivilgesellschaftlicher Selbstorganisation zunehmend hervortreten, führt der bestehende Strommarkt zu einer Delegation von Verantwortung an zentral(er) agierende Akteure und Instanzen wie Netzbetreiber, Direktvermarkter, Bilanzkreisverantwortliche und im weiteren Sinne die Mechanismen der Strombörse. So setzen die Vergütungsregelungen des EEG Anreize dahingehend, dass Strom aus EE vor allem an der nationalen Strombörse verkauft und nicht primär für die Eigenversorgung oder für räumlich nahe Verbraucher „reserviert“ wird (Mc Kenna et al., 2015). Der dezentral erzeugte Strom ist also technisch, ökonomisch und juristisch nicht örtlich zurechenbar und die damit verbundenen Kosten und Nutzen werden weitgehend sozialisiert. Zentrale Marktmechanismen existieren gleichermaßen für die Vergütung nicht-erneuerbarer Energieträger. Gleiches gilt für Systemdienstleistungen, die Regel- und Ausgleichsenergie angesichts fluktuierender Einspeisung aus EE gewährleisten. Diese Verlagerung führt dazu, dass regionalen Akteuren nur unzureichend signalisiert wird, ob sie im Sinne einer (gedachten) lokalen bzw. regionalen Stromallmende verantwortlich handeln oder nicht.

Aus einer marktskeptischen und zum Teil allgemein kapitalismuskritischen Perspektive wird daher von einigen Autoren gefordert, generell weniger auf (zentrale) Marktmechanismen in der Energieversorgung zu setzen (Löhr, 2012; Lambing, 2012; Moss et al., 2013 m.w.N.). Ebenso wird der Kapitalbesitz in herrschenden ökonomischen System mit einer inhärenten Tendenz zur Zentralisierung und Machtballung verbunden (z.B. Korndörfer et al., 2016). Dabei wird vor allem die Ansammlung von Macht und Kapital bei den großen Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern und die daraus entstehenden Abhängigkeiten als schädlich eingestuft. Neben der Forderung nach mehr Gemeineigentum (*res communes*) wird vorgeschlagen insbesondere das Übertragungsnetz und gegebenenfalls auch Grundlastkraftwerke in staatliches Eigentum bzw. in öffentliche Trägerschaft (*res publica*) zu überführen. Die zuletzt genannten Forderungen erscheinen jedoch schon politisch und rechtlich wenig Aussicht auf Erfolg zu haben.

4.2.2.2 Hybride Allmendeformen und ihre Gouvernance

Angesichts der Restriktionen, die sich aus den vorherrschenden Versorgungs- und Marktstrukturen ergeben, werden in der Literatur jedoch verschiedene hybride Allmendeformen und ihre Gouvernance aufgegriffen, die eine inhaltliche Nähe zu Ostrom aufweisen, zugleich aber besser an den energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Status-quo anknüpfen. Hybrid bedeutet dabei, dass als Koordinationsmechanismus weder vorwiegend auf Hierarchie noch vorwiegend auf einen zentralen Marktmechanismus gesetzt wird. In den Vordergrund rückt eine stärker gemeinschaftlich geprägte Steuerung der Energieversorgung. Im Rahmen dieser zum Teil neuen, lokal und regional verwurzelten Organisations- und Gouvernanceformen können Unterschiede in den Bewertungen und Bewertungskriterien im Vergleich zum neoklassischen Ansatz verdeutlicht werden.

Nach der Unterscheidung von Walker und Devine-Wright (2008) können gemeinschaftliche Energieprojekte (*community energy*) verortet werden, wenn vereinfacht nach zwei Dimensionen unterschieden wird. Zum einen nach dem Prozess, also der Frage, von wem ein Projekt entwickelt und betrieben wird und wer einbezogen wird und aktiv Einfluss ausübt; zum andern nach den Wirkungen (*outcomes*), also der Frage für wen ein Projekt ist und wie sich die Nutzen daraus räumlich, ökonomisch und sozial verteilen. Entlang einer gedachten Achse der Prozess – und Outcome-Dimension wird einerseits zwischen offenen und partizipativen sowie geschlossenen und institutionalisierten Prozessen unterschieden. Andererseits können Wirkungen außerhalb einer Gemeinde/Region anfallen und privat gewinn- bzw. nutzenbringend sein oder lokal/regional und kollektiv. Gemeinschaftliche Energieprojekte zeichnen sich demnach durch ein hohes Maß an Einbindung und Beteiligung der lokalen Bevölkerung aus; zugleich sollen die Nutzeneffekte möglichst ihr kollektiv zugute kommen. Dabei kann die Prozess -oder die Outcome-Dimension stärker betont werden oder beide flexibel kombiniert werden.

Traditionell im Vordergrund stehen dagegen Interaktionen zwischen einer begrenzten Anzahl von Akteuren aus der Regierung und Vertretern der i.d.R. überregional aufgestellten Energiewirtschaft. Demgegenüber betonen Befürworter gemeinschaftlicher Energieprojekte auch, dass Bürgerbeteiligung die Qualität von Politikentscheidungen erhöht, da lokales Erfahrungswissen der Betroffenen eingebracht werden kann (Wunderlich, 2012).

Besonders deutlich wird der Bezug zum Idealtypus in der Prozess- und Outcome-Dimension bei Forderungen die Bürgerenergie und insbesondere Genossenschaften zu fördern (Kap. 4.2.2.2.1). Indirekter ist der Bezug schon bei Empfehlungen, die Kommunen und ihre Stadt- und Gemeindegewerke als energiewirtschaftliche Akteure zu stärken (Kap. 4.2.2.2.2). Eine noch höhere bzw. weitere Ebene stellen mögliche zu bildende regionale Strom- oder Flexibilitätsmärkte dar (Kap. 4.2.2.2.3). Zunehmend dezentrale Erzeugung aus EE soll hier bei variabler Nachfrage durch ein angepasstes regionales Marktdesign abgebildet werden. Im folgenden sollen diesbezügliche Empfehlungen und Forderungen und dahinter stehende Begründungen dargestellt werden. Sie werden dann mit neoklassisch inspirierten Überlegungen kontrastiert.

4.2.2.2.1 Formen der Bürgerenergie, insbesondere Genossenschaften

Die bereits im Kapitel 3.2.2.4 diskutierte und abgegrenzte Bürgerenergie kann als ein Ausdruck für die Suche nach kooperativen, zivilgesellschaftlichen und solidarischen Steuerungsmechanismen gesehen werden, die jenseits von Markt und Staat angesiedelt sind (Holstenkamp und Degenhardt, 2013; Arentsen und Bellekom, 2013). Im Energiebereich setzt sie an der historischen Entwicklung des Ausbaus EE an.

Energiegenossenschaften kommen der kooperativen, selbstorganisierten Bewirtschaftung von Allmenderessourcen im Sinne von Ostrom relativ nahe. Sie stellen einen freiwilligen Zusammenschluss von privaten und zum Teil kollektiven Akteuren dar, sind meistens regional verwurzelt, demokratisch verfasst und auf die Mitglieder sowie gemeinschaftliche Ziele und Regeln ausgerichtet (vgl. Kapitel 3.2.2.4 zu den Prinzipien von Genossenschaften). Dem Idealtypus der Stromallmende am nächsten kommen dabei genossenschaftliche Lösungen, die unterschiedliche energiewirtschaftliche Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Übertragung, Verbrauch etc.) integrieren. So wird vor allem in sog. (Bio-)Energiedörfern die Energieversorgung mehr oder weniger vollständig in die Hände der Dorfbewohner übertragen. Zugleich kooperieren Landwirte, Bürger und Gemeindevertreter eng miteinander und treffen wesentliche Entscheidungen gemeinsam und nicht über anonyme Märkte (Walk, 2014). Ebenfalls nahe am Idealtypus sind Genossenschaften, die sowohl Erzeugungsanlagen als auch das Verteilnetz besitzen und betreiben und bei denen die Stromkunden Mitglied der Genossenschaft und damit Entscheidungsbefugte über die Infrastruktur sind. Dieses Modell wurde am deutlichsten von den Elektrizitätswerken Schönau verwirklicht, die allerdings seit längerem bundesweit (und nicht nur im Raum Schönau) Mitglieder haben und Stromkunden beliefern (Rave und Albrecht, 2015).

In den meisten Fällen ist jedoch die energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette - auch im Sinne der Vorgaben des *Unbundling* - nicht gänzlich integriert und die Nutzeneffekte (outcomes) beschränken sich - vor allem durch die Nutzung von (Netz-)Infrastruktur - nicht gänzlich auf einen engen räumlichen Bezugskreis. Außerdem besteht eine Interaktion mit national festgelegten energiepolitischen Instrumenten. Vor allem über die (sich beständig ändernden) Rahmenbedingungen des EEG werden Kosten- und Nutzeneffekte der Bürgerenergie mitbestimmt.

Aufbauend auf Kapitel 3.2.2.4 werden im folgenden für genossenschaftliche Lösungen bzw. Formen der Bürgerenergie⁸⁸ einige Vorteile angeführt, die sich in der Ökonomie verorten lassen, aber auch darüber hinausgehen. Anschließend werden einige kritische Gegenargumente im Sinne des neoklassischen Ansatzes aufgeführt.

4.2.2.2.1.1 Angeführte Vorteile

Organisationstheoretisch wird in kooperativ ausgerichteten Organisationen wie etwa Energiegenossenschaften eine effiziente und effektive Möglichkeit gesehen, Güter zu produzieren, die

⁸⁸ In der Praxis gibt es mehrere Formen von Genossenschaften und Gemeinsamkeiten zwischen Genossenschaften und anderen Organisationsformen wie Vereinen, Stiftungen, informellen Kooperationen, aber auch z.T. GmbHs. An dieser Stelle wird lediglich ein vereinfachter und generalisierender Überblick über die normative Begründungsdiskussion gegeben.

durch ein hohes Maß an Vertrauen und an unbeobachtbarer Qualität gekennzeichnet sind (sog. Vertrauensgüter) (Hansmann, 1996). So ist Strom aus EE insofern ein Vertrauensgut, wie ihr Verbrauch zumindest direkt nicht erkennen lässt, wie der Strom produziert wurde. Folglich besteht ein Potenzial für Missbrauch oder Qualitätsverschlechterungen (adverse Selektion), das vom Stromanbieter gegenüber einem im Hinblick auf die sozialen oder ökologischen Produktionsbedingungen „sensiblen“ Kunden ausgenutzt werden kann.

Verschiedene Gründe sprechen für Genossenschaften bei der Produktion des Vertrauensguts „Strom aus EE“ (Huybrecht und Mertens, 2014): Erstens sind bei monopolistischen und oligopolistischen Marktstrukturen - wie tendenziell in der Energieversorgung - Kooperativen aufgrund ihrer Eigenarten nicht geneigt Marktmacht gegenüber Konsumenten auszuüben. Diese Marktmacht äußert sich zum Beispiel in höheren Preisen oder geringeren Auswahlmöglichkeiten bei den Stromtarifen. Sie dürften auch weniger als rein profitorientierte Firmen Informationsvorsprünge gegenüber Konsumenten ausnutzen. So lassen sich Kapitalgesellschaften diesbezüglich auch schwer beobachten und kontrollieren. Durch die enge Verbindung zwischen Eigentümern und Nutzern der erzeugten Energie, ihre lokale soziale und wirtschaftliche Einbettung sowie transparente und direkte Informations- und Kommunikationsflüsse kann opportunistisches Verhalten dagegen bei Kooperativen unterbunden werden. Unabhängig von der Förderung durch das EEG ließe sich daher fordern, die Markteintrittsbarrieren gegenüber Genossenschaften abzubauen.

Ein weiteres darüber hinausgehendes Argument für Genossenschaften kann darin gesehen werden, dass sie zumindest richtungsmäßig einen selbsttragenden Prozess des Ausbaus EE vorantreiben können, der sich wesentlich aus den Eigenarten und Prinzipien der Genossenschaften selbst erklärt. Eine Erklärung hierfür liefert vor allem die Verhaltensökonomik (Yildiz et al., 2015; Yıldiz, 2014). So legen experimentelle Untersuchungen zunächst nahe, dass demokratische Entscheidungsverfahren zu einem höheren Maß an Kooperation führen als Verfahren oder Entscheidungen, die von außen aufgezwungen werden. Die individuellen Kooperationsbeiträge hängen wiederum von der allgemeinen Kooperationsbereitschaft und der Existenz von sozialen Präferenzen ab. Allgemein zeigt Ostrom in diesem Zusammenhang, dass Individuen nicht nur ihren eigenen Konsum, sondern auch den Konsum von anderen schätzen und bei der Bereitstellung öffentlicher Güter meistens als bedingt Kooperierende (*conditional co-operators*) agieren (z.B. Ostrom, 2000), d.h. zur Bereitstellung in dem Maße beitragen, wie andere beitragen und Fairness (oder auch ihre Reputation, ihr Prestige u.ä.) gewahrt wird. Individuen tragen auch in gewissem Umfang zur Bereitstellung öffentlicher Güter bei, weil ihr Beitrag als moralisch richtig angesehen wird oder sich gut anfühlt (und nicht nur aus Sorge um das öffentliche Gut als solches). Dieser „warm glow“-Effekt repräsentiert dabei tiefer liegende soziale und psychologische Prozesse, die zur Bildung von sozialen Normen und Einstellungen beitragen. Edenhofer et al. (2015) bezeichnen dies als nicht-materielle Co-benefits.

Yildiz et al. (2015) argumentieren im Hinblick auf Genossenschaften, dass die Kooperationsbereitschaft zum einen durch die regionale Verankerung und soziale Nähe der Gründer, Mitglieder und Förderer der Genossenschaft begünstigt wird (Ostrom, 2010). Soziale Präferenzen, die sich in diesem regionalen Rahmen besonders gut ausbilden können, können bei gemeinschaftlichem

Eigentum außerdem opportunistisches bzw. unkooperatives Verhalten verhindern und Formen des gegenseitigen Monitoring ermöglichen. Hinzu kommt, dass Entscheidungen wesentlich durch nicht monetäre Anreize geprägt sind und dies wiederum die allgemeine Kooperationsbereitschaft erhöht. So spielen bei der Entscheidung, sich für Genossenschaften zu engagieren das Umweltbewusstsein, Gerechtigkeitsaspekte und andere Normen eine wesentliche Rolle.

Kunze (2011) argumentiert anhand vergleichender Fallstudien zu EE-Projekten im ländlichen Raum, dass Genossenschaften als soziale Institutionen die Nachahmung bzw. Übernahme innovativer bzw. erfolgreicher Beispiele des Ausbaus EE andernorts erleichtern. So trägt das gebildete Sozialkapital zunächst zur Herausbildung informeller neuer Handlungspraktiken in Nischen (sog. Transitionsräumen) bei und kann in einem gewissen Maße ein Mangel an Expertenwissen und ökonomischem Kapital kompensieren. Aus informellen Handlungspraktiken können mit der Zeit Formalisierungs- und Institutionalisierungsprozesse entstehen.

Nach Frey et al. (2002) sind – im Gegensatz zum traditionellen neoklassischen Ansatz – nicht nur greifbare „Ergebnisse“ (instrumentelle *outcomes*) individuellen und kollektiven Handelns nutzenstiftend, sondern auch die Prozesse der Nutzengenerierung selbst (*preferences about procedures* bzw. *procedural utility*). Mit derartigen Prozessen sind oft jenseits bzw. zusätzlich zu Ergebnissen positive Wirkungen auf die Lebenszufriedenheit verbunden, weil sie zum Beispiel ein Gefühl der Zugehörigkeit, Wertschätzung und Selbstwahrnehmung mit sich bringen. Im Hinblick auf den Ausbau EE spielt die Möglichkeit zu Beteiligung und Mitsprache bei konkreten Projekten eine wichtige Rolle. Eher als bloße, oft erst spät einsetzende Anhörungen im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsverfahren kann sie im oben genannten Sinne Nutzen stiften. Nach dem Überblicksartikel von Walker et al. (2010) ist generalisiertes Vertrauen eine wesentliche Voraussetzung für die Realisierung kommunaler Energieprojekte. Vertrauen entsteht dabei vor allem durch Beteiligung und Mitsprache der betroffenen Bürger. Dies gelingt angesichts des Kollektivgutcharakters von Beteiligung am ehesten in Kleingruppensituationen, durch selektive Anreize, homogene Interessen oder durch politische Unternehmer (Rydin und Pennington, 2000). Zugleich ermöglicht Vertrauen die zur Projektrealisierung notwendige Kooperation, die wiederum mehr oder weniger auch auf lokales Wissen und die Kenntnis lokaler Präferenzen angewiesen ist.⁸⁹ Durch planerische und finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten sowie - eng damit verbunden - die Thematisierung von Fragen der Verteilungsgerechtigkeit (z.B. Kompensation von betroffenen Anwohnern bei der Errichtung von Windkraftanlagen) kann auch gegenüber kommunalen Energieprojekten kritisch eingestellten Personen zumindest eine gewisse passive Akzeptanz erreicht werden. Ob kommunale Energieprojekte letztlich (projektbezogene) Akzeptanz erzeugen, ist allgemein stark technologie- und prozessspezifisch; sie schwankt demzufolge auch von Region zu Region (Wunderlich, 2012). Im Hinblick auf Energiegenossenschaften wird jedoch betont, dass Mitbestimmung und direkte und aktive Beteiligung von Energieverbrauchern besonders vertrauensstiftend ist und die projekt- und technologiebezogene Akzeptanz erhöht (Bauwens, 2013; empirisch auch Sagebiel et al., 2014).

⁸⁹ Gerade dieses lokale oder implizite Wissen ist demgegenüber für überregional agierende Unternehmen schwer zugänglich.

Im Hinblick auf Umweltwirkungen werden EE-Kooperativen zwei positive Aspekte zugeschrieben. Zum einen reduzieren EE – für sich betrachtet – den Ausstoß an Treibhausgasen und gehen gegenüber der konventionellen Energieerzeugung mit weiteren Umweltentlastungen einher. Da allerdings die Realisierung von EE- Projekten standortspezifische Kosten (Sichtbeeinträchtigungen, Lärm etc.) induzieren, ist die Errichtung von EE- Anlagen mit der Kollektivgutproblematik verknüpft (Freifahrerverhalten, *not-in-my-backyard* Effekte). EE-Kooperativen können sie aber potentiell überwinden, indem Bürger Miteigentümer werden und die Gewinne aus der Projektrealisierung nicht an externe Investoren und Versorger abfließen. Kooperativen stellen daher quasi öffentliche Güter her, die sich in einer Akzeptanzsteigerung für EE vor Ort und in der Möglichkeit einer demokratischen Mitbestimmung über EE vor Ort äußert (Universität Oldenburg et al., 2014).⁹⁰ Berechtigte Einwände gegen externe Umweltkosten (z.B. Naturschutz) können zugleich zumindest prinzipiell im Umsetzungsprozess besser Berücksichtigung finden.

Zum anderen wird auch potentiell ein weiteres quasi-öffentliches Gut bereitgestellt, in dem EE-Kooperativen zur Reduktion des Energieverbrauchs beitragen. Der Verbraucher wird als Mitglied in seinem Umweltbewusstsein sensibilisiert und im Hinblick auf sein Verbrauchsverhalten direkt informiert und vertrauensvoll beraten (Förder- bzw. Solidaritätsprinzip). Er kann möglicherweise aus Verbrauchsroutinen ausbrechen (sog. *behavioural lock-out*). Kooperativen können Verbrauchssenkungen von 25% innerhalb von drei Jahren realisieren (so Huybrechts und Mertens, 2014 mit einem Beispiel aus Belgien).⁹¹ Möglicherweise werden darüber hinaus auch durch die Gewinnverwendung der in der Genossenschaft erzielten Erträge weitere positive Umwelteffekte realisiert.

Interessant erscheinen kooperative Modelle schließlich im weiteren Sinne auch deshalb, weil sie der Heterogenität der Nachfrage nach öffentlichen Gütern gerecht werden könnten (Weisbrod, 1974; Zimmermann und Krenzer, 2001). Der (Zentral-)Staat orientiert sich dagegen tendenziell primär am Medianwähler und vernachlässigt die Bedürfnisse von Konsumenten mit einer höheren Nachfrage nach öffentlichen Gütern. Anstelle der über staatliche Intervention und hierarchisch bereitgestellten öffentlichen Gütern treten räumlich und zeitlich gebundene Gemeinschaftsgüter. Sie werden von den beteiligten Bürgern gemeinsam getragen, genutzt und nach eigenen ausgehandelten Regeln verwaltet (Winterfeld et al., 2012). Demgegenüber wird bei zentralstaatlicher Bereitstellung ein größerer Einfluss von Partikularinteressen vermutet (Becker et al., 2014). Die Nachfrage wird mobilisiert, indem gestützt auf das EEG eine Vielzahl von größtenteils regional verankerten Akteuren (Hauseigentümer, Landwirte, Genossenschaften etc.) Kapital mit einem langfristigen Anlagehorizont zur Verfügung stellen. Sie haben eine unterstützende Funktion in einem polyzentrischen Governance-Verständnis (van Zeben, 2012).

⁹⁰ Eng damit verbunden ist das verteilungspolitische Argument, dass durch Genossenschaften bei geringen Eintrittsbarrieren die Teilhabe an den Erträgen der Energiewende und die Inklusion und demokratische Kontrolle der Bürger gefördert wird (Universität Oldenburg et al., 2014).

⁹¹ Nach Kelly und Politt (2011) weisen stärker föderal ausgerichtete politische Systeme eine geringere Energieintensität auf als zentralistische Staaten.

Im Sinne des Suchrasters aus Kapitel 1.3 ziehen die oben aufgeführten Argumente für Energiegenossenschaften und Formen der Bürgerenergie darauf ab, räumliche und regionale Heterogenität bei der Förderung EE abzubilden. Dies ermögliche es besser, die unterschiedlichen Bedingungen und Akteurskonstellationen zu berücksichtigen und die Vorteile lokal bzw. regional gebundener Organisationsformen zu erschließen. Teilweise (z.B. bezüglich des *Unbundling*) wird hierbei auch für stärker dezentralisierte Entscheidungsbefugnisse plädiert (Fall „divergent“). Allerdings wird in der Regel für die Fortsetzung eines bundespolitischen Rahmens (EEG) für die Förderung EE plädiert. Dieser Rahmen müsste jedoch „bürgerenergiefreundlich“ und in diesem Sinne heterogen ausgestaltet werden (Fall „diversifiziert“). Im Sinne von Ostrom würde dieser Rahmen lokale Institutionen und damit die Rechte und Gelegenheit von latenten Gruppen stärken (level playing field im Markt bzw. System) und damit die Kapazität zur *Self-Governance* erleichtern (McGinnis, 2005; Dragos-Aligica, 2014). Die experimentelle Ökonomik betont dabei, dass diese Institutionen Kommunikation und/oder eine Kontrolle über Gleichgesinnte ermöglichen sollten (Noussair und van Soest, 2014). Ggf. ergibt sich dadurch wiederum auch die Möglichkeit für die Bundespolitik, von hybriden Gemeinschaftsgüter nutzenden Gruppen über die Bedingungen erfolgreichen Ressourcenmanagements zu lernen.

4.2.2.2.1.2 Kritik und Grenzen

Von neoklassischer Seite werden Genossenschaften und Formen der Bürgerenergie nicht generell abgelehnt. Im Hinblick auf Genossenschaftsmodelle werden aber bestimmte, zumindest potentielle Effizienz Nachteile angeführt (Huybrechts und Mertens, 2014). Hinzu kommen Grenzen der Energieversorgung über Genossenschaften im weiteren Sinne.

So sind aus dem Blickwinkel der Transaktionskostentheorie Genossenschaften durch unvollständige vertragliche Beziehungen zwischen ihren Mitgliedern gekennzeichnet. Sie äußern sich in geteilten Eigentumsrechten und der Notwendigkeit, gemeinsam operative und investive Entscheidungen zu treffen. Daraus kann opportunistisches Verhalten erwachsen (z.B. durch Zurückhalten von Informationen). Im weiteren Sinne können - vor allem bei Abwesenheit von wettbewerblichem Druck aus dem Markt - heterogene und konfligierende Interessen (z.B. bezüglich der Verteilung von Erträgen) schwer beherrschbar sein. Während diese Thematik von Befürwortern als wenig relevant eingestuft wird, ist zumindest mit höheren Transaktions- bzw. Organisationskosten zu rechnen. Langsame oder aufwändige Entscheidungsprozesse können wiederum insgesamt höhere Produktionskosten mit sich bringen. Daraus kann sich wiederum eine relative Vorteilhaftigkeit stärker hierarchischer oder marktlicher Organisationsformen ergeben. Dies könnte etwa für die komplexen Wertschöpfungsketten in der Bioenergie relevant sein (Yildiz et al., 2015).

Zum anderen liegt in der ausreichenden Kapitalbeschaffung in kapitalintensiven Industrien wie bei EE ein Hemmnis, insbesondere wenn externe Investoren mit traditionellem Profitinteresse nicht zugelassen werden. Nach Degenhardt und Holstenkamp (2011) können „die fehlende ertragsorientierte Kapitalverwendung, die fehlende Beteiligung am Unternehmenswert sowie die in der Regel auf eine Stimme beschränkte Mitbestimmung als Ursachen für eine systembeding-

te, rechtsformimmanente Eigenkapitalschwäche“ genannt werden. Auch die Fremdkapitalbeschaffung wird angesichts der geringeren Gewichtung des Renditeziels erschwert. Bei kleinteiliger Kapitalstruktur und einer Präferenz für lokale Investitions- und Beteiligungsmöglichkeiten (z.B. zur Sicherung von Wertschöpfungsaktivitäten vor Ort) fällt es dann entsprechend schwer, potentielle Skalen- und Verbundvorteile aus einem stärker konzentrierten und über Europa diversifizierten Kapitalangebot zu realisieren (Tews, 2014). Dies läuft offensichtlich den in Kapitel 4.1.2.2 ins Feld geführten kostenseitigen Vorteilen einer stärker europäisch ausgerichteten bzw. abgestimmten Energiepolitik entgegen.

Generell besteht schließlich bei einer Verallgemeinerung des Genossenschafts- und Bürgerenergiegedankens auf weite Teile der Energieversorgung die Gefahr, Dezentralität und eher kleinteilige, regionale und nur zum Teil rentable Kapitalstrukturen zu einem Wert an sich zu erheben. Zu klären wäre dann, ob wirklich die Interessen möglichst aller Bürger berücksichtigt werden oder aber partikularistische Lösungen verwirklicht werden, die die komplexen Wirkungszusammenhänge im Energiesystem nicht hinreichend reflektieren (allgemein Millimet, 2013; speziell zur Rolle lokaler sozialer Interaktionen bei der Installation von Solaranlagen im Kontext des EEG kritisch Inhoffen et al., 2016). Von neoklassischer Seite werden daher auch Forderungen zur expliziten Begünstigung der Bürgerenergie im EEG zurückhaltend beurteilt (Kap. 4.1.2.3.2.3). Das Zusammenwirken extrem dezentraler Strukturen und nationaler Förderregime könnte vielmehr zu einer schwer beherrschbaren Governance der Energietransformation führen, die dessen Komplexität und Kosten erhöht.⁹² In diesem Sinne sprechen sich z.B. Pahle et al. (2014) dafür aus, wie bereits über das EEG 2014 auch Formen der Bürgerenergie mehr Risiken für ihre (Investitions-)Entscheidungen aufzubürden, die ihre Verantwortung für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung wiederspiegelt. Bei einer schrittweise stärker marktbasierter Förderung wird es sich dann nicht vermeiden lassen, dass sich die Akteursbreite reduziert. Wie stark dies der Fall sein wird, ist aber unklar bzw. auch eine empirische Frage. So könnten innovative Lösungen (z.B. Zusammenschluss mehrerer Genossenschaften, Zusammenarbeit mit kommunalen Akteuren) etabliert werden, ohne die positiven Wirkungen des genossenschaftlichen Organisationsmodells (Sozialkapitalbildung, positive Umweltexternalitäten etc.) gänzlich zu untergraben.

4.2.2.2.2 Rekommunalisierung

Das wachsende Interesse von vielen Kommunen an der Rekommunalisierung der Energieversorgung lässt sich als eine weitere hybride Allmendeform im Stromsektor kennzeichnen (vgl. Kap. 3.2.2.3). Die (Nutzer-) Gemeinschaft zeigt sich hier in dem Wiedererstarken der kommunalen Energieversorgung zulasten privater und überregional tätiger Versorger (insbesondere der „großen Vier“, d.h. E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall). Der gemeinschaftliche Charakter der Energieversorgung ist besonders dann offenbar, wenn die Bürger vor Ort in den Prozess der Rekommunalisierung involviert sind oder ihn gar aktiv vorantreiben (Becker et al., 2015).

⁹² Zu weiteren Argumenten bzgl. der Förderung kommunaler und regionaler Energieprojekte aus neoklassischer Sicht vergleiche den Abschnitt zur Rekommunalisierungsdiskussion in Kap. 4.2.2.2.2.

Das Auslaufen von Konzessionsverträgen mit privaten Netzbetreibern bietet dann vielfach die Möglichkeit, dezentrale Erzeugungsstrukturen auf der Basis EE und unter Maßgabe rechtlicher Einschränkungen (*Unbundling*, Netzregulierung, Wettbewerbsrecht etc.) zu stärken. Zugleich werden bundespolitische Ziele zum Ausbau EE abgestützt oder gar ihre Weiterentwicklung gefördert.

4.2.2.2.1 Angeführte Vorteile

In Anlehnung an E. Ostrom liegt die Begründung für eine Rekommunalisierung (in verschiedenen Formen) aus der Sicht ihrer Befürworter nur partiell im Verweis auf Marktversagen. So werden etwa Stadtwerkneugründungen oder Erweiterungen des Geschäftsfelds nur z.T. als Mittel dafür verstanden, den Missbrauch privater Monopol- bzw. Oligopolmacht in Form hoher Preise oder schlechtem Service einzudämmen. Vielmehr wird im weiteren Sinne darauf verwiesen, über Maßnahmen der Rekommunalisierung Gemeinwohlziele besser aushandeln und erreichen zu können. Die Interessen der Bürger vor Ort können durch den engen Bezug zwischen Kommunalverwaltung, Kommunalpolitik und Bürger sowie die in der örtlichen Gemeinschaft verwurzelten und auf Gemeinwohlanliegen verpflichteten Stadt- und Gemeindewerke vielerorts besser realisiert werden (so Landsberg, 2013; eher skeptisch Becker et al., 2015). Zentrale Frage ist demnach auch weniger, ob energiewirtschaftliche Leistungen generell privat oder staatlich erbracht werden sollten. Vielmehr werden die Vorzüge einer „Regionalisierung“ im Sinne einer lokalen oder regionalen Wiederanbindung von Eigentum und Entscheidungsverantwortung als Co-benefit hervorgehoben (Budäus, 2012). Dies spiegelt sich in einer Umfrage unter Kommunen, der zufolge die Wahrung des kommunalen Einflusses auf die Energieversorgung für 94 % der Befragten mit Abstand der wichtigste Grund für eine Rekommunalisierung im Energiesektor ist (Lenk et al., 2011). Für die Rückgewinnung dieser „Gestaltungsmacht“ finden sich Argumente, die auf die Prozess- und die Outcome-Ebene abzielen (Walker und Devine-Wright, 2008).

Aus der Prozessperspektive wird betont, dass die Leistungserbringung durch kommunale Anbieter der Mitbestimmung durch die Bürger und der demokratischen Kontrolle unterliegt. Für die Bürger ergeben sich vielfältige Möglichkeiten der Mitsprache und Beteiligung (Berlo und Wagner, 2013). Sie reichen von der Kommunikation und Offenlegung der Strategie von Stadtwerken über finanzielle Beteiligungen (z.B. Bürgerfonds, Genossenschaften) bis zur Partizipation bei Infrastrukturprojekten. Stadtwerke genießen außerdem laut einer Umfrage des Verbands kommunaler Unternehmen ein höheres Vertrauen bei den Bürgern als Großunternehmen (Weil, 2010). Sie seien ihrerseits wiederum flexibler und eher kunden- und bürgerorientiert und werden ihrer sozialen Verantwortung - vor allem gegenüber einkommensschwächeren Haushalten - eher gerecht (vgl. Berlo und Wagner, 2013 mit Beispielfällen).

Die Prozessperspektive ist zugleich eng verbunden mit der Outcome-Dimension. Hierbei wird der ökologische, ökonomische und mitunter der sozialen Nutzen der Rekommunalisierung im Sinne des Nachhaltigkeitsgedankens hervorgehoben. In ökologischer Hinsicht liegt das Hauptaugenmerk auf Energieeinsparungs- und Energieeffizienzpotenzialen (darunter vor allem über

die Kraft-Wärme-Kopplung). Der Ausbau dezentraler EE wird nicht nur über Stadt- und Gemeindewerke aktiver vorangetrieben als über die großen Stromkonzerne, sondern kann leichter mit anderen ökologisch vorteilhaften Maßnahmen bzw. mit einem lokalen Klimaschutzkonzept verknüpft werden (Berlo und Wagner, 2013). Neben energiebezogenen Maßnahmen trifft dies auch auf die Verknüpfung von Stadt und Umland bei Planung und Aufbau intelligenter regionaler Versorgungsstrukturen zu.

Häufig zentral in der Argumentation der Befürworter ist der Verweis auf i.e.S. regionalökonomische Vorteile der Rekommunalisierung für die Kommunen. Angesprochen wird - neben der Existenz kommunaler Unternehmen selbst - die Auftragsvergabe an oder die Kooperation mit ortsansässigen Unternehmen, was mit der entsprechenden keynesianischen Multiplikatoreffekten einhergeht. Dagegen werden derartige regional wirksame Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte über „große Stromkonzerne“ als weniger wahrscheinlich angesehen (Berlo und Wagner, 2013). Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte werden schließlich auch allgemein im Sinne einer Umverteilung von Kapital und Macht zu Gunsten von Regionen und Kommunen begrüßt (Korndörfer et al., 2016).

Neben diesen Ausstrahlungseffekten werden Synergien bzw. Verbundvorteile im „Konzern Stadt“ ins Feld geführt. Dies betrifft etwa die leichtere Abstimmung zwischen verschiedenen Infrastrukturbetreibern (gemeinsame Umsetzung von Maßnahmen bei Straßenbau, Entsorgung, Wasser, IKT-Netzen, Energieversorgung etc.), die Integration von Wertschöpfungsstufen (vor allem bei kleineren Stadtwerken unter 100.000 Kunden) oder die gemeinsame und kundennahe Entwicklung neuer Produkte, Dienstleistungen und Geschäftsfelder.

Hervorgehoben werden auch verschiedene Möglichkeiten zur Stärkung der Kommunalfinanzen, insbesondere über Konzessionsabgaben, Gewerbe- und Einkommensteuer und Gewinnausschüttungen (vgl. auch Aretz et al., 2013). Damit besteht wiederum die Möglichkeit, den kommunalwirtschaftlichen Querverbund zur Finanzierung anderer wichtiger örtlicher Aufgaben zu nutzen. Dies gilt insbesondere für den öffentlichen Personennahverkehr mit seiner umwelt- und sozialpolitischen Funktion. Aus sozialen Erwägungen wird schließlich auf die hohe Ausbildungsquote und die besseren Vergütungs- und Arbeitszeitbedingungen in kommunalen Unternehmen hingewiesen. Demgegenüber waren Privatisierungen häufig mit Arbeitsplatzabbau und schlechteren Arbeitsbedingungen verbunden (Friedländer, 2013).

Sowohl in der Outcome-Dimension als auch in der Prozessdimension lässt sich schließlich der Faktor Wissen betrachten. Berlo und Wagner (2013) betonen, dass Stadtwerke im Zuge der Verbreitung dezentraler EE-Technologien erhebliches Know-how über dezentrale Energieversorgungsstrukturen aufgebaut haben. Sie sind zudem im weiteren Sinne genau über die örtlichen Gegebenheiten und die Kundenstruktur informiert und können ihre Dienstleistungen danach ausrichten und dabei wiederum für Akzeptanz beim Kunden und der lokalen Gemeinschaft sorgen.

Im Sinne des Suchrasters aus Kapitel 1.3 sprechen sich die Befürworter einer stärker kommunal und bürgerschaftlich geprägten Energieversorgung ähnlich wie bei den Genossenschaften für räumliche und regionale Heterogenität bei der Förderung EE aus. Dabei geht es weniger um die Weiterentwicklung des EEG, dass weiterhin für notwendig erachtet wird. Betont wird vielmehr

die Chance Co-benefits auf kommunaler Ebene realisieren zu können. Die jeweils verschiedenen Co-benefits können im Sinne der Befürworter durch eine Rückbesinnung auf die kommunale Ebene wirkungsvoll erschlossen werden. Z.T. werden vor diesem Hintergrund bundespolitische Entscheidungskompetenzen bei der Netzkonzessionierung (Wettbewerbsrecht, Vergaberecht) kritisiert (vgl. beispielhaft die Diskussion in Rave und Albrecht, 2015 zur Rolle von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur).

4.2.2.2.2 Kritik und Gegenkritik

Die Bewertung der Rekommunalisierung hängt von der Form und der Reichweite der Rückführung energiewirtschaftlicher Tätigkeiten und Vermögen in öffentliche Trägerschaft ab. So sind nach Putz und Partner (2013) etliche der oben erwähnten Vorzüge von Rekommunalisierungen nicht offensichtlich, wenn isoliert der Netzurückkauf betrachtet wird und weitere kommunale Tätigkeiten in der Energie- und Versorgungswirtschaft nicht gleichzeitig betrachtet werden:

So können zunächst die ökologischen Ziele der Rekommunalisierung insbesondere vor dem Hintergrund der regulatorischen Rahmenbedingungen nicht bzw. lediglich im Bereich des Netzmanagements erreicht werden. Der Netzbetrieb ist zum einen von der Erzeugung und dem Vertrieb getrennt (rechtliche Entflechtung bei mehr als 100.000 Kunden), so dass kein Einfluss auf die Erzeugerstruktur bzw. den Energiemix genommen werden kann. Zum anderen besteht die Verpflichtung zur Abnahme von Strom aus EE nach EEG unabhängig davon, ob dieser von privaten oder kommunalen Unternehmen erzeugt wurde. Ebenso bestehen unabhängig davon Vorgaben zum Ausbau und zur Optimierung von Verteilnetzen, um die Abnahme EE sicherzustellen. Die ökologische Neutralität der Rekommunalisierung wird demgegenüber vom Wuppertal Institut vor dem Hintergrund bestritten, dass Stadtwerke in der Realität (und trotz der Vorgaben des *Unbundling*) sich selten nur auf den Netzbetrieb konzentrieren (Berlo und Wagner, 2013). Vielmehr sind Stadtwerke als Gesamtunternehmen zu betrachten, die in mehreren Wertschöpfungsstufen und energierelevanten Aktivitäten tätig sind. Aus dieser strategischen Vernetzung könnten dann auch ökologische Potenziale besser erschlossen werden. Für Kommunen, die am Beginn einer Rekommunalisierung stehen, könnte der Netzerwerb den Ausgangspunkt dafür bilden, zumindest mittelbar öffentliche Zielsetzungen im Energiebereich direkter anzusteuern bzw. darüber hinaus die strategische Stellung der Kommunalwirtschaft zu stärken (vgl. auch Libbe, 2014).

Zurückhaltend werden von Kritikern auch die ökonomischen Potenziale einer Rekommunalisierung betrachtet. Im Hinblick auf die Auftragsvergabe an ortsansässige Unternehmen durch Verteilnetzbetreiber bestehen zum einen wiederum rechtliche Grenzen (Vergabe-/Kartellrecht); zum anderen können Vorgaben mit den Regeln der Netzregulierung in Konflikt geraten, vor allem dem Ziel des kosteneffizienten Netzbetriebes gemäß Anreizregulierungsverordnung. Empirisch unklar ist zudem, ob Aufträge auch ohne Rekommunalisierung über private Unternehmen zu lokalen Wertschöpfungs- und Beschäftigungsimpulsen geführt hätten und welche negativen Effekte positiven Impulsen gegenüberstehen. Nicht geteilt wird schließlich auch die positive Einschätzung bezüglich der Verbesserung der kommunalen Einnahmesituation. Hervorgehoben

werden die hohen Finanzierungs- und Transaktionskosten für den Netzerwerb und unsichere langfristige Renditen (auch vor dem Hintergrund der vorgegebenen Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur) (Putz und Partner, 2013).

Unterschiede bestehen schließlich auch bezüglich des Faktors Wissen. Putz und Partner (2013) befürchten hier, dass die Übernahme von Verteilnetzen zu einem Abfluss von Know-how führt und sich die Versorgungsqualität verschlechtern kann.

Die unterschiedlichen Einschätzungen der Studien verweisen offensichtlich auf ungeklärte sachliche Zusammenhänge, die weitere empirische Forschung erfordern. Dessen ungeachtet werden von neoklassischer Seite aber weitere mit der Rekommunalisierung verbundene Problemstellungen thematisiert. Zum besseren Vergleich mit Vorstellungen, die sich an eine Stromallmende im Sinne von Ostrom anlehnen, wird - wie in der Studie des Wuppertal Instituts - ein breiterer Rekommunalisierungsbegriff verwendet, der die ganze Wertschöpfungskette Strom (und ggf. Wärme) in den Blick nimmt. Charakteristisch für neoklassische Ansätze ist jedoch die getrennte Betrachtung einzelner Wertschöpfungsstufen (Höffler, 2013; Monopolkommission, 2011).

Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass im Gegensatz zu Erzeugung und Vertrieb der Betrieb des lokalen Verteilernetzes ein natürliches Monopol darstellt (Kap. 2.4.1). Hieran knüpft sich die Frage, ob Eigenerstellung durch kommunale Stadtwerke oder die Beauftragung eines staatlich regulierten Unternehmens effizienter ist. Für eine gegebene Unternehmensstruktur gibt es diesbezüglich keine starke Evidenz für oder gegen eine der Lösungen (Höffler, 2013). Bei Veränderungen des Unternehmenszuschnitts sind Veränderungen von Größen- und Verbundvorteilen zu bedenken. Liegen Größenvorteile vor (so Growitsch et al., 2010; Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012; kritisch Hirschhausen et al., 2006), könnte Rekommunalisierung dazu beitragen, dass Unternehmen in Form von Stadt- und Gemeindewerken Netze (und gegebenenfalls Vertriebs- und Erzeugungsstrukturen) kleinteiliger organisieren und in diesem organisatorischen und eigentumsrechtlichen Sinne Größenvorteile rückgängig gemacht werden oder nicht realisiert werden.⁹³ Dabei wird dies auch dadurch begünstigt, dass die Realisierung von Größenvorteilen durch den Bund über Vorgaben bei der Anreizregulierung und der Entflechtung nicht begünstigt werden (Growitsch et al., 2010). Nicht realisiert werden noch bestehende Größenvorteile dann, wenn – wie Höffler (2013) nahelegt -, private Netzbetreiber eher gewillt sind, Eigentum an Stadtwerken aufzugeben, um Größenvorteile durch Zusammenschlüsse zu realisieren. Insofern kann es durch Rekommunalisierung möglicherweise zu einer (weiteren) organisatorischen Zersplitterung regionaler Verbundnetze kommen. Zugleich können sich dadurch Markteintrittsbarrieren für neue Energieanbieter ergeben (etwa aufgrund der Vielzahl an nötigen Verträgen bei deutschlandweitem Vertrieb) (Friedländer, 2013).

Befürworter der Rekommunalisierung betonen demgegenüber - neben einer häufigen Skepsis gegenüber den Aktivitäten großer privater Energieversorgungsunternehmen - mögliche Skalen-

⁹³ So liegen zum Beispiel die letztlich vom Stromverbraucher zu tragenden Durchschnittskosten eines Verteilnetzunternehmens, das über eine Betriebsgröße von 10 % des größten Unternehmens verfügt, bereits 27% über den Durchschnittskosten des größten Netzbetreibers (Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012).

effekte durch interkommunale Zusammenarbeit. Dies kann zum Beispiel in der Gründung eines gemeinsamen Stadtwerks erfolgen (vgl. DUH und Infas, 2014 zu verschiedenen Kooperationsformen; Rave und Albrecht, 2015 zur Diffusion bürgerschaftlich mitgetragener Rekommunalisierungsformen). Einer übermäßigen Heterogenität von Versorgungsstrukturen im Sinne einer Fragmentierung kann nach dieser Sichtweise *bottom-up* entgegengewirkt werden (d.h. keine komplette Divergenz im Sinne des Suchrasters in Kapitel 1.3).

Im Hinblick auf Verbundvorteile vermutet Höffler (2013), dass kommunale Anbieter eher bereit sind, ein komplexes Portfolio an Versorgungsleistungen (Gas, Strom, Wasser, Entsorgung, etc.) zu erbringen, was an den unterschiedlichen und komplexen Regulierungsregimen liegt. Eine besondere Gefahr besteht zudem darin, dass private Unternehmen verlustbringende, aber Verbundvorteile generierende Aktivitäten abstoßen (z.B. ÖPNV, öffentliche Bäder) (sog. Rosinenpicken).

Insgesamt kann aus dieser neoklassischen Perspektive bei einer Fokussierung auf den Bereich des natürlichen Monopols nicht eindeutig entschieden werden, welche Eigentums- und Organisationsform effizienter ist. Dies hängt vielmehr jeweils von spezifischen lokalen Gegebenheiten ab (Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012).

Allerdings resultiert eine skeptischere Sicht, wenn einige der bereits thematisierten kommunalpolitischen Ziele, die gleichzeitig verfolgt werden sollen, berücksichtigt werden. So wird gerade in der Verquickung mehrerer Zielsetzungen eine Quelle von Ineffizienz und Dosierungskonflikten gesehen. Andere Ziele sollten, wenn sie begründbar auf Marktversagen beruhen, auf anderem Wege und über eigene Instrumente gemäß der sog. Tinbergen-Regel realisiert werden (Tinbergen, 1952).

Aus wettbewerbsökonomischer Sicht argumentiert zunächst die Monopolkommission (2011) gegen eine Rekommunalisierung zur Belebung des Wettbewerbs auf der Erzeugerebene und im Endkundenmarkt. Bei letzterem ist nicht einsichtig, warum der Staat angesichts der Dynamik und Wettbewerbsintensität auf dieser Marktstufe eingreifen sollte. Auf der Erzeugerstufe bleibe fraglich, ob kommunale Akteure über Rekommunalisierung im weiteren Sinne das Erzeugeroligopol der „großen Vier“ aufbrechen können. Gerade im Hinblick auf EE sind zudem private Akteure stark auf dem Markt vertreten (Kap. 3.2.1.2.2), so dass Kommunen auch im Sinne des Subsidiaritätsprinzips keine Vorreiterrolle übernehmen müssten.

Bezüglich der (damit verbundenen) umwelt- und klimapolitischen Ziele wird auf die Existenz des Emissionshandelssystems verwiesen, so dass zusätzliche kommunale Aktivitäten auf der Erzeugerstufe (Stromerzeugung über EE, KWK etc.) (zumindest kurzfristig) keinen Klimaschutzbeitrag liefern bzw. zu Mehremissionen an anderer Stelle führen (Kap. 4.1.1). Selbst wenn man die Förderung EE als umwelt- bzw. klimapolitisch notwendig ansieht, ergibt sich daraus auch noch kein eigenständiges Argument für die Rekommunalisierung, und zwar zumindest solange – wie in Kapitel 4.1.2.3.2.2 bereits erwähnt – die wesentlichen politischen Weichenstellungen über das EEG auf Bundesebene gesetzt werden. Bei der Erschließung weiterer ökologischer Potenziale – vor allem über die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung – wird auch kein *generelles* Argument für die Rekommunalisierung gesehen; es müssten vielmehr die je-

weils unterschiedlichen Ausgangsbedingungen vor Ort betrachtet werden (Menges und Müller-Kirchenbauer, 2012). Zudem könnten anderweitige Spielräume zur Erreichung umwelt- und ressourcenpolitischer Ziele auch durch Vorgaben und Förderprogramme zu Gunsten von privaten Betreibern erreicht werden (Monopolkommission, 2013).

Eher kritisch wird auch der (gleichzeitige) Verweis auf die mit der Rekommunalisierung verfolgten ökonomischen und fiskalischen Ziele betrachtet. Das Ziel, die lokale Wertschöpfung zu stärken, könnte leicht mit Effizienzverlusten einhergehen. So können bei einer Stadtwerksgründung bzw. -erweiterung und/oder der Bevorzugung lokaler Zulieferer preiswerte Dritte übergangen werden. Es könnte auch generell der Anreiz abgeschwächt werden nach dem „besten“, aber vielleicht nicht ortsansässigen Unternehmen (oder auch Arbeitnehmer) zu suchen (Höffler, 2013).⁹⁴

Menges und Müller-Kirchenbauer (2012) thematisieren diesbezüglich auch die Interaktion mit dem EEG, die wiederum die föderalismuspezifische Problematik besonders deutlich erkennen lässt. So werden derzeit die von EE-Anlagen induzierten Nutzenkomponenten im Wesentlichen nicht über einen Markt und erst recht nicht über einen lokalen Markt entgolten. Vielmehr findet über das EEG auf Bundesebene eine exogen-staatliche und zentrale Inwertsetzung über garantierte Vergütungs- und Abnahmeregulungen statt. Zugleich streuen die Kosten über alle Stromverbraucher. Der allgemeine Stromverbraucher begrenzt über seine Zahlungsbereitschaft damit auch die Höhe der regionalen Wertschöpfung.

Auch das finanzpolitische Ziel über Netzentgelte und insbesondere die energiewirtschaftliche Tätigkeit von Stadtwerken auf anderen Wertschöpfungsstufen Einnahmenströme zu generieren, wird eher als Möglichkeit gesehen, „sich gegenüber dem Wähler mit ausgabenwirksamen Wohltaten zu profilieren“ (Rosenfeld, 2013). Problematisch ist bei Gewinnabführungen in den allgemeinen Kommunalhaushalt, dass auch hier wie beim EEG der Bezug zum Nutzer (als Stromverbraucher) und Bürger verloren geht oder zumindest abgeschwächt wird. So kann dieser nicht darüber befinden, ob bzw. in welchem Maße er zur Haushaltsfinanzierung beitragen, eher andere öffentlich finanzierte Leistungen in Anspruch nehmen oder in den Genuss von Strompreissenkungen kommen möchte. Gerade bei der Quersubventionierung anderer kommunaler Leistungen fällt es schwer, für Transparenz zu sorgen und die demokratische Kontrolle zu gewährleisten. Vielmehr liegt hier eine mehrfache Prinzipal-Agenten Problematik zwischen Bürger, Verwaltung, Kommunalpolitik und Stadtwerken vor (vgl. auch Libbe, 2012). Zudem bleibt die längerfristige Finanzierungsgrundlage von Quersubventionierungen angesichts des Wettbewerbs im Endkundenmarkt für Strom bzw. der Vorgaben des Wettbewerbs- und Energierechts fraglich (Höffler, 2013). Von ökonomisch-neoklassischer Seite wird daher auf die Notwendigkeit verwiesen, über eine Reform des kommunalen Einnahmesystems auf Bundesebene kommunale Handlungsspielräume zu erschließen und damit das fiskalische Ziel der Rekommunalisierung in den Hintergrund zu rücken (Rosenfeld, 2013).

⁹⁴ Libbe (2012, 2014) gibt hier demgegenüber zu bedenken, dass allein aufgrund der Höhe der Transaktionskosten (vor allem angesichts der komplexen Vorgaben des EU-Vergabe- und Beihilfenrechts, aber auch der Spezifität und Unsicherheit von Investitionen im Infrastrukturbereich) die Eigenerstellung und der Verzicht auf Marktlösungen vorteilhaft sein kann.

Wie bereits weiter in Kapitel 4.1 ausgeführt gibt es gute Gründe gemäß der ökonomischen Theorie des Föderalismus unteren politischen Einheiten eine starke Stellung bei der Erfüllung bzw. Gewährleistung öffentlicher Aufgaben zu übertragen: Heterogenen Bürgerpräferenzen kann in der Regel besser entsprochen werden. Dieses Argument findet sich auch mehr oder weniger in der neoklassisch inspirierten Rekommunalisierungsdiskussion (insbesondere bei Menges und Müller- Kirchenbauer, 2012). So ergeben sich Spielräume für kommunale Klimaschutzmaßnahmen, „wenn sich die örtlichen Klimaschutzpräferenzen der Einwohner deutlich von denen der gesamten Bevölkerung unterscheiden, die Einwohner der Kommune also freiwillig bereit sind, vergleichsweise höhere Klimaschutzkosten zu tragen als Bürger anderer Regionen“ (ebenda, S. 64). In der Prozess-Dimension müsste dies zugleich eine bewusste und demokratisch legitimierte Entscheidung sein (Höffler, 2013).

Vor allem kostenseitig führen kommunale Maßnahmen zur Erfüllung von Klimaschutzpräferenzen jedoch zu Ineffizienzen, wenn sie wie im EEG- System auf eine anonyme Gemeinschaft gewälzt werden oder - wie weiter oben ausgeführt - bereits auf kommunaler Ebene keine Kostentransparenz gewährleistet wird. Auch wenn derartige Ineffizienzen gesamtgesellschaftlich hingenommen werden - wie implizit von Befürwortern einer stark dezentral ausgerichteten Energieversorgung unterstellt⁹⁵ - stellt sich die Frage, wie stabil die zugrundeliegenden Präferenzen sind. Menges und Traub (2008) legen etwa nahe, dass in einem hypothetischen System ohne zentralem EEG eine individuell höhere Zahlungsbereitschaft für die regionale Vermarktung von Ökostrom zwar vorhanden zu sein scheint, sich aber verflüchtigen würde, wenn der Eindruck entsteht, dass einzelne Mehrkosten tragen, die von Dritten ausgebeutet werden. Folglich gibt es auch aus dieser Sicht gute Gründe für eine gesamtgesellschaftlich verbindliche Entscheidung zu Gunsten des Klimaschutzes (vgl. Kapitel 4.1.2.3.2.1).

4.2.2.2.3 Regionalisierung von Märkten

Regionale Strommarktplätze innerhalb Deutschlands sollen dezentrale Erzeuger, Verbraucher (vor allem Verbraucher mit Lastverschiebungspotenzial), Energiedienstleister und (Verteil-) Netzbetreiber zusammenführen. Befürworter regionaler Marktstrukturen sehen darin eine Möglichkeit, die zunehmend dezentrale Erzeugung aus EE bei variabler Nachfrage durch ein angepasstes Marktdesign abzubilden. Zwar bilden Preisdifferenzen am zentralen *Energy-only*-Markt (Spotmarkt, Regelenergiemarkt) gewisse Flexibilitätsbedarfe ab; es gehen aber Signale über regionale Knappheiten und die dortige Reallast verloren. Über aggregierte Lastprofile gebildete Preissignale geben bei Vorliegen von Netzrestriktionen insbesondere nicht an, ob Erzeugung aus EE regional auf eine Nachfrage trifft bzw. analog dort einen besonderen energiewirtschaftlichen Wert aufweisen. Ebenso gehen damit Informationen über

⁹⁵ Vgl. als Gegenargument etwa Löhr (2012), der Vielgestaltigkeit als ein Postulat ansieht, das höher gewichtet werden könnte als der Leitwert der Effizienz. Die Förderung „präferenzgerechter“ Angebote und Gestaltungsmöglichkeiten im kommunalen bzw. regionalen Kontext der Energiewende sieht er als eine Möglichkeit zur Förderung der Vielgestaltigkeit bzw. der Sicherung von Freiheit im positiven Sinne. Ähnlich aus rechtlicher Sicht auch Kahl und Schmidtchen (2013, S. 402).

unterschiedliche Flexibilitätsbedarfe verloren, die für den Ausbau EE besonders wichtig erscheinen (Kap. 2.3).⁹⁶ Die notwendige Form der Flexibilität unterscheidet sich etwa je nach der in Deutschland heterogenen Situation in den Verteilnetzen (Größe, Abdeckung, Stadt-Land etc.). Ohne die Möglichkeit zur Bewirtschaftung auf regionaler Ebene steigt der Netzausbaubedarf und die Netzkosten und/oder die Wahrscheinlichkeit der Abregelung von EE und damit die zur Erreichung von EE-Zielen notwendigen Produktionskosten.⁹⁷ Darüber hinaus spiegelt sich in zentralen Märkten nicht die regional unterschiedliche Knappheit bzw. Verfügbarkeit von Flächen (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014a). Dabei wird dies durch gesetzliche Regelungen insbesondere die weitgehende Gleichbewertung von erneuerbar erzeugtem Strom über das EEG verstärkt bzw. gestützt. Hinzu kommen nicht oder schwer zu bewirtschaftende Engpasssituationen in regionalen Verteilnetzen in Kombination mit einer als zu undifferenziert angesehenen Netzregulierung.

Im Sinne von Ostrom wird in regionalen Strommarktplätzen die Möglichkeit gesehen, das Prinzip der Selbstorganisation nicht nur im Sinne einer Dezentralisierung der Energieerzeugung, sondern auch bei den Marktstrukturen umzusetzen. Im weiteren Sinne wird zudem die Möglichkeit betont, verantwortliches Handeln von Akteuren auf regionaler Ebene zu ermöglichen und Märkte wieder in dieses Handeln einzubetten. Allerdings sind die diesbezüglichen Vorschläge in der Literatur unterschiedlich weitreichend und mit unterschiedlichen akteursseitigen Rollenzuweisungen verknüpft. Teilweise verstehen sie sich eher als Substitut, teilweise als Ergänzung des zentralen Großhandelsmarktes. Unterschiedlich ist auch die Funktion, die insbesondere Verteilnetzbetreiber als eher aktive Marktteilnehmer oder als eher neutrale und dienende Akteure zugestanden wird (Müller und Schweinsberg, 2012). Damit ergeben sich auch unterschiedliche Implikationen darüber, wie die Schnittstellen zwischen regionalem Marktplatz und gerade für das Netz wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen zu definieren sind.

4.2.2.2.3.1 Regionales Direktstromsystem

Die deutlichste Abkehr von dem bestehenden bundesweiten (und indirekt EU-rechtlichen) Rahmenbedingungen und dem zentralen Marktdesign des *Energy-only*-Marktes beschreibt die 100-prozent-erneuerbar-Stiftung (2014b, c) sowie Dunker (2013) (vorsichtiger IZES et al., 2014). So zielt der Vorschlag eines regionalen Direktstromsystems auf Basis EE darauf ab, dass

⁹⁶ Bei niedrigen Preisen können Spotmärkte etwa einen sehr starken Anreiz zur Lasterhöhung und eine dadurch verursachte hohe und netzbelastende Gleichzeitigkeit im Lastverhalten aussenden. Jedoch kann es für eine Region bzw. ein belastetes Netzgebiet sinnvoller sein, die Last zu senken oder nicht weiter zu erhöhen und damit auch den Netzausbaubedarf nicht zu erhöhen. Der bundeseinheitliche Strompreis sagt auch nichts über die Wetter- und Erzeugungssituation einer bestimmten Region aus.

⁹⁷ Im Gegensatz etwa zu Kapitel 4.1.2.2 werden diese beiden Lösungen (Netzausbau, Abregelung) hier als unbefriedigend angesehen. Die Bedeutung einer Bewirtschaftung des Verteilnetzes wird von BNE (2014) etwa damit begründet, dass der momentan prognostizierte erforderliche Netzausbau auf Verteilernetzebene so hoch (etwa 130.000 Kilometern) und in so kurzer Frist (etwa 75% in den nächsten zehn Jahren) bewältigt werden soll. Die Bundesnetzagentur (2015a) äußert sich allerdings mit Verweis auf E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014) skeptisch im Hinblick auf verringerten Netzausbaubedarf durch vermehrtes Lastmanagement.

schrittweise alle - näher zu bestimmenden - Regionen in Deutschland im Rahmen ihrer Möglichkeiten regionale Stromerzeugungskapazitäten errichten, selbst betreiben und den Strom regional selbst vermarkten. Den Anker einer derartigen Region bilden energiewirtschaftlich versierte Gemeinde- und Stadtwerke, die in der Regel interkommunal kooperieren (vgl. Kapitel 4.2.2.2.2 zur Rekommunalisierung). Um sie gruppieren sich die treibenden Kräfte des bisherigen Ausbaus EE, d.h. vor allem die private Anlagenbetreiber, Landwirte und Energiegenossenschaften. Sie aktivieren Kapital und werden zu Teilhabern eines regionalen Entwicklungsprozesses. Ein zu bildendes regionales Stromprodukt soll dabei Identifikation und Bezugspunkt sein und die Kooperation zwischen den Akteuren erleichtern. Aus einem (nachfrageseitig) homogenen Gut soll der „höherwertige Strom von hier“ werden (Dunker, 2013, S. 75). Die Stromregion macht sich dabei nicht nur an den teilnehmenden EE-Erzeugern, sondern auch am Vertriebsraum der kommunalen Werke und der Abdeckung der Verteilnetze fest. Ihre Abgrenzung soll dabei nicht ex-ante und *top-down* festgeschrieben, sondern offen gehalten werden. Regionaler Strom soll vielmehr schrittweise funktionale Räume konstituieren.

Physikalisch soll schrittweise graduelle regionale Stromautonomie verwirklicht werden, so dass im Durchschnitt weniger Strom aus den Verteilnetzen weitergeleitet und weniger Strom aus höheren Netzen bezogen werden muss. Je nach Zustand und je nach Festlegung der Stromregion gilt es zugleich die Verteilnetze zu ertüchtigen.⁹⁸ Auf der Basis der realisierten regionalen Vernetzung wird dann eine Abrufreihenfolge für installierte und benötigte EE- Anlagen („regionale *Merit-Order*“) ermittelt. Dazu wird zunächst über Standardlastprofile der reale Lastverlauf einer Region im Jahres- und Zeitablauf ermittelt. Über einen Algorithmus, der den regionalen Strombedarf und die regionale Erzeugung aus EE abgleicht, wird dann berechnet, wie das Lastprofil möglichst günstig gedeckt werden kann. Die „kostenoptimale“ Erzeugungsstruktur hängt dabei von den Stromgestehungskosten der einzelnen EE und davon ab, wann die einzelnen Technologien wie viel Strom produzieren. Zusätzlich werden Technologien teurer, die häufig Überschüsse produzieren (wie tendenziell die Windenergie), d.h. Strom, der in der Region keine Abnehmer findet, weil die Nachfrage schon gedeckt ist. Indirekt wird damit die Minimierung von Stromüberschüssen ein eigenes energiepolitisches Ziel der Region. Damit korrespondiert wiederum eine Orientierung an den vermuteten latenten Präferenzen der Bevölkerung für ein regionales Stromprodukt.

Über einen regional zu bestimmenden Bilanzkreis erfolgt die Verbindung zu Nachbarregionen und/oder Netzebenen. Der Bilanzkreisverantwortliche beschafft dabei Residuallast bei Unterdeckung und bietet über Stromversicherungen eigene Überkapazitäten bei national agierenden Ökostromunternehmen an. Damit bilden sich mittelfristig ein regionaler und ein interregionaler Markt, während der bestehende zentrale EOM überflüssig wird oder eine andere Funktion als Versorgungssicherheitsmarkt übernehmen soll. Versicherungen müssen von (regionalen) Stromanbietern zur Gewährleistung der überregionalen Versorgungssicherheit erworben werden und kommen Flexibilitätsoptionen zu Gute, die diese gewährleisten können (Duncker, 2013).

⁹⁸ Dieser Aspekt wird dabei nicht näher erläutert.

Ebenso betont werden als positiv eingeschätzte Co-benefits derartiger regionaler Marktbeziehungen: Im engeren Sinne soll durch die Unabhängigkeit von externen Faktoren der Preisbildung (z.B. Rohstoffpreise, Volatilität der Preise an der Börse, Abhängigkeit von Preisbildungsstrategien dominierender Marktteilnehmer) ein höheres Maß an Strompreisstabilität erreicht werden, was wiederum den Unternehmen und Verbrauchern in der Region zugutekommen soll. Im weiteren Sinne können im Rahmen regionaler Aushandlungs- und Kooperationsprozesse nicht nur regionale Stromerzeugungs- und -verteilstrukturen, sondern auch regionale Wertschöpfungs- und Geldkreisläufe etabliert und gefördert werden. Dies wird mit einer höheren Standortattraktivität der Region und einer Strahlkraft auf Nachbarregionen bzw. auf ein zu etablierendes, dezentral geprägtes regeneratives Gesamtsystem verbunden. In diesem Zusammenhang wird auch erwartet, dass sich der Ausbau dezentraler Versorgungsstrukturen im Gegensatz zu konzentrierten, technologieabhängigen Strukturen (z.B. Windenergie im Norden bzw. vor/an der Küste, Photovoltaik im Süden) nachteilig auf eine ausgeglichene wirtschaftliche Entwicklung der Regionen auswirken. Der Gleichmäßigkeit der Verteilung von Anlagen kommt damit quasi ein eigener Wert zu (Reiner Lemoine Institut, 2013; Plankl, 2013).

Von einzelnen Vorreiterregionen (wie der Region Altmühlfranken) wird eine Signalwirkung auf Landes- und Bundesebene erwartet. Bestehende Modelle können als Experimente in Nischen gesehen werden, die bestehende Markt- und Versorgungsstrukturen in Frage stellen und destabilisieren sollen (Beermann und Tews, 2015). Dies wird dann (neben vermuteten Präferenzen für regionale Stromerzeugung) auch mit bestimmten erwarteten Kostenentlastungen in Verbindung gebracht, insbesondere Einsparungen beim Netzausbau, weniger Ausgleichsenergiebedarf, robustere Verteilnetze und geringeren Gesamtstrombedarf. Auch nationale Energiewendeziele müssten nicht möglicherweise durch Import von fossilem oder nuklearem Strom konterkariert werden.

Der Vorschlag von Dunker (2013) ist zunächst so konzipiert, dass die in der Region eingesetzten Anlagen nicht von EEG-Vergütungen profitieren (sog. sonstige Direktvermarktung, vgl. Kap. 3.2.1.2.2).⁹⁹ Gleichzeitig wird ein Regionalstromprodukt, das nur anteilig regional erzeugten Strom produziert, aufgrund des Doppelvermarktungsverbotes auch mit der EEG-Umlage belastet. Es ist damit nicht nur durch die Umlage, sondern auch in dem Sinne teurer, das regionale Überschüsse „am regionalen Bedarf vorbei“ nicht nach EEG vergütet werden können, sondern am Spotmarkt (zu in der Regel niedrigen Preisen) verkauft werden müssen. Diese Kosten fallen besonders bei volatiler Erzeugung (Windenergie) an und steigen mit der Zahl der Haushalte, die in einem Bilanzkreis sicher versorgt werden sollen (100-prozent-erneuerbar-Stiftung, 2014c). Kurz- bis mittelfristig ist es für die Befürworter regionaler Vermarktungslösungen daher geboten, derartige Produkte von der EEG-Umlage zu befreien bzw. Ermäßigungen zu gewähren (vgl. Kap. 3.2.1.2.2 zum gescheiterten Grünstromprivileg).

Weitergehend ist der Vorschlag, anstelle der finanziellen Wälzung über den EEG-Ausgleichsmechanismus die Echtzeitwälzung einzuführen (Hölder, 2014). Grundgedanke ist

⁹⁹ Es wird in diesem Zusammenhang vermutet, dass das EEG insbesondere für nicht-professionelle Betreiber einzelner Anlagen zunehmend schlechtere Finanzierungsbedingungen bietet.

hier, dass regional ansässige Stromvertriebe die Vermarktung von Strommengen aus EE eigenständig übernehmen und damit „werthaltiger“ machen. Anstelle einer direkten Vermarktung grünen Stroms auf den Spotmärkten müssen Vertriebe von den Netzbetreibern unstete Erzeugung aus Wind- und Solarenergie (d.h. tatsächlich Einspeiselastgänge in Bilanzkreisen mit möglichst geringer Vorlaufzeit) aufnehmen und in ihr Portfolio integrieren. Zugleich werden Anreize zur Suche nach Flexibilitäts- und Ausgleichsoptionen geschaffen.¹⁰⁰ Im Rahmen des sog. Kundenmarktmodells, das sich als Alternative zum Marktprämienmodell versteht, kontrahieren Vertriebe EEG-Stromerzeuger direkt, die wiederum statt EEG-Vergütungen bzw. -prämien jeweils unterschiedliche Vergütungen durch die Vertriebe (und letztlich die regionalen Verbraucher) erhalten. Dabei sind bestimmte Mindestvorgaben einzuhalten (Mindestanteile an EEG und volatilem Strom), für die dann Herkunftszertifikate ausgestellt werden. In letzter Konsequenz entfällt damit die EEG Umlage und die regional unterschiedlichen Mehrkosten werden Teil der Strombeschaffung der Vertriebe.

4.2.2.3.2 Regionale Energiemarktplätze in einer „smarten Welt“

Die nachfolgenden Vorschläge zur Bildung regionaler Strommärkte unterscheiden sich von dem Modell der 100-prozent-erneuerbar-Stiftung in zwei wesentlichen Aspekten. Zum einen basieren sie auf Überlegungen Angebot und Nachfrage gemeinsam unter Nutzung intelligenter IuK-Systeme besser aufeinander abzustimmen (Stichwort *Smart Grid, Smart Market, Smart Energy*). Dagegen orientiert sich der oben beschriebene Vorschlag relativ stark an der Erzeugungsseite und der regionalen Einbindung von EE-Portfolien. Zum andern stellen Sie die bestehenden Großhandels- und Ausgleichsenergiemärkte gar nicht oder weniger deutlich infrage. Regionale Märkte sind dann eine Ergänzung bestehender Märkte, die eine zunehmende Bedeutung durch den Ausbau dezentraler und fluktuierender EE erlangen. Dabei bietet der regionale Ausgleich von Angebot und Nachfrage die Möglichkeit Netze zu entlasten, Netzausbau zu vermeiden und/oder die Integration EE zu erleichtern.

Der Grundgedanke von regionalen Energiemarktplätzen besteht also darin, Stromverbrauch und -erzeugung regional unter Berücksichtigung der Bedingungen der unterschiedlich großen und unterschiedlich strukturierten Verteilnetze aufeinander abzustimmen (Appelrath et al., 2012). Derzeit vorwiegend passive Industrie-, Gewerbe- und Privatverbraucher werden einerseits direkt oder über Intermediäre zu regionalen Marktteilnehmern, vor allem über Lastmanagement. Andererseits werden regional jeweils unterschiedlich ausgeprägte dezentrale Erzeugungsanlagen (inkl. Prosumenten und vor allem zukünftig Speicher) entweder direkt, aggregiert über Portfolien oder über virtuelle Kraftwerke in einen regionalen Marktplatz und über entsprechende Verträge integriert. In zu entwickelnden Handelsleitständen mit entsprechender technischer und zu standardisierender Infrastruktur werden Daten so zusammengeführt, aggregiert und veranschaulicht, dass sie Energiehändler bei ihren Entscheidungen unterstützen (z.B. durch eine Gegen-

¹⁰⁰ Dabei kann auch der Großmarkt eine Ausgleichsoption darstellen oder aber von vorneherein als solche ausgeschlossen werden.

überstellung von prognostizierter und tatsächlich Erzeugung und Last für unterschiedliche zeitliche Horizonte).

Eine besondere Aufmerksamkeit haben „smarte“, regionale Märkte über die von mehreren Bundesministerien geförderte Initiative E-Energy erlangt, bei der in sechs Modellregionen IuK-Technologien eingesetzt wurden, um intelligente, regionale Marktplätze und Betriebssysteme zu testen (Müller und Schweinsberg, 2012). Regionalität wird jedoch in der Literatur unterschiedlich abgegrenzt. Sie bezieht sich nur auf Markt Aspekte (smart market), auch auf Netz Aspekte (smart grid i.e.S.) oder integriert diese Aspekte mehr oder weniger weitreichend (smart energy, Internet der Energie), was mit neuen Rollenzuweisungen einhergeht (Müller und Schweinsberg, 2012).

4.2.2.2.3.2.1 Regionale Märkte bei getrennter Behandlung der Netzseite

Eine enger gefasste Marktperspektive vertritt die Bundesnetzagentur (2012) oder auch der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE, 2014). Wesentlich ist hierbei die Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und nicht regulierten Teilnehmern bzw. Dienstleistungen im Markt. Im Sinne der Energiemarktliberalisierung (insbesondere dem *Unbundling*) wird den Netzbetreibern eine dienende Rolle zugewiesen. Steuernde Eingriffe der Netzbetreiber in die kurzfristige Nachfrage nach Netzkapazitäten und im weiteren Sinne in den Mechanismus von Angebot und Nachfrage sollen möglichst vermieden werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden (i.S. von Marktmacht bzw. Diskriminierung zu Gunsten des eigenen Stromvertriebs bzw. Erzeugungsparks). Eine Bewirtschaftung regionaler Engpasssituationen (Kappung von Lastspitzen, Verwendung von Überschüssen) soll auf näher zu definierende kritische Kapazitätzustände reduziert werden (über eine sog. Kapazitätsampel). Zugleich soll ein Großteil der Lösungen eines sich verändernden Energieversorgungssystems außerhalb des Netzes im Markt realisiert werden können. Regionale Marktplätze zielen dann primär auf Erzeugung und verbrauchseitige Optimierung von Energieangebot und -nachfrage unter Vernachlässigung der Netzseite. Dabei kann der Abgleich von Ein- und Ausspeisemengen über lokale Bilanzkreise als lokaler Marktplatz erfolgen. In den Vordergrund treten damit verknüpfte Wettbewerbsprozesse mit vermuteten Vorteilen für die Energieverbraucher. Ebenso sieht die Bundesnetzagentur es nicht als die Aufgabe der Netzbetreiber an, neue, „kaum netzdienliche“ Funktionalitäten und Infrastruktur für einen Smart Market bereitzustellen (z.B. Marktplätze, Komponenten wie intelligente Zähler oder andere IKT-Infrastruktur). Verteilnetze sollen zwar ausgebaut und möglichst nach den jeweiligen regionalen Erfordernissen intelligenter werden. Es wird jedoch erwartet, dass diese Aufgabe evolutionär und im Rahmen des bestehenden Regulierungsrahmens (d.h. der Erlösrückflüsse gemäß Anreizregulierung) bewältigt werden kann. Dabei wird auf die Möglichkeit verwiesen, Verteilnetze zu restrukturieren und Netzkooperationen bzw. -zusammenschlüsse zu realisieren. Die räumliche Grenze von regionalen Märkten sollte sich dann eher nicht an der räumlichen und organisatorischen Struktur der vielen Verteilnetzbetreiber orientieren. So gelte es einerseits die Marktliquidität zu erhalten. Andererseits sollten das *Unbundling*-Regime und das Recht der freien Wahl des Stromlieferanten erhalten bleiben.

Ähnlich und weitergehend sieht das sog. Flexmarkt-Modell des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft die Erweiterung der zentralen Märkte um damit kompatible regionale Flexibilitätsmärkte vor. Genauer zu definierende regionale Flexibilitätsanbieter (z.B. unterbreche Versorgungseinrichtungen, Power-to-x, elektrische Speicher etc.) sollen freien Marktzugang haben und untereinander in den Wettbewerb treten. Von den regionalen Verteilnetzen soll dann in kritischen Zeiten ein diskriminierungsfreies Engpasssignal auf der Basis von Netzzustandsdaten ausgehen. Daraus ergibt sich die Möglichkeit der Kappung regionaler Lastspitzen oder der regionalen Verwendung von Erzeugungüberschüssen.

Um einerseits regionale Besonderheiten und netztopologische Voraussetzungen zu berücksichtigen, andererseits aber keine unübersichtlichen, kleinteiligen und diskriminierungsanfälligen Anreizstrukturen zu fördern, sollen regionale Signale von einem faktisch entflochtenen Signalbetrieb und unter Berücksichtigung ihrer zentralen Dienlichkeit ausgesendet werden (d.h. vor allem unter Berücksichtigung der Kapazitätsampel bzw. der Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber). Diese Signale können dann schrittweise (z.B. in Abhängigkeit von der realisierten Marktliquidität) verfeinert werden. Statt potenziell 900 Verteilnetzbetreibern sollen sich etwa 25 Netzcluster für größere Regionen bilden und über eine Signalinfrastruktur als Signalgeber fungieren. Über diese Bündelung können Skalen-/Portfolioeffekte realisiert, Transaktionskosten eingespart und auch bundesweit agierenden Flexibilitätsanbietern der Marktzugang gewährleistet werden. Das Flexmarktsignal soll dann mit einem bestimmten zeitlichen Vorlauf gesendet werden. Es wird aber anders als in den zentralen Spot- und Regelleistungsmärkten nur dann gesendet, wenn regionaler Flexibilitätsbedarf vorliegt. Der „Flexmarkt“ soll also die Rahmenbedingungen schaffen, um Flexibilität regional fokussiert einsetzen zu können. Das jeweilige regionale Signal soll letztlich über den Flexibilitätsanbieter (Vertrieb bzw. Aggregator von Einzelanbietern) bis zum Verbraucher transportiert werden. Die Flexmarktteilnehmer müssen dabei über intelligente Messsysteme verfügen, deren Finanzierung über den Wert gewährleistet werden soll, den die jeweilige Flexibilität für den Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager zu kommt. Dieser Wert spiegelt sich dann in reduzierten Netzentgelten für Flexibilitätsanbieter bzw. Netznutzer in den jeweiligen Verteilnetzgebieten wider. Nicht-netzentgeltspflichtige Flexibilitätsanbieter könnten direkte Zahlungen erhalten. Wesentliche Hemmnisse für Flexibilitätsanbieter in der Netzentgeltstruktur sollen zugleich abgebaut werden. Dies betrifft insbesondere Netzentgeltermäßigungen für bestimmte nicht leistungsgemessene unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (z.B. Nachtspeicherheizungen) und Anreize zu konstantem Entnahmeverhalten für leistungsgemessene Großverbraucher, die jeweils nicht zu einer volatilen und regional unterschiedlichen Einspeisung EE passen. Eine Netzentgeltstruktur für Flexmarktanbieter soll nach Abbau der Hemmnisse dafür Sorge tragen, dass diejenigen Anbieter, die in einem definierten Maße dezentral erforderliche Flexibilität zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung stellen, ein reduziertes Netzentgelt erhalten. Flexmarktteilnehmer sollen dabei gegenüber den klassischen, nach Standardlastprofil gemessenen Kunden ein möglichst abweichendes Verbrauchsverhalten aufweisen. Eine starke Leistungspreiskomponente im (für Flexibilitätsanbieter zu reduzierenden) Netzentgelt soll die Fixkostendeckung der Netzinfrastuktur erleichtern und eine faire Be-

teilung der Netznutzer an diesen Kosten sicherstellen. Sie könne auch wettbewerblich und diskriminierungsfrei durchgeführt werden.

4.2.2.3.2.2 Energiesystemische Betrachtung regionaler Märkte

Aus einer anderen Perspektive wird die von der Bundesnetzagentur propagierte Trennung von Smart Grid und Smart Market abgelehnt und für integrierte Lösungen geworben (Bichler, 2013; einige Modellversuche in Müller und Schweinsberg, 2012). Der Verteilnetzbetreiber erhält hierbei eine deutlich aktivere Rolle bzw. regulatorisch anzuerkennende Kompetenzen. In dieser, aus heutiger Sicht radikalen Perspektive wird die Integration von Markt und Netz über sich entwickelnde Schnittstellen etabliert. Über die Verbreitung von IuK-Technologien wird dazu ein neues Infrastrukturniveau (sog. Energieinformationssystem, vgl. unten) etabliert, auf das sowohl Markt- wie Netzakteure zurückgreifen müssen, und das eine Kommunikation zwischen eng verbundenen Systemkomponenten ermöglichen und letztlich eine systemische Konvergenz herbeiführen soll. Anders als die Bundesnetzagentur konstatiert Bichler (2013) diesbezüglich ein grundlegendes Koordinationsversagen (oder Henne-Ei-Problem): So wird es keinen Smart Market ohne substantielle Investitionen in IKT-Infrastruktur geben (jenseits einzelner Komponenten wie z.B. zur automatischen Netzkontrolle). Diese standardisierungsbedürftige Infrastruktur wird aber entgegen der Hoffnungen der Politik und der Bundesnetzagentur kaum durch Marktakteure bzw. regulierte Marktakteure bereitgestellt. So lassen sich einerseits nur unzureichende Geschäftsmodelle im vorherrschenden Marktdesign realisieren, da die unterschiedliche Knappheit von Flexibilität gerade auf regionaler bzw. lokaler Ebene nicht abgebildet wird (etwa über flexible Stromtarife). Andererseits werden Geschäftsmodelle dadurch erschwert, dass Netzbetreiber einem restriktiven Regulierungs- und Investitionsrahmen unterliegen und Schnittstellen und Rollen zwischen Markt und Netz nicht hinreichend definiert werden.

Regionale Marktplätze mit hohen Anteilen EE auf der Basis von Smart Grids sind nach Bichler (2013) dann Konvergenzzonen, auf denen sich eine neue Schnittstelle zwischen Netzbetrieb und Energiemarkt bildet. Über eine Marktplattform und sog. Data Hubs sollen wiederum neue Geschäftsmodelle möglich werden, die jeweils an lokalen bzw. regionalen Bedingungen ausgerichtet sind. Insgesamt soll über regionale Energiemarktplätze und im weiteren Sinne ein zelluläres Energiesystem die bei zunehmender dezentraler Erzeugung nicht mehr als beherrschbar angesehene Komplexität des Verbundsystems reduziert werden. Dezentrale Regelkreise sollen dabei autonomiefähig und selbstorganisierbar, gleichzeitig aber untereinander hochgradig vernetzt und mit dem Gesamtsystem verbunden sein. BDI-IdE (2013) und Agora Energiewende (2013) führen diesbezüglich ein netzbezogenes Subsidiaritätsprinzip an: Demzufolge sind Netzprobleme technisch und organisatorisch lokal zu lösen und nur dann auf höhere Netz- bzw. Steuerungsebenen des Energiesystems zu delegieren, wenn diese lokal nicht mehr effizient lösbar

sind.¹⁰¹ Darüber hinaus wird von Wachsmuth et al. (2015) argumentiert, dass zelluläre Systeme einen wichtigen Beitrag zu einem resilienten Energiesystem darstellen können, d.h. bei Auftreten innerer und äußerer Ausfälle und Störungen (etwa Cyberattacken, kaskadierende Netzausfälle bei größeren Störungen, Abhängigkeiten von überregionalen Ressourcen und entsprechender Transportinfrastruktur) ihre systemischen Dienstleistungen eher aufrecht erhalten können. Zelluläre und subsidiär aufgebaute Systeme könnten also die wachsende Komplexität des Energiesystems durch ein größeres Maß an (technischer und geographischer) Optionalität und flexibler Steuerung leichter bewältigen (Bauknecht et al., 2015). Versorgungssicherheit wird damit weiter definiert als üblicherweise von neoklassischer Seite (vgl. Kap. 2.1 und Kap. 4.1.2.3.2.2 bzgl. der Trennung zwischen technischer und politischer Versorgungssicherheit).

Stärker energiesystemisch ausgerichtete Ansätze fordern vor diesem Hintergrund vor allem Änderungen in der Anreizregulierungsverordnung angesichts der Heterogenität der Verteilnetze und ihrer jeweiligen Aufgaben (BDI-IdE, 2013). So erlaubt bislang insbesondere der sog. Erweiterungsfaktor einen Anstieg der genehmigungsfähigen Erlöse der Netzbetreiber. Er kommt zum Tragen, sofern sich die Versorgungsaufgabe des Verteilnetzbetreibers ändert, die vor allem anhand der Fläche des versorgten Gebietes, der Jahreshöchstlast und der Anzahl der Anschlusspunkte im Stromversorgungsnetz berechnet wird. Dieser Rahmen wird aber als eher unflexibel angesehen, bevorzugt kapitalintensive Investitionen in Sachwerte und bietet wenig Anreize oder Möglichkeiten in Smart-grid orientierte Lösungen mit hohen Betriebskosten (Investitionen in IKT, in neue Netzführungskonzepte oder in neuartige Betriebsmittel) und deren Erforschung und Erprobung über FuE-Aktivitäten zu investieren (Güneysu et al., 2011; BDI-IdE, 2013). Auch von der Qualitätsregulierung gingen bislang keine substantiellen Investitionsanreize aus. Zudem zielt das Qualitätskriterium der Netzzuverlässigkeit bisher zu einseitig auf den Stromtransport ab und bildet die Vorzüge eines intelligenten Netzes wie Datenaustausch und bidirektionale Steuerung nicht hinreichend ab (Nykamp et al., 2012). Brunekreft und Meyer (2015) legen daher generell eine größere Optionalität in der Anreizregulierung nahe, so dass Netzbetreiber mit unterschiedlichen Anforderungen unterschiedlichen Vorgaben der Verordnung gerecht werden können.¹⁰²

Den Verteilnetzbetreibern sollte als Alternative (oder Ergänzung) zum Netzausbau auch die Beschaffung und der Einsatz von räumlich differenzierten Systemdienstleistungen über regionale Märkte (oder direkt) gestattet werden, was wiederum in der Anreizregulierungsverordnung (i.S. anerkennungsfähiger Kosten zur Netzstabilisierung) zu berücksichtigen wäre (Agora Energiewende, 2013; BDI-IdE, 2013). Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren und die Netzstabili-

¹⁰¹ Vgl. BDI-IdE (2013): „Dem Prinzip der Subsidiarität folgend werden Aufgaben auf der niedrigsten möglichen Ebene übernommen. Bei lokal nicht lösaren Problemen sollten in der nächsten Priorität benachbarte Netze auf der gleichen Spannungsebene zur Problemlösung angefragt werden. Erst wenn sich Probleme auf einer Spannungsebene nicht lösen lassen, müssen sie weiter nach oben gereicht werden. Durch mehr Verantwortung im Verteilnetz kann u.a. der Kulmination von Erzeugungsüberschüssen und Netzinstabilitäten entgegengewirkt werden.“

¹⁰² Teilweise werden derartige Forderungen schon durch die Bundesnetzagentur bzw. Anpassungen bei der Anreizregulierung berücksichtigt (vgl. Bundesnetzagentur, 2015a).

tät zu erhöhen, sind insbesondere Maßnahmen zur Erhöhung der Spielräume für Spannungsschwankungen wirksam. Dazu zählt der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren und die lokale Anpassung der Blindleistung über bestimmte PV- und Windenergie-Anlagen (vgl. auch E-Bridge, IAEW und OFFIS, 2014).¹⁰³ So wurde in der Modellregion *etelligence* bereits der Handel mit Blindleistung simuliert, wobei der Netzbetreiber als aktiver Marktteilnehmer aufgetreten ist. Lokale Umstände im Netz werden somit direkt am regionalen Marktplatz abgebildet. Die Nutzung von Handelsaktivitäten könnte einen effizienten Netzbetrieb ermöglichen und Netzausbau vermeiden, und zwar dann, wenn kapitalkostensparende Effizienzanstrengungen der Verteilnetzbetreiber zeitnah regulatorisch in der Anreizregulierung anerkannt würden (Müller und Schweinsberg, 2012).

Im Sinne eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements wird von Agora Energiewende (2013) mittelfristig ein hohes Potenzial in der Einbeziehung von flexiblen Netznutzern gesehen. Dies betrifft die Nutzung flexibler Lasten, aber auch die Einbindung der Eigenversorgung. Beides könnte dazu beitragen, den erwünschten Zuwachs des Anteils EE besser bewältigen zu können. Im Sinne eines vermehrten dezentralen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch sollen neue technische Möglichkeiten vermehrt für die Verteilnetze (und letztlich das Gesamtsystem) genutzt werden und durch geeignete Anreizsysteme gefördert werden. Netzdienliches Lastmanagement beim Kunden ist hierbei bereits bei Großverbrauchern zum Teil etabliert, bietet jedoch darüber hinaus noch ungenutzte Potenziale. Betont werden ebenso die Möglichkeiten eines netzdienlichen Energiemanagements bei zunehmenden Anreizen zum Eigenverbrauch. Rosen und Madlener (2014) schlagen etwa eine Erweiterung des bisherigen übergeordneten Ausgleichs- bzw. Regelenergiesystems der Übertragungsnetzbetreiber um einen lokalen Reserveenergiemarkt vor. Auf diesem Markt handeln Haushalte und kleinere Prosumenten innerhalb ihrer Bilanzkreise Energie über einen Auktionsmechanismus. Dabei wird angesichts sinkender Einspeisetarife mit potentiell interessanten Vergütungen gerechnet. Der Markt wird über Bilanzkreisverantwortliche organisiert, die wiederum auf diesem Weg ihre eigene Bilanzkreisverpflichtung (ausgeglichene Leistungsbilanz) erfüllen können.

Eine wichtige Rolle für die Verankerung regionaler Marktplätze dürfte darüber hinaus (und unter Gewährleistung der Systemstabilität) die Stärkung der Lenkungswirkung der Netzentgelte einnehmen. Dabei bietet sich eine Stärkung der Leistungspreise in den Netzentgelten an, um einen Anreiz zur Reduzierung von teuren Lastspitzen zu bieten. Denkbar sind aber auch (näher

¹⁰³ Blindleistung entsteht, wenn in einem mit Wechselstrom betriebenen Netz mehr Energie zwischen Erzeuger und elektrischem Verbraucher fließt, als in derselben Anzahl von Perioden vom Verbraucher umgesetzt werden kann. Blindleistung wird auf Verbraucherseite benötigt, damit sich Generatoren drehen und im Netz, damit Wirkleistung (also die tatsächliche Nutzleistung, die in Bewegung, Licht oder Wärme umgesetzt wird) transportiert werden kann. Das Netz muss somit für die sog. Scheinleistung ausgelegt sein, d.h. für die geometrische Summe aus Wirkleistung und Blindleistung. Während Wirkleistung die Frequenz beeinflusst, ist Blindleistung an die Spannung im Netz gekoppelt. Die Einspeisung von Blindleistung hat eine hilfreiche spannungssenkende Wirkung, wenn dezentral Wirkleistung „von unten nach oben“ ins Netz eingespeist wird (z.B. durch eine PV-Anlage). Bestimmte PV- und Windenergie-Anlagen können kontrolliert Blindleistung bereitstellen (Müller und Schweinsberg, 2012).

zu definierende) direkte Eingriffe der Verteilnetzbetreiber oder autonome Reaktionen auf bestimmte Netzparameter.

Zunehmend und schrittweise sollten die Verteilnetzbetreiber weitere Systemdienstleistungen übernehmen und weitere Koordinationsleistungen wahrnehmen (so Agora Energiewende, 2013). Durch die zunehmend gemeinsame Verantwortung für die Systemstabilität wird auch engere Koordination zwischen den Netzebenen bezüglich der Netzplanungen und des Netzbetriebs gefordert. Dies verlangt auf Verteilnetzebene effizientere Betriebsstrukturen durch Netzkooperationen und die Einbindung spezialisierter Dienstleister. Ebenso sind schrittweise entsprechende Normen, Netzstandards, Kommunikationsstandards u.ä. zu entwickeln. Somit soll auch auf der Netzebene das o.g. Subsidiaritätsprinzip gewährleistet sein. Dies bedeutet zugleich unterschiedliche Konzepte und unterschiedliche Instrumente auf Verteilnetzebene zuzulassen.

Wesentlich für energiesystemisch ausgerichtete Konzepte ist die Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen reguliertem Netzbetreiber und kommerzieller Sphäre. Vor allem über Informations- und Datenmanagement gilt es die Koordination im Smart Energy Systemen zu gewährleisten. Brandstätter et al. (2014) und Friedrichsen et al. (2014) schlagen die Einrichtung gemeinsamer Energieinformationsplattformen vor, die den Charakter von Klubgütern haben und die kollektiv verbindliche Regeln für das Informations- und Datenmanagement beschließen. Dabei werden Informationen für unterschiedliche Zwecke verwendet (z.B. zur Netzsteuerung vs. zur Information über bzw. Planung von lokaler Flexibilität vs. zur Bereitstellung/Abrechnung von Energiedienstleistungen etc.), so dass die Nutzer von Smart Energy Systemen unterschiedliche Anforderungen an die Art und Qualität der Daten bzw. Informationen haben (z.B. Aggregationsniveau, Vertraulichkeit etc.). Je nach Netzbelastung können sich dabei Zielkonflikte ergeben: So soll einerseits die Koordination zwischen Netz und Markt verbessert werden, andererseits aber die Nicht-Diskriminierung gewährleistet und Wettbewerb im Markt gefördert werden. Energieinformationsplattformen sollen vor diesem Hintergrund eine neue Organisations- und Governancestruktur darstellen.

Die Plattform wird von regionalen Stakeholdern gebildet, die energierelevante Informationen anbieten oder auf diese Informationen angewiesen sind (insbesondere Verteilnetzbetreiber, Erzeuger, Händler, Verbraucher bzw. Aggregatoren, IuK-Anbieter, ggf. Vertreter von Landesregulierungsbehörden). Die Integration der jeweiligen Kompetenzen und die institutionelle Neutralität der Plattform soll nicht-diskriminierendes Verhalten garantieren und zugleich die im Zuge der Liberalisierung schwierig gewordene Koordinierung in der Wertschöpfungskette und zwischen den Stakeholdern verbessern. Regeln werden gemeinsam und kontextspezifisch von den jeweiligen Stakeholdern ausgehandelt und überwacht (gemeinsame Governance-Struktur). Aufgaben werden entsprechend der Rollen und Kompetenzen der Akteure delegiert (z.B. Bereitstellung einer zu definierenden Informationsinfrastruktur über Ausschreibungen). Die Koordination gelingt dabei umso besser, wenn der Klub nicht zu groß und die Interessen nicht zu heterogen sind, was für regionale Lösungen spricht. Außerdem hängt die optimale Wahl der Dateninfrastruktur von lokalen Parametern ab. Zu viele Energieinformationsplattformen können jedoch

Skaleneffekte verringern, Transaktionskosten erhöhen oder die Interoperabilität verschiedener lokaler Smart Energy Systems erschweren (Brandstätt et al., 2014).

Entsprechend sinkt der Bedarf an klassischer und gesetzlich abgesicherte Regulierung. Wesentliche Aufgabe der Regulierung ist es dann auch nicht mehr - angesichts der zunehmend heterogenen Netz- und Akteursstrukturen – allgemeingültige, aber zugleich wenig angepasste Vorgaben für den Netzbetrieb und die Interaktion zwischen Netz und Markt zu treffen. Vielmehr soll Regulierung *Self-Governance* über Energieinformationsplattformen rechtlich anerkennen sowie Design und Implementation der Plattformen und ihrer Aktivitäten überprüfen. Vor allem gilt es dabei den diskriminierungsfreien Zugang zu Informationen als „neuem“ monopolistischem Bottleneck in Smart Energy Systems regulierungsseitig zu gewährleisten. Regulierung muss dabei etwa die Nicht-Diskriminierung bei der Mitgliedschaft (z.B. zukünftiger Marktteilnehmer) in der Plattform und die Ausgewogenheit der berücksichtigten Interessen sicherstellen.

4.2.2.2.3.3 Indirekte regionale Marktlösungen

Als indirekte Marktlösungen sollen im Folgenden Maßnahmen diskutiert werden, die eine Koordination von Angebot und Nachfrage primär „über das Netz“ ermöglichen soll. Angesprochen sind damit also Instrumente, die der Netzbetreiber nutzen kann, um Koordination von Angebot und Nachfrage im Hinblick auf ein „Systemoptimum“ bestmöglich zu gewährleisten. In Kapitel 2.2 und 4.1.2.2.3 wurden bereits einige existierende und vorgeschlagene Instrumente thematisiert. Dies betrifft vor allem die konventionelle Netzsteuerung, die neben Schalthandlungen bei Netzbetreibern und Eingriffen in die Netztopologie das aktive Erzeugungsmanagement (wie Redispatching) durch die Übertragungsnetzbetreiber beinhaltet und das *Nodal Pricing*, das letztlich auf eine umfassende gemeinsame Bewirtschaftung von Strommarkt und Netz hinausläuft. Neben diesen eher polaren Fällen sind hier weitere, pragmatisch angelegte Mischformen zu nennen, die stark an den Überlegungen im letzten Kapitel anknüpfen (Kap. 4.2.2.2.3.2.2), aber dabei stärker überregionale Aspekte mitberücksichtigen. Bzgl. dieser überregionalen Aspekte bestehen wiederum Ähnlichkeiten zum Flexmarkt-Modell aus Kapitel 4.2.2.2.3.2.1, das aber stärker auf die Liberalisierungsgesetzgebung (Entflechtung, Nicht-Diskriminierung, Realisierung von Wettbewerb) abhebt. So diskutieren Brandstätt et al. (2011a und b) und Trepper et al. (2013) Möglichkeiten der aktiveren Steuerung auf Verteilnetzebene, die bei zunehmender Einspeisung dezentraler EE und unterschiedlichen Anreizen von regionalen Produzenten und regionalen Konsumenten zu örtlich oder sogar individuell angepassten Preissignalen führen sollen.¹⁰⁴ So soll durch eine differenzierte Netztarifizierung regionales Engpassmanagement ermöglicht und neben Netzinvestitionen bzw. Netzausbau treten. Dabei wird ebenfalls eine Ertüchtigung der Verteilnetze mit IKT-Infrastruktur unterstellt und den Verteilnetzbetreibern eine aktive Rolle beigemessen.

Am stärksten individualisiert sind sog. *Smart Contracts*, d.h. zwischen örtlichen Verteilnetzbetreibern und Netznutzern verhandelte bilaterale Tariflösungen in der Tradition von Coase

¹⁰⁴ Vgl. zu räumlich differenzierten Netzentgelten auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber auch die Diskussion in Kapitel 4.1.2.2.3.

(1960). Für ausgewählte Netznutzer soll netzfreundliches Verhalten kundenspezifisch belohnt werden, während ansonsten die bisherige Netzentgeltsystematik unverändert bleibt. Auf diese Weise kann so z.B. effektives Lastmanagement angereizt werden. Die Übertragung von Kompetenzen bzw. Kontrollrechten an die Netzbetreiber kann ebenso mit einer Erweiterung freiwilliger und kompensierter Abschaltvereinbarungen einhergehen. Die Freiwilligkeit bzw. Optionalität des Modells äußert sich also darin, dass die Netznutzer anstelle der vertraglichen Vereinbarung auch die bisherigen Gebührenregelungen nutzen können, wenn sie sich durch vertragliche Vereinbarungen nicht besser stellen. Die vertraglichen Vereinbarungen knüpfen zugleich an der derzeit initiierten Bemühungen bei der Entwicklung von "Smart Grids" an und bieten dafür einen gewissen Rahmen. Transaktionskosten könnten dadurch reduziert werden, dass die Verträge sich auf Kunden mit bestimmten netzrelevanten Charakteristika beschränken oder Verträge (teil-)standardisiert werden. Smart Contracts können sich dabei parallel zur Entwicklung dezentraler Erzeugung und parallel zu Anpassungen beim zentralen Marktdesign (Großhandelsmärkte, Regelenenergiemärkte) herausbilden. Brandstätter et al. (2011a und b) sprechen daher von einer hohen Marktcompatibilität. Die Trennung zwischen Smart Grid und Smart Market erscheint auch weniger deutlich, weil Smart Contracts Energie- und Netzaspekte integrieren können und die involvierten Parteien auf flexible Weise kostengünstige Lösungen finden sollen. Verhandlungen zwischen den involvierten Stakeholdern verändern damit auch die Rolle der Regulierung (Kap. 4.2.2.2.3.2.2). Statt hierarchischer Regelsetzung – insbesondere bezüglich des Preissetzungsverhaltens der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern – ist es vermehrte Aufgabe des Regulierers Verhandlungsergebnisse zu überprüfen und gutzuheißen, Diskriminierung zwischen Wettbewerbern zu vermeiden, im Falle von Konflikten zu schlichten und Rückfalloptionen anzubieten (Friedrichsen et al., 2014). Damit verbunden ist eine effektive und neutrale Governance von Informationen (z.B. über die o.g. Energieinformationsplattform) (Brunekreeft et al., 2015a).

Der Gesetzgeber bzw. die Regulierungsbehörde müsste bestehende Regelungen (insbesondere die Stromnetzentgeltverordnung) flexibler auslegen und individuelle Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zulassen.¹⁰⁵ So könnte für einzelne oder gegebenenfalls mehrere zusammengeschlossene Netzbetreiber (vgl. die Netzcluster in Kap. 4.2.2.2.3.2.1) eine optimale Netztarifstruktur gefunden werden, die eine regional geeignete Aufteilung in verbrauchs- und leistungsbezogene Netzentgeltkomponenten ermöglichen könnte (Brunekreeft, 2015). Die Ausarbeitung einer neuen allgemeinen Tarifierung der Strompreise bzw. Netzentgelte (explizites „Marktdesign“ bzw. *one-size-fits-all* Lösung) wäre dann (teilweise) entbehrlich.

Trepper et al. (2013) verfolgen einen ähnlichen Ansatz, der jedoch stärker auf Standardisierung und breitere Umsetzbarkeit zielt. Er ähnelt auch mehr den Effizienzigenschaften des *Nodal Pricing* (Kap. 4.1.2.2.3) und knüpft an Überlegungen zum *Bottom-up* Föderalismus an (Kap. 4.1.2.3.2.3). Die Rolle des Netzbetreibers und anderer, marktlicher Akteure sollen möglichst eindeutig über die o.g. Plattformen definiert werden (Kompetenzen, Hierarchieebenen etc. unter

¹⁰⁵ Dies knüpft an Erfahrungen mit bereits jetzt individuell festgelegten Netzentgelten (z.B. bei Wärmepumpen) an.

bestimmten Systembedingungen). Trepper et al. (2013) sehen im Kern variable Netzentgelte vor, wobei zum allgemeinen Marktpreis eine engpassabhängige positive oder negative Netzentgeltkomponente hinzuaddiert wird.¹⁰⁶ Diese Komponente wird in einem iterativen Preisbildungsprozess auf der Basis disaggregierter lokaler Angebotsprofile ermittelt, der gesetzlich zuzulassen wäre. Dieses Verfahren erlaubt dem Verteilnetzbetreiber bei einer unzulässigen Netzbelastung (gemäß zuvor gemeldeter Fahrpläne) ggf. unter Hinzuziehung weiterer „neutraler“ Akteure Zu- und Abschläge für jede Erzeugungsanlage zu ermitteln, so dass zum Beispiel bei Abschlägen die lokale Einspeisung verringert und der lokale Verbrauch stimuliert wird. Über die Börse wird auf Basis neuer Angebote dann ein neuer sog. Systempreis berechnet. Der Netzbetreiber berechnet wiederum die Lastflüsse, um festzustellen, ob der iterative Preisbildungsprozess wiederholt werden muss. Am Ende ergeben sich dann räumlich und zeitlich differenzierte, aber für alle Netznutzer des Verteilnetzes einheitliche Knappheitspreise.

Als wichtigen Vorteil ihres Vorschlags betonen Trepper et al. (2013), dass - anders als beim *Nodal Pricing* - kein unabhängiger Systembetreiber (ISO) oder wie im Flexmarkt-Modell entflochtener Signalgeber erforderlich ist, der zentral in die Entscheidungen der Anlagenbetreiber eingreifen muss. Vielmehr wird der Dispatch weiterhin dezentral den Betreibern überlassen, jedoch auf der Basis einer zusätzlichen engpassabhängigen Preiskomponente im Fall von Netzengpässen (und nur dann). Damit soll auch die bisherige weitgehende Entflechtung von Netzmanagement und Markt beibehalten werden.¹⁰⁷ Ebenso bleibt der existierende Großhandelsmarkt erhalten. Zudem muss das Modell – anders als das Flexmarkt-Modell in Kapitel 4.2.2.2.3.2.1 – nicht flächendeckend umgesetzt werden. Vielmehr wird eine graduelle Einführung nahegelegt, die sich auf bestimmte Netzgebiete mit Engpässen konzentriert. Über die dortigen Erfahrungen könnte dann das Modell auch auf andere Regionen übertragen werden. Insgesamt ergibt sich damit eine im Vergleich zu *Nodal Pricing* geringere Eingriffstiefe. Damit das Koordinationspotenzial von (regionalen) Märkten erhalten bleibt, sprechen sich Trepper et al. (2013) von der Abkehr von einem absoluten Einspeisevorrang für EE aus. Vielmehr ergebe sich auch bei einer marktorientierten Einspeisung ohnehin ein relativer Einspeisevorrang durch die niedrigen variablen Kosten EE.

4.2.2.2.3.4 Kritische Überlegungen aus neoklassischer Sicht

Aus neoklassisch-energiewirtschaftlicher Sicht können regionale Marktplätze oder indirekte regionale Marktlösungen grundsätzlich ein geeignetes Mittel zur besseren Koordination von Angebot und Nachfrage im Rahmen des weiteren Ausbaus EE sein. Die oben erwähnten Vorschläge stoßen jedoch nur zum Teil bzw. unter bestimmten Bedingungen auf Zustimmung.

¹⁰⁶ Eher skeptisch zu einer Kopplung von Netzentgelten an Marktpreissignale Bundesnetzagentur (2015b).

¹⁰⁷ BNE (2014) sehen dies in ihrem Flexmarkt-Vorschlag kritischer, da der Großteil der Verteilnetzbetreiber nicht entflochten ist und ein Interesse an der (indirekten) Bevorzugung des eigenen Vertriebs bzw. eigener Erzeugungsanlagen besteht.

Grundsätzlich wird hier zunächst bei funktionierenden Märkten das Gesetz des einen Preises als Effizienzbedingungen angeführt, demzufolge für ein einheitliches Produkt ein einheitlicher Preis im Markt zu zahlen ist. In diesem Kontext wird gefordert, dass Strompreise im regionalen und überregionalen Markt identisch sein sollten, wenn keine Netzengpässe oder Transportkosten vorliegen. Damit verbunden ist zugleich die Forderung, dass regionale und überregionale Märkte aus Effizienzgründen miteinander gekoppelt sein müssen. Diesem Anliegen kommen die Vorschläge der Bundesnetzagentur (2012), des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft (BNE, 2014) und von Trepper et al. (2013) entgegen. So setzt die Bildung lokaler/regionaler Marktplätze über lokale/regionale Bilanzkreise in den Überlegungen der Bundesnetzagentur nicht das Signal der Spotmärkte außer Kraft. Auch das Flex-Marktmodell des BNE (2014) ist zumindest bemüht, regionale Knappheitssignale nur dann zu senden, wenn regionaler Flexibilitätsbedarf besteht und die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausreichen. Das interaktive Preisbildungsmodell zur Bildung engpassabhängiger Netzentgeltkomponenten von Trepper et al. (2013) beeinträchtigt ebenfalls nicht die Funktionsweise des Großhandelsmarktes und ist mit der Strombörse gekoppelt.

Demgegenüber orientieren sich die Vorschläge der 100-prozent-erneuerbar-Stiftung nicht erkennbar an Netzengpässen, sondern am impliziten Ziel der Minimierung von Stromüberschüssen und (vermuteten) Präferenzen für eine regional gebundene Stromproduktion, betrachten also Strom als nachfrageseitig heterogenes Gut. Von neoklassischer Seite bestehen jedoch Zweifel daran, dass diese Präferenzen hinreichend stark und stabil sind (Kap. 4.1.2.3.2.1) oder im bestehenden Regulierungsrahmen realisiert werden können (z.B. schon wegen der Möglichkeit des Lieferantenwechsels im liberalisierten Strommarkt, Kap. 3.2.1.1). Zudem ist die Abkehr von national und zunehmend europäisch ausgerichteten Strommärkten und damit verbundene höhere Kosten problematisch (vgl. Kap. 2.2, 4.1.2.2). Schließlich hat auch die Vermeidung von Stromtransport über größere Entfernungen per se keinen großen ökonomischen Mehrwert (d.h. nur die vermiedenen Netzverluste). Auch der Übergang von einem nationalen zu einem regionalen Förderregime (z.B. im Sinne des Kundenmarktmodells) oder parallele Regime erscheinen nicht erkennbar eine Effizienzverbesserung mit sich zu bringen (vgl. Kap. 4.1.2.3.2.3; Bataille und Hösel (2014) im Hinblick auf mangelnde Wettbewerbsanreize). Auch die bereits bestehende Privilegierung der lokalen Eigenerzeugung und des Selbstverbrauchs wird in dem Sinne skeptisch beurteilt, dass der Wettbewerb zwischen Technologien und letztlich Erzeugungsstrukturen verzerrt wird oder Erzeugungsanlagen sowie zunehmend Speicher unabhängig von Engpässen und Versorgungsproblemen im Stromnetz dimensioniert und betrieben werden (Bardt et al., 2014).

Auch die Überlegungen der energiesystemisch ausgerichteten Ansätze sind eher an IuK-bezogenen Gesichtspunkten als an den von energiewirtschaftlicher Seite besonders relevanten Netzengpässen bzw. der lokalen Netzsituation orientiert. Befürchtet wird daher, dass regionale Märkte künstlich angelegt sein könnten und sich weniger am Vorliegen von Netz- und Transportrestriktionen orientieren. Trotz des besseren lokalen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im Sinne einer höheren Flexibilität „vor Ort“ bleibt die mittelbare Wirkung auf das Netz und

dort gegebenenfalls bestehende strukturelle Engpässe unklar. Im Falle derartiger struktureller Engpässe würde auch die Integration EE „andernorts“ behindert.

Aus einer energiewirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Betrachtung stellen sich vor allem bei den energiesystemischen Ansätzen, aber auch den Vorschlägen für regionale Flexibilitätsmärkte zwei, miteinander verbundene Probleme. Zum einen gibt es aufgrund der zeitlichen Verteilung der Einspeisung EE nur in einigen 100 - bei wachsendem Anteil rund 1000 - Stunden Netzengpässe, die zu bewirtschaften sind. Der unkoordinierte Aufbau regionaler Märkte oder Zellen könnte die spezifische Bewirtschaftung von Engpässen in diesen Stunden erschweren und systemische Kosten über das Netz erhöhen. Zum anderen wird mit zunehmender Anzahl von Engpässen der Netzausbau die volkswirtschaftlich kostengünstigste Maßnahme zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. Zwar ist eine vollständige Vermeidung von Engpässen durch Netzausbau („Kupferplatte“) ökonomisch nicht geboten. Allerdings stützen empirische Arbeiten die Sichtweise, dass weiterer Netzausbau kombiniert mit Einspeisemanagement die derzeit günstigste Flexibilitätsoption darstellt (vgl. auch Kap. 2.3.3).¹⁰⁸ Dies gilt nicht nur in nationaler, sondern umso mehr in europäischer Perspektive (Ausbau der Übertragungsnetze, Engpassbeseitigung an den Grenzkuppelstellen etc.) (BMVI, 2015; Kap. 4.1.2.2.1). Diese kosteneffiziente Lösung droht umso eher verfehlt zu werden, wenn regionale Märkte auf einem komplexen, schwer revidierbarem Marktdesign aufbauen. Aufgrund der Vorteilhaftigkeit des Netzausbaus erscheint vor diesem Hintergrund etwa auch der Vorschlag des BNE (2014) zur Einrichtung regionaler Flexibilitätsmärkte zumindest vorerst bedenklich.

Die Vorschläge, die vermehrt auf bilaterale Beziehungen zwischen Netzbetreiber und Erzeuger „vor Ort“ setzen, bieten zwar betriebswirtschaftliche Effizienzpotenziale. Sie werfen jedoch potenziell erhebliche regulierungsökonomische und wettbewerbsrechtliche Probleme auf. So könnte der jeweilige Verteilnetzbetreiber strategisch agieren und Verträge so ausgestalten, dass sie zu seinen Gunsten, aber nicht unbedingt in volkswirtschaftlichen Sinne vorteilhaft sind (z.B. im Wissen um Netzengpässe, im Zusammenspiel mit dem EEG-System). Dabei fällt es wiederum nicht leicht, regulierungsseitig Anreize so zu setzen, dass jeweils unterschiedliche optimale Verträge realisiert und eingehalten werden. Generell offenbart sich somit nicht nur im Hinblick auf den regional unterschiedlichen Bedarf an Netzausbau und -verstärkung, sondern auch im Hinblick auf vertragliche Regelungen ein Spannungsverhältnis zwischen Transaktionskosten einerseits und differenzierten, regionalen Lösungen (bzw. dem Zulassen dieser Lösungen) andererseits. Neoklassisch inspirierte Vorschläge tendieren hier zu stärker standardisierten und transaktionskostenarmen Lösungen. Dies ist eher bei den variablen, engpassabhängig Netzentgelten von Trepper et al. (2013) der Fall, könnte ggf. aber auch durch die Einrichtung größerer Plattformen mit vielen Akteuren und Transaktionen erleichtert werden (Müller und Schweins-

¹⁰⁸ Die Monopolkommission (2015, 2013) zeigt sich etwa grundsätzlich gegenüber einer Flexibilisierung der Nachfrage offen, führt hier aber (neben Kosten, z.B. für Smart Meter) auch Probleme bei der Quantifizierbarkeit der Vorteilhaftigkeit verschiedener Maßnahmen an. Einsparpotenziale im Netzausbau sollten aufgrund dieser Unsicherheiten somit bei der Netzausbauplanung „nur anhand sehr konservativer Schätzungen erfolgen“.

berg, 2012). Damit besteht auch eine Nähe zu den kontrollierten Experimenten im Rahmen des *Bottom-up* Föderalismus (Kap. 4.1.2.3.2.3).

Ein generelles Spannungsfeld gerade des energiesystemischen Ansatzes besteht im Verhältnis zum europäischen Liberalisierungsregime und vor allem dem Entflechtungsvorgaben (Kap. 3.2.1.1). Aus neoklassischer Sicht besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber nicht nur mehr in Smart Grid Strukturen stabilisierend eingreifen müssen, sondern auch den Wettbewerb beeinträchtigen und wettbewerbliche Funktionen auf Kosten des regulierten Netzbetriebs subventionieren. Ebenso könnten sie - wenn sie nicht vollständig unabhängig sind - als Betreiber von Energieinformationsplattformen Marktakteure diskriminieren, die eigene Anwendung bzw. Produkte über die Plattform anbieten wollen. Problematisch können insbesondere Fälle sein, wo der Netzbetreiber noch unternehmensrechtlich mit Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten verbunden ist. Trotz rechtlicher Vorgaben zur Verhinderung von Diskriminierung fällt es in Smart-Grid-Strukturen angesichts der Vielzahl von Akteuren und der Kleinteiligkeit von Transaktionen schwer, Neutralität zu wahren bzw. Diskriminierung zu belegen. Zu prüfen wäre daher, ob über einen unabhängigen Systembetrieb Diskriminierungspotenziale unterbunden werden können (dazu Friedrichsen, 2015).

Ein generelles Problem kann schließlich auch darin gesehen werden, dass empirische Untersuchungen oder Modellprojekte zum Ausbau EE auf regionaler Ebene in der Regel auf Vorreiterregionen abstellen und daraus allgemeine Empfehlungen abzuleiten versuchen (Keppler, 2013). So wird etwa von der 100-prozent-erneuerbar-Stiftung (2014) in der Untersuchung zur Region Altmühlfranken von einer Strahlkraft auf Nachbarregionen und einer starken Verbreitung regionaler Co-benefits ausgegangen. Die Verallgemeinerbarkeit und Übertragbarkeit ist jedoch nicht ohne weiteres gegeben (Keppler, 2013, S. 67ff.). Es gibt spezifische regionale Problemlagen und Besonderheiten, insbesondere unterschiedliche ökonomische Ausgangsbedingungen und regionalwirtschaftliche Strukturen. In den jeweiligen Regionen liegen außerdem spezifische Akteurskonstellationen und Kräfteverhältnisse vor (z.B. unterschiedliche Stellung der traditionellen Energiewirtschaft). Nicht zuletzt gibt es auch bundespolitische Interessen, die einer Verbreitung von Modellprojekten entgegenstehen können. Werden diese Faktoren ausgeblendet, entsteht die Illusion, dass die im Hinblick auf EE weniger aktiven Regionen einfach zu den Vorreiterregionen aufschließen können und quasi eine Chancengleichheit im Wettbewerb besteht (ebda., S. 179, 2013). Gerade im Hinblick auf die häufig betonten Co-benefits beim Ausbau EE spielen Kontextfaktoren jedoch eine wichtige Rolle, so dass es zum Beispiel Regionen mit mehr oder weniger neuen Beschäftigungspotenzialen gibt.

4.2.3 Zwischenfazit

Im zurückliegenden Abschnitt 4.2 wurde die Förderung EE aus der Perspektive des Institutionalismus Ostrom'scher Prägung bewertet. Die Anwendung des Gedankengutes Ostroms auf die Energieversorgung und speziell den Ausbau EE im Rahmen der deutschen Energiewende ist dabei in der Literatur bislang wenig entwickelt, so dass der konzeptionelle Rahmen und die

konkreten Bedingungen des Untersuchungsobjekts aneinander anzunähern waren. Konzeptionell ergeben sich dabei Überschneidungen mit der Transition-Forschung, der evolutorischen Ökonomik, der Verhaltensökonomik und der Komplexitätsökonomik (Markard et al., 2012; van den Bergh und Kallis, 2013; Yildiz, 2014; Elsner et al., 2014). Inhaltlich wurde einerseits selektiv vorgegangen, andererseits der Versuch einer gewissen Verallgemeinerung angestrebt. Ausprägungen einer gemeinschaftlichen *Self-Governance* im Energiesystem wurden beispielhaft für Genossenschaften, die Rekommunalisierung und regionale Strom- bzw. Flexibilitätmärkte diskutiert. Damit soll jedoch nicht geleugnet werden, dass diese Formen weiter ausdifferenziert werden können (z.B. nach Art von Genossenschaft, Rekommunalisierung etc.) und dass es andere relevante Formen von *Self-Governance* im polyzentrischen System der Energiepolitik bzw. Energieversorgung gibt (z.B. Formen interkommunaler Zusammenarbeit, Städtetzwerke).

Die Präferenz Ostroms für lokal und regional verantwortete Gemeinschaftsgüter lässt sich prinzipiell gut verbinden mit den Vorstellungen von Vordenkern einer dezentralen und demokratisch-bürgerschaftlich geprägten Energieversorgung auf Basis EE. Beide können als Gegenentwurf zu zentralisierten und hierarchischen Strukturen verstanden werden. Beide legen ein breiteres Innovationsverständnis zu Grunde und betonen die Bedeutung nicht nur technologischen, sondern auch institutionellen Wandels. Beide basieren schließlich auf einem breiteren und ausdifferenzierteren Akteursverständnis jenseits anonymer Marktakteure. Vor diesem Hintergrund ergibt sich im Hinblick auf das grobe Suchraster aus Kapitel 1.3 eine gewisse Vorliebe für Heterogenität und Vielfalt. Diese ist politisch zuzulassen und zum Teil auch zu fördern, wobei eine zentrale Ebene typischerweise mitwirkt (z.B. EEG-Anpassungen auf Bundesebene, bundespolitische Verbandsaktivitäten zu Gunsten regionaler Akteure). Vielfalt ist hier Ausdruck der föderalen Idee im kontinentaleuropäischen Sinn und im Sinne eines breiter verstandenen Subsidiaritätsprinzips (Kap. 3.1.2).

Bei den diskutierten hybriden Allmendeformen werden dann zum Teil ähnliche, zum Teil auch unterschiedliche Vorteile angeführt. Ebenso können sich die hybriden Allmendeformen idealerweise gegenseitig im Sinne *bottom-up* (neu) gebildeter Versorgungs- und Marktstrukturen befruchten (z.B. Stadtwerksgründung unter Beteiligung einer Genossenschaft; interkommunale Zusammenarbeit von Gemeindewerken als Basis für regionale Strommärkte). Anzustreben wäre dann auch eine Kohärenz zwischen nationalem Politikdiskurs und einem Diskurs auf lokaler bzw. regionaler Ebene, um Gemeinschaftsinitiativen zu stärken (so Oteman et al., 2014). Alternativ können lokale Experimente aber auch als Anstoß für höhere Politikebenen dienen, gesellschaftlich einschneidende Emissionsreduktionen über politisch-rechtliche Vorgaben in der Breite vorzunehmen (Ping-pong Effekt) (so Ekardt und Hennig, 2014).

Bei Bürgerenergiegesellschaften und insbesondere den Genossenschaften werden Vorteile betont, die diesem i.d.R. regional gebundenen Organisationstyp im Gegensatz zu großen Energieversorgungsunternehmen quasi inhärent sind (wie z.B. demokratische Teilhabe, vertrauensvolle Beratung und Sensibilisierung der Mitglieder). Ebenso können weitere, quantitativ oft schwer greifbare Ausstrahlungseffekte und Co-benefits angeführt werden (z.B. Bildung von lokalem/regionalem Sozialkapital, Erhöhung der projekt- und technologiebezogenen Akzeptanz EE jenseits des Einzelfalls).

Die Befürworter der Rekommunalisierung betonen insbesondere die lokale und regionale Wiederanbindung von Eigentum und Entscheidungsverantwortung. Sie wird als solche begrüßt, aber auch im Hinblick auf die Möglichkeiten zur Einbindung der Bürger und verschiedener Folgewirkungen. Bei letzteren spielen die Möglichkeiten zur Realisierung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungsgewinnen sowie zur Verbesserung kommunaler Einnahmen eine wichtige Rolle. Aber auch verschiedene, sonst nicht realisierte ökologische und soziale Vorteile werden betont (z.B. Verbindung mit lokalem Wärmesektor, Ausbildungsmaßnahmen von Stadtwerken u.ä.).

Unterschiedliche Vorstellungen bestehen im Hinblick auf eine (noch nicht realisierte) Regionalisierung von Strom- oder Flexibilitätsmärkten innerhalb Deutschlands, die einer Dezentralisierung von Erzeugungsstrukturen ergänzen könnte. Selbstorganisation im Sinne von Ostrom kommt im Prinzip ein regionales Direktstromsystem am nächsten, das einen zentralen Großhandelsmarkt letztlich weitgehend ersetzen würde und die Minimierung von Stromüberschüssen bzw. die relative regionale Stromautonomie als eigenes energiepolitisches Ziel einer Region zugrundelegen würde. Realistischer sind allerdings Vorschläge, die sich als Ergänzung zum Großhandelsmarkt verstehen, verschiedene Überlegungen zur Nutzung intelligenter IuK- Systeme anstellen und die Rolle der Netzbetreiber neu definieren und anpassen.

5. Fazit: Spannungsfelder und Schnittmengen in den Empfehlungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien

Darüber dass EE ausgebaut werden und einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten sollen, besteht aus einer globalen Vogelperspektive weitgehender Konsens. Betrachtet man den Ausbau unter dem Blickwinkel des deutschen und europäischen Mehrebenensystems oder auch letztlich konkrete Ausbauprojekte, treten jedoch vielfältige Spannungsfelder und Konflikte in den Vordergrund. In diesem Bericht werden Einschätzungen und Empfehlungen zum Ausbau EE vergleichend gegenübergestellt, in dem auf die ebenenspezifische und im weiteren Sinne räumliche Betrachtung vor dem Hintergrund der deutschen Energiewende eingegangen wird. Auf der Basis eines schematisierenden Suchrasters, der Darstellung energiebezogener Grundlagen und einer Bestandsaufnahme von Politik und Governance im Untersuchungsfeld wurden diese Einschätzungen und Empfehlungen in einer Meta-Betrachtung in verschiedenen theoretischen Schulen und Denktraditionen verortet. Diesbezüglich besteht zwar in der Ökonomik als Disziplin eine gemeinsame Grundlage. Auch intradisziplinär bestehen jedoch erhebliche Unterschiede in den Empfehlungen (vgl. jeweils das Zwischenfazit in Kap. 4.1.3 und 4.2.3). Um dies zu verdeutlichen, wurde die neoklassische Wohlfahrtökonomik und spezielle Ausprägung der ökonomischen Theorie des Föderalismus dem akteurszentrierten Institutionalismus in der Tradition der Wirtschaftsnobelpreisträgerin Ostrom gegenübergestellt.

Einige dieser Unterschiede - insbesondere zwischen neoklassischer Orthodoxie (Kap. 4.1.2.1, z.T. 4.1.2.2) und an Ostrom angelehnter Konzepte von *Commons* (Kap. 4.2.2) - haben tiefere philosophische und wissenschaftstheoretische Wurzeln, die sich dann in unterschiedlichen Ausbaumustern niederschlagen (vgl. bereits allgemein Kap. 4.1.1 und 4.2.1). So wird in der Neoklassik „der“ Markt gemeinhin als Referenzrahmen gesehen und in eine dualistische Beziehung zum Staat gesetzt. Staatliche Aktivität bedarf der (hypothetischen) Zustimmung der Bürger (konstitutionelle Ebene) und der wissenschaftlichen Diagnose von Marktversagen (nachkonstitutionelle Ebene). Die Behebung von Marktmängeln basiert wiederum auf verschiedenen Voraussetzungen (z.B. möglichst marktanaloge Steuerungsinstrumente, geringe Transaktionskosten). Auf der Basis einer Diagnose soll ggf. erforderliches staatliches Eingreifen wiederum möglichst trennscharf staatlichen Entscheidungsebenen zugeordnet werden. Für den forcierten Ausbau EE in Deutschland mithilfe eines komplexen, administrativen EEG-Förderregimes bei überlappender Regulierung durch den Emissionshandel und der Notwendigkeit möglichst globalen Handels für den Klimaschutz bleibt hier wenig Raum. Aus der Perspektive Ostrows und der neueren Commons-Forschung ist dieser Ansatz zu stark expertengetrieben und technokratisch-positivistisch (nach dem Motto *“science speaks truth to power“*). Er ist auch zu stark konzeptionell und institutionell verengt und auf wenige (kollektive) Akteure beschränkt (Markt vs. Staat, wenige, gegebene staatliche Ebenen etc.). In den Vordergrund rücken vielmehr lebensweltliche Bezüge und der Blick auf konkrete, handelnde Menschen in einer bestimmten, oft lokalen bzw. regionalen Umgebung. Dieser Blick ist von Offenheit und der Bereitschaft zu experimentieren und zu lernen geprägt. Märkte spielen als soziale Institutionen zwar neben anderen Governanceformen eine wichtige Rolle. Sie sind aber eng an bestimmte soziale, institutionell-historische

und kulturelle Kontexte gebunden. Analog muss Marktversagen nicht allein von außen definiert sein und Art, Umfang und Ort kollektiven Handelns auch nicht allein expertenbasiert (z.B. auf Basis scheinbar eindeutiger Kriterien für lokale vs. globale und private vs. öffentliche Güter) abgeleitet werden. Vielmehr wird auch akzeptiert, dass gerade im lokalen und regionalen Kontext der Umgang mit gemeinsamen Ressourcen bzw. das Gemeinschaftliche selbst erst ausgehandelt, erprobt und institutionalisiert werden muss. Diese Grundhaltung Ostroms wird dabei angesichts zunehmend dezentraler Energieerzeugungsstrukturen vor allem von Befürwortern der „Bürgerenergie“ und der kommunal gebundenen Energiewirtschaft aufgegriffen. Der Ausbau EE ist für sie vor allem eine Gelegenheit, die Energieversorgung wieder stärker selbst in die Hand zu nehmen, dezentrales Wissen zu (re-)aktivieren und verschiedene lokale und regionale Co-benefits zu erschließen. Dabei steht ein derartiges kooperatives Agieren und Experimentieren im Spannungsverhältnis zu traditionell hierarchisch-zentralistischen energiewirtschaftlichen Strukturen, aber auch zu wenig kontextsensiblen marktbasierter Regelungen (z.B. Steuerung nur über den Emissionshandel oder auch EU-weites EE-Quotensystem).

Im Vergleich zu dem in Kapitel 4.1.2.3 (und z.T. auch Kap. 4.1.2.2) entwickelten „neoklassisch-pragmatischen“ Ansatz verbleiben zahlreiche Spannungsfelder zu den beispielhaften „Ostrom-Ansätzen“; allerdings bestehen auch partielle Berührungspunkte. Der neoklassisch-pragmatische Ansatz ist zunächst weniger eindimensional, d.h. nur auf möglichst globalen Klimaschutz und auf die Chancen des europäischen Binnenmarktes ausgerichtet, und betont stärker das komplexe Wechselspiel zwischen Klimaschutz, Technologieentwicklung, Markt- und Politikrahmen und Bürgerpräferenzen auf verschiedenen Ebenen. Nationale Ausbauziele zu Gunsten EE werden hier zum einen politisch akzeptiert, zum andern wird der ansonsten geringe Ausbau auch mit verschiedenen Formen des Markt- und Politikversagens (schwaches Emissionshandelssystem, Chance technologischen Lernens u.ä.) in Bezug gesetzt. Die nationale und zunehmend europäische Ebene ist in der Regel der argumentative Bezugspunkt. Demgegenüber werden lokale und regionale Aushandlungsprozesse innerhalb Deutschlands, die zu jeweils eigenen Ausbauzielen führen, als schwer steuer- und koordinierbar angesehen. Ebenso werden im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele vor allem die instrumentellen Folgen im EEG-Regime immer mitberücksichtigt. So ist z.B. lokale Wertschöpfung durch EE eigentlich auch an die, ggf. instabile Zahlungsbereitschaft des allgemeinen Stromverbrauchers bzw. EEG-Kostenträgers gebunden und zudem lokal und „überlokal“ mit Substitutions- und Verdrängungseffekten verknüpft. Für Befürworter einer stärker *bottom-up* geprägten Transformation des Energiesystems in der Tradition Ostroms ist dies aber nur ein Teilaspekt; mitunter werden Interaktionseffekte lokaler Ausbauaktivitäten mit übergeordneten Instrumenten (EEG, ETS etc.) auch gar nicht explizit thematisiert. Der Blick auf konkrete Aktivitäten vor Ort (wie z.B. regionale Wirtschaftskreisläufe durch eine neue Biogasanlage) soll vielmehr den Wert institutioneller Vielfalt, regional angepasster Lösungen und einer breiten Beteiligung von Bürgern und Unternehmen vor Ort aufzeigen. In den Vordergrund rückt damit der breitere und kontinuierlich anzupassende Prozess und Diskurs der „gelebten“ Energiewende. Dieses prozessuale Denken steht dabei im Spannungsfeld mit dem neoklassisch geprägten Denken in Zuständen und Ergebnissen (z.B. Ausbauziel mit bestimmten (Neben-)wirkungen). Vielmehr wird aus der *bottom-up* Perspektive auch betont,

dass angesichts zunehmender Vielfalt im Energiesystem Ausbauziele schwer vereinbart und verfolgt werden können oder aber ohnehin häufig revidiert werden müssen. Ähnlich werden dann auch zeitweilig problematische Nebenwirkungen (z.B. negative EEG- induzierte Beschäftigungseffekte) in einen „größeren“ Rahmen eingebettet.

Eine gewisse Nähe zwischen neoklassisch-pragmatischem Ansatz und neoinstitutionalistischem Ansatz ergibt sich insofern, dass beide heterogene Bürgerpräferenzen für das Gut Strom aus EE ernst nehmen. Im Sinne beider Ansätze bietet sie sich damit eine Basis für heterogene Ausbauregelung innerhalb der EU. Innerhalb Deutschlands weisen darauf basierende Empfehlungen jedoch eher voneinander ab (z.B. regionales Direktstromsystem in Kap. 4.2.2.2.3.1 vs. neoklassische Überlegungen zu Präferenzen u.a. in Kap. 4.1.1 und 4.1.2.3.2).

Eine möglicherweise größere Schnittmenge zwischen den Ansätzen besteht darin, die Innovationsvorteile des Labor- bzw. *Bottom-up*-Föderalismus stärker auszuschöpfen. So ist ein erweiterter neoklassischer Ansatz diesbezüglich weniger als der orthodoxe Ansatz institutionell verengt und offen für dezentrales Experimentieren und horizontale oder vertikale Lern-, Diffusions- und Adaptionsprozesse. Die Schnittmenge verengt sich allerdings wieder dadurch, dass das Innovationsverständnis abweicht und der Stellenwert von Experimenten nicht gleich beurteilt wird. Aus neoklassischer Sicht dienen regionale Experimente der Reduktion von Unsicherheit, und ihre Ergebnisse sollen letztlich dazu dienen, zwischen konkurrierenden politischen Lösungen auszuwählen. Ex-post ineffiziente und nationalen (europäischen) Zielen der Energiewende abträgliche Experimente sind demnach auch zu beenden, was zu einer gewissen Standardisierung beitragen soll. Bei an Ostrom angelehnten Ansätzen werden Innovationen oft breiter verstanden, vor allem bezüglich der einbezogenen Akteure (Nichtregierungsorganisationen, Bürger) und bezüglich der Art von Innovationen (nicht nur politische Regelungen, sondern auch soziale Praktiken). Diesbezügliche Innovationen werden auch eher als offener, kreativer und evolutorischer Prozess von Versuch und Irrtum und als nur bedingt zentral steuerbar verstanden. Vor diesem Hintergrund sind Schnittmengen gegebenenfalls nur zeitweilig gegeben und müssen stärker fall- und kontextspezifisch erschlossen werden. Eine Gelegenheit dazu bietet derzeit etwa die Neuordnung des Strommarktdesigns und die Weiterentwicklung des EEG. Potenziale für gemeinsame innovative Lösungen könnten die Neuordnung (Variabilisierung) von Netznutzungsentgelten und die Ausgestaltung von Ausschreibungskonditionen für EE bieten. Im weiteren Sinne könnten variable Netzentgelte mit engpassabhängiger Komponente eine Form der begrenzten Regionalisierung von Strommärkten sein, die an der Schnittstelle zwischen Neoklassik und dem Ansatz Ostrows anzusiedeln ist (Trepper et al., 2013; Kap. 4.2.2.2.3.3).

Berührungspunkte zwischen neoklassisch-pragmatischem und neoinstitutionalistischen Ansätzen bestehen auch in dem Sinne, dass von beiden bestimmte Schwachstellen und Erklärungsdefizite stärker anerkannt werden. Über weitere empirisch gestützte Forschung könnten sich dann auch die Politikempfehlungen einander annähern. So wurde von neoklassischer Seite z.B. im Rahmen der Rekommunalisierungsdiskussion festgestellt, dass die Effizienz der Eigentums- und Organisationsform des Betriebs von Verteilnetzen nicht eindeutig ist und generalisiert werden kann (Kap. 4.2.2.2.2.2). Dies kann auch als Aufforderung verstanden werden, die lokalen und regionalen Kontextbedingungen genauer unter die Lupe zu nehmen. Demgegenüber besteht auf

Seiten der energiebezogenen Commons-Forschung die Gefahr, dass Dezentralität zu einem Wert an sich erklärt wird und Teilbereiche des Konzepts von Polyzentrität nicht hinreichend reflektiert werden. So wurde allgemein am Ende von Kapitel 4.2.1 auf Herausforderungen und Kosten von Polyzentrität hingewiesen (Inkonsistenzen, Transaktions- und Koordinationskosten, instabiler Ordnungsrahmen etc.). Dazu äußern sich die Befürworter der Bürgerenergie und der kommunal gebundenen Energieversorgung jedoch bislang eher selten. Interessant erscheinen vor diesem Hintergrund Überlegungen, die darauf abzielen, bürgerschaftliches und kommunales Engagement im Rahmen der Energiewende zu erhalten, aber zugleich in eine stärker ordnende und koordinierende *top-down*-Steuerung bzw. in institutionalisierte Lern- und Innovationsprozesse einzubinden (z.B. Ohlhorst, 2015).

Literaturverzeichnis

- 100-prozent-erneuerbar-Stiftung (2014a): Dezentrale Strukturen in der Energiewende, Ein White Paper der 100 Prozent erneuerbar stiftung, verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/05/White-Paper-Dezentrale-Strukturen-in-der-Energiewende_100pes.pdf.
- 100-prozent-erneuerbar-Stiftung (2014b): Erneuerbarer Strom aus Altmühlfranken – selbst erzeugt, regional vermarktet, von allen geschätzt, Teil 1: Die erneuerbare Stromsituation in der Region Altmühlfranken und Möglichkeiten für ein regionales Grünstromprodukt, verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Konzept_Altm%C3%BChlfranken_Eins.pdf.
- 100-prozent-erneuerbar-Stiftung (2014c): Erneuerbarer Strom aus Altmühlfranken – selbst erzeugt, regional vermarktet, von allen geschätzt, Teil 2: Die erneuerbare Stromsituation bis 2020, verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Konzept_Altm%C3%BChlfranken_Zwei.pdf.
- acatech et al. (2015a): Die Energiewende europäisch integrieren – Neue Gestaltungsmöglichkeiten für die gemeinsame Energie und Klimapolitik, Stellungnahme März 2015, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), Berlin.
- acatech et al. (2015b): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050, Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), Berlin.
- AG 3 Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, Berlin.
- Agora Energiewende (2013): Stromverteilnetze für die Energiewende, Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs, Schlussbericht, Berlin.
- Agora Energiewende (2014): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien: Welche Fragen sind zu prüfen, Berlin.
- Agora Energiewende (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, Berlin.
- Aligicia, P.D. (2014): Institutional Diversity and Political Economy – The Ostroms and Beyond, Oxford University Press.
- Andor, M. et al. (2014): Zahlungsbereitschaft für grünen Strom – Die Kluft zwischen Wunsch und Wirklichkeit, RWI-Diskussionspapier 79, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.
- Appelrath, H.-J. et al. (2012): Future Energy Grid, Migrationspfade ins Internet der Energie, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Acatech), Berlin.
- Arentsen, M. und Bellekom, S. (2014): Power to the people: local energy initiatives as seedbeds of innovation?, Energy, Sustainability and Society 4:2.

- Aretz, A. et al. (2013): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Berlin.
- ARL et al. (2013): Räumliche Implikationen der Energiewende, Positionspapier, Difu Papers, Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin.
- Asdrubali, F. et al. (2015): Life Cycle Assessment of Electricity Production from Renewable Energies: Review and Results Harmonization, Renewable and Sustainable Energy Reviews 42, S. 1113-1122.
- Bardt, H. (2012): Kohärenz und Effizienz in der Klima- und Energiepolitik, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln.
- Bardt, H. et al. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale und Trends, Gutachten im Auftrag des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Institut der deutschen Wirtschaft, Köln.
- Bataille, M. und Hösel, U. (2014): Energiemarkteffizienz und das Quotenmodell der Monopolkommission, Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 57, Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie, Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf.
- Bauknecht, D. et al. (2015): Energiewende – zentral oder dezentral?, Diskussionspapier im Rahmen der wissenschaftlichen Koordination des BMBF-Förderprogramms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“, Freiburg.
- Bauknecht, D. und Vogel, M. (2015): Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3, S. 65-67.
- Baumann, F. (2013): Energiepolitik, in: Glaab, M. und Weigl, M. (Hrsg.): Politik und Regieren in Bayern, Springer, S. 315-329.
- Bauwens, T. (2013): What Roles for Energy Cooperatives in the Diffusion of Distributed Generation Technologies?, verfügbar unter: <http://ssrn.com/abstract=2382596>.
- BBSR Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (2009): Klimawandelgerechte Stadtentwicklung, Planungspraxis, BBSR-Online Publikation 25/2009.
- BdEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Positionspapier, Berlin, verfügbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/\\$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf).
- BdEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2014): Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin.
- BDI-IdE (2013): Impulse für eine smarte Energiewende – Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin.
- Becker et al. (2014): Die Analyse lokaler energiepolitischer Konflikte und das Entstehen neuer Organisationsformen, Theoretische Zugänge und aktuelle Herausforderungen, EnerLOG Working Paper No. 1, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, Berlin.
- Becker, S. et al. (2015): Remunicipalization in German Cities: Contesting Neoliberalism and Reimagining Urban Governance? Space and Polity 19: 76-90.

- Beckmann, K.J. et al. (2013): Räumliche Implikationen der Energiewende, Positionspapier, Difu-Papers, Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin.
- Beermann, J. und Tews, K. (2015): Preserving Decentralised Laboratories for Experimentation under Adverse Framework Conditions, Why Local Initiatives as a Driving Force for Germany's Renewable Energy Expansion Must Reinvent Themselves, FFU Report 03-2015, Freie Universität Berlin, Forschungszentrum für Umweltpolitik.
- Beise, M. und Rennings, K. (2005): Lead Markets and Regulation: a Framework for Analyzing the International Diffusion of Environmental Innovations, *Ecological Economics* 52, S. 5-17.
- Benz, A. (2010): Multilevel Governance - Governance im Mehrebenensystemen, in: Benz, A. und Dose, N. (Hrsg.): *Governance - Regieren in komplexen Regelsystemen*, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 111-136.
- Benz, A. und Dose, N. (2010): Governance - Modebegriff oder nützliches sozialwissenschaftliches Konzept, in: Benz, A. und Dose, N. (Hrsg.): *Governance - Regieren in komplexen Regelsystemen*, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 13-36.
- Berlo, K. und Wagner, O. (2013): *Stadtwerke - Neugründungen und Rekommunalisierungen*, Sondierungsstudie, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal.
- Bettinger, C. und Holstenkamp, L. (2015): *Grüner Strom aus der Region für die Region*, Arbeitspapierreihe *Wirtschaft und Recht* Nr. U4, Universität Lüneburg, Lüneburg.
- Betzüge, M.O. (2014): Nationaler Hochmut oder cui bono?, *Physik Journal* 13/5, S. 33-38.
- Betzüge, M.O. (2015): Warum die Politik mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz immer noch durchkommt, verfügbar unter: <http://www.manager-magazin.de/politik/meinungen/oekostrom-foerderung-haengt-von-politischen-kniffen-bei-eeg-ab-a-1044144.html>.
- Bichler, M. (2013): *Smart Grids and the Energy Transformation – Mapping Smart Grid Activities in Germany*, Heinrich Böll Stiftung North America, Washington D.C.
- Blankart, C. (2007): *Föderalismus in Deutschland und Europa*, Baden-Baden: Nomos.
- BMU und UBA Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Umweltbundesamt (Hrsg.) (2011): *Umweltwirtschaftsbericht 2011 – Daten und Fakten für Deutschland*, Berlin, Dessau-Roßlau.
- BMVBS Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2009): *Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung [Hrsg.] (2009): Nutzung städtischer Freiflächen für erneuerbare Energien*, Bonn.
- BMVBS Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2011): *Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte, Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der Raumordnung*, BMVBS Online-Publikation Nr. 23/2011, Berlin.
- BMVI Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.) (2015): *Regionale Energiekonzepte als strategisches Instrument der Landes- und Regionalplanung*, BMVI-Online-Publikation 09/2015, Berlin.
- BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): *Ein Strommarkt für die Energiewende*, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.

- BMWi und BMU Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.
- Böcher, M. und Töller, A.E. (2013): Umweltpolitik in Deutschland - eine politikfeldanalytische Einführung, Springer Verlag.
- Böhringer, C. et al. (2013): Are Green Hopes Too Rosy? Employment and Welfare Impacts of Renewable Energy Promotion, *Energy Economics* 36, S. 277-285.
- Böhringer, C. und Keller, A. (2011): Energy Security: an Impact Assessment of the EU Climate and Energy Package, *Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionspapiere V 335-11*, Universität Oldenburg.
- Böhringer, C. und Rosendahl, K.E. (2011): Greening Electricity More Than Necessary: On the Cost Implications of Overlapping Regulation in EU Climate Policy, *Journal of Applied Social Science Studies / Schmollers Jahrbuch*, 131(3), S. 469 – 492.
- Borgrefe, F. et al.(2014): Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, Kurzstudie des Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) und Institut für Energie-wirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Auftrag des Landesministeriums für Umwelt und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UMBW), Stuttgart.
- Bosch, S. (2012): Erfassung und Bewertung des Einflusses der Ressource Raum im Rahmen der Förderung von erneuerbaren Energien sowie Ableitung eines ganzheitlichen Ansatzes zur optimalen Integration von regenerativen Technologien in den ländlichen Raum, Dissertation an der Universität Augsburg, Lehrstuhl für Humangeographie und Geo-Informatik, Augsburg.
- Bösch, S. et al. (2015): Koordiniertes Klimahandeln zwischen „oben“ und „unten“, *Ökologisches Wirtschaften* 4/2015, S. 45-50.
- Brandstät, C. et al. (2011a): Improving Investment Coordination in Electricity Networks through Smart Contracts, *Bremen Energy Working Paper No. 10*, Jacobs University Bremen.
- Brandstät, C. et al. (2011b): Locational Signals to Reduce Network Investments in Smart Distribution Grids: What Works and What Not?, *Utilities Policy* 19, S. 244-254.
- Brandstät, C. et al. (2014): Information Governance in Smart Grids - A Common Information Platform (CIP), *Bremen Energy Working Paper No. 18*, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G. (2015): Network Unbundling and Flawed Coordination: Experience from the Electricity Sector, *Utilities Policy* 34, S.11-18.
- Brunekreeft, G. et al. (2015a): New Developments in Electricity Markets Following Large-Scale Integration of Renewable Energy, in: *The Routledge Companion to Network Industries*, S. 37-51.
- Brunekreeft, G. et al. (Hrsg.) (2015b): *Regulatory Pathways for Smart Grid Development in China*, Springer-Verlag.
- Brunekreeft, G. und Meyer, R. (2015): Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen, *Bremen Energy Working Paper No. 21*, Jacobs University Bremen.

- Brunner, C. und Müller, T. (2015): Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Online Sommer-Special, S. 5-10.
- Bruns, E. und Futterlieb, M. (2015): Energiekonzepte der Bundesländer und Planungsregionen – Ein Beitrag zur räumlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien?, Hintergrundpapier #1, Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung, Berlin.
- Buchan, D. (2012) *The Energiewende - Germany's Gamble*, Working paper SP26, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford/UK.
- Buchanan, J. und Tullock, G. (1962): *The Calculus of Consent*, Ann Arbor.
- Buchholz, W. und Heindl, P. (2015): Ökonomische Herausforderungen des Klimawandels, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 16(4), S.324-350.
- Bucksteeg, M. et al. (2014): *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien*, Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Duisburg.
- Budäus, D. (2012): *Grundbegriffe, Formen, Bestandsaufnahme der Rekommunalisierung*, Workshop Rekommunalisierung und Dezentralisierung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 09.03.2012, Berlin, verfügbar unter: http://www.dietrich-budaeus.de/dokumente/DIW_Vortrag_final_9_Maerz_2012.pdf.
- Bukold, S. (2012): *Die Kosten fossiler Energieimporte 2000-2012*, Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, EnergyComment, Hamburg.
- Bundesnetzagentur (2012): „Smart Grid“ und „Smart Market“: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystem, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2015a): *Evaluierungsbericht nach §33Anreizregulierungsverordnung ARegV*, Berlin.
- Bundesnetzagentur (2015b): *Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (sog. Grünbuch)*, Bonn, 28. Februar 2015.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013): *Monitoringbericht 2013*, Bonn.
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) (2014): *Der Flexmarkt - Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität*, verfügbar unter: http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20141120%20Positionspapier_Flexmarkt_0.pdf.
- Busch, P.-O. und Jörgens, H. (2012): *Europeanization through Diffusion? Renewable Energy Policies and Alternative Sources for European Convergence*, in: Morata, F. und Solorio Sandoval, I. (Hrsg.): *European Energy Policy: An Environmental Approach*, Cheltenham: Edward Elgar, S. 66-84.
- Cayford, T. und Scholten, D. (2014): *Self-governance in community energy systems: an approach to assess the viability*, Working Papers of the Energy Delta Gas Research, No. 5 (2014), S. 1–30, Groningen, The Netherlands.
- Coase, R. (1960): *The Problem of Social Cost*, *Journal of Law and Economics* 3: S. 1–44.

- Coleman, J. (1990): *The Foundations of Social Theory*, Cambridge: Harvard University.
- Connect Energy Economics et al. (2014): *Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Consentec und Fraunhofer IWES (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin.
- Consentec und IAEW (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) (2011): *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen*, Berlin.
- Cramton, P. und Ockenfels, A. (2012): *Economics and the Design for Capacity Markets for the Power Sector*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, S. 113-134.
- Cramton, P. und Stoft, S. (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity With Special Attention to the CAISO'S Resource Adequacy Problem*, Working Paper 06-007, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge MA.
- Creutzig F. et al. (2014): *Catching Two European Birds with One Renewable Stone: Mitigating Climate Change and Eurozone Crisis by an Energy Transition*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38: S. 1015–1028.
- Dahlman, C. J. (1979): *The Problem of Externality*, *Journal of Law and Economics* 22, S. 141-162.
- Deakin, S. (2000): *Two Types of Regulatory Competition: Competitive Federalism Versus Reflexive Harmonisation*, in: Dashwood, A. und Ward, A. (Hrsg.): *The Cambridge Yearbook of European Legal Studies*, Vol. 2, Hart Publishing, Oxford, S. 231-260.
- Degenhart, H. und Holstenkamp, L. (2011): *Genossenschaftlich organisierte Bürgerbeteiligung als Finanzierungs- und Nachhaltigkeitsmodell*, in: George, W. und Berg, T. (Hrsg.): *Regionales Zukunftsmanagement, Band 5: Energiegenossenschaften gründen und erfolgreich betreiben*, Lengerich, S.47–56.
- Dehmel, F. (2011): *Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen – Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte*, Dissertation an der katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt.
- Demsetz, H. (1969): *Information and Efficiency: Another Viewpoint*, *Journal of Law and Economics* 12, S. 1-22.
- Dena Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012): *Dena-Verteilnetzstudie, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin
- Detterbeck, K. et al. (2011): *Föderalismus in Deutschland*, Oldenbourg Verlag, München.
- Diekmann, J. et al. (2012a): *Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG*, DIW Wochenbericht Nr.45, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Diekmann, J. et al. (2012b): *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2012, Indikatoren und Ranking*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

- Dietsche, H.-J. (2013): Energiewende und Energieföderalismus - Zu den Möglichkeiten für eine Koordination des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Bundesstaat, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung (Hrsg.): Jahrbuch Föderalismus 2013, Tübingen, S. 47-53.
- Döring, T. (2001): Institutionenökonomische Fundierung finanzwissenschaftlicher Politikberatung, Grundfragen und Anwendungsfall der Reform des bundesstaatlichen Finanzausgleichsystems in Deutschland, Marburg: Metropolis-Verlag.
- Dröes, M. und Koster, H. (2014): Renewable Energy and Negative Externalities: The Effect of Wind Turbines on House Prices, Tinbergen Institute Discussion Paper 2014-124/VIII, Amsterdam.
- DUH und Infas (Deutsche Umwelthilfe und Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH) (2014): Intra- und interkommunale Kooperation als Schlüssel zur Energiewende, Zusammenfassung und Hintergrundinformationen zu den Rechercheergebnissen „Stadtwerke als treibende Kräfte von intra- und interkommunalen Kooperationsmodellen im Rahmen der regionalen Energiewende“, Berlin.
- Dunker, R. (2013): Regionale Stromversorgung, Solarzeitalter 4/2013.
- Eberlein, B. und Doern, B. (2009): Governing the Energy Challenge: Canada and Germany in a Multilevel Regional and Global Context; Toronto: University of Toronto Press.
- Ebner, A. (2003): Wirtschaftspolitik jenseits von Staat und Markt: Institutionelle Aspekte einer evolutorischen Ordnungstheorie, Beitrag zum VI. Workshop zur Evolutorischen Ökonomik, Staatswissenschaftliche Fakultät, Universität Erfurt.
- E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Edenhofer O. et al. (2013): Reaping the benefits of renewables in a nonoptimal world, PNAS 110:11666–11667.
- Edenhofer, O. et al. (2015): The Atmosphere as a Global Commons-Challenges for International Cooperation and Governance, in: Bernard, L. und Semmler, W. (Hrsg.): The Oxford Handbook of the Macroeconomics of Global Warming, Oxford University Press.
- Edenhofer, O. und Kalkuhl, M. (2009): Kommentar zu Hans-Werner Sinn: Das Grüne Paradoxon - Menetekel oder Prognose?, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Jahrbuch Ökologische Ökonomik, Diskurs Klimapolitik, S. 115-151.
- EEAG (European Economic Advisory Group) (2015): The EEAG Report on the European Economy, The European Energy Conundrum: Power Failure, CESifo GmbH, München, S. 51–65.
- Egerer, J. et al. (2015): Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung, DIW Wochenbericht 9: 183-189, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Einig, K. und Zaspel-Heisters, B. (2014): Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete, BBSR-Analysen KOMPAKT 01/2014, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, Bonn.
- Ekardt, F. und Hennig, B. (2014): Chancen und Grenzen kommunaler Klimaschutzkonzepte, Grundprobleme und Beispiele, Marburg: Metropolis Verlag.

- Elberg, C. und Hagspiel, S. (2015): Spatial Dependencies of Wind Power and Interrelations with Spot Price Dynamics, *European Journal of Operational Research*, Vol. 241 (1), S. 260-272.
- Ellenbeck, S. et al. (2013): Der Strommarkt als soziale Institution – Eine erweiterte Perspektive auf die deutsche Diskussion um Kapazitätsmechanismen, *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 3/2013, S.171-182.
- Elsner, W. (2001): Eine Theorie kooperativer Wirtschaftspolitik, in: Frick, S., Penz, R. und Weiß, J. (Hrsg.): *Der freundliche Staat – Kooperative Politik im institutionellen Wettbewerb*, Marburg: Metropolis, S. 191-232.
- Elsner, W. et al. (2014): *The Microeconomics of Complex Economies – Evolutionary, Institutional, Neoclassical and Complex Perspectives*, Academic Press.
- Eucken, W. (1952): *Grundsätze der Wirtschaftspolitik*, 6.Auflage, Stuttgart 1990.
- Europäische Union (2010): Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Union, *Amtsblatt der Europäischen Union* 53 (C 83): 1-388.
- European Commission (2007): *Energy Technologies: Knowledge, Perception, Measures, Social Eurobarometer 262 / Wave 65.3 – TNS Opinion & Social*, Brüssel.
- European Council (2014): *Conclusions on the 2030 Climate and Energy Policy Framework*, Brussels, 23.10.2014.
- Faure, M. (2001): *Environmental Law and Economics*, The Institute for Transnational Legal Research, Maastricht University, The Netherlands.
- Feld, L. et al. (2014): *Neustart in der Energiepolitik jetzt!*, Kronberger Kreis, Stiftung Marktwirtschaft, Berlin.
- Fischer, B. et al. (2015): *Zukunftsfelder der Energieversorgung: Entwicklungsoptionen, Interessenlagen und Strukturen in drei erneuerbaren Entwicklungspfaden*, Working Paper, Projekt „Transformationspotenziale von Energiegenossenschaften“, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, Kassel.
- Fischer, C. (2008): Emissions Pricing, Spillovers, and Public Investment in Environmentally Friendly Technologies, *Energy Economics* 30, S. 487-502.
- Fischer, C. et al. (2012): How Should Support for Climate-Friendly Technologies Be Designed?, *AMBIO - A Journal of the Human Environment* 41, S. 33-45.
- Fischer, S. (2014): *Die Europäisierung der deutschen Energie- und Klimapolitik, Neue Formen der Politikgestaltung und Steuerung im EU-Mehrebenensystem*, Dissertation an der Universität Trier, Berlin.
- Flamm, A. (2016): *Die Konsumentenperspektive - Regulierung, Akzeptanz, Datenschutz*, 6. Energiepolitischer Workshop: Demand Side Management – Potenziale und Hürden, ifo Institut, München, <http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/events/individual-events/Archive/2016/ekr-6-energie-wp-19042016.html>.
- Frey, B. et al. (2002): *Introducing Procedural Utility: Not only What, but also How Matters*, Working Paper No. 129, Institute for Empirical Research in Economics, University of Zurich.

- Friedländer, B. (2013): Rekommunalisierung öffentlicher Dienstleistungen: Konzept – Entwicklungstendenzen – Perspektive, in: Arbeitspapiere des Instituts für Öffentliche Finanzen und Public Management der Universität Leipzig, Nr. 45, Leipzig.
- Friedrichsen, N. (2015): Governing Smart Grids: The Case for an Independent System Operator, *European Journal of Law and Economics* 39: 553-572.
- Friedrichsen, N. et al. (2014): The Need for More Flexibility in the Regulation of Smart Grids- Stakeholder Involvement, *International Economics and Economic Policy* 11/1: S. 261-275.
- Frondel, M. et al. (2010): Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience, *Energy Policy* 38, S. 4048-4056.
- Frondel, M. et al. (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, RWI Projektbericht, Essen.
- Frontier Economics (2014): Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien, Bericht für EFET Deutschland, Berlin.
- Frontier Economics und Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, London.
- Frontier Economics und Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung, verfügbar unter: <http://www.consentec.de/wpcontent/uploads/2011/10/GutachtenPreiszoneLang.pdf>
- Fürsch, M. et al. (2012): The Role of Grid Extensions in a Cost-Efficient Transformation of the European Electricity System until 2050, *Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI)*, Working Paper No. 12/04, Köln/Langen.
- Fürst, D. (2010): Regional Governance, in: Benz, A. (Hrsg.): *Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen*, 2. Auflage., Wiesbaden, S. 49-68.
- Gailing, L. et al. (2013): Die räumliche Gestaltung der Energiewende zwischen Zentralität und Dezentralität, Explorative Anwendung einer Forschungsheuristik, Working Paper No. 51, Leibniz-Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung, Erkner.
- Gawel, E. (2005): Effizienzargumente für den kombinierten Einsatz planungsrechtlicher und marktanaloger Instrumente in der Raumordnung : Die Sicht der ökonomischen Analyse des Planungsrechts, *Informationen zur Raumentwicklung* 4-5, S. 333-340.
- Gawel, E. (2013): Wie geht es weiter mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz?, verfügbar unter: <https://www.ufz.de/index.php?de=32154>.
- Gawel, E. et al. (2014a): Die Zukunft der Energiewende in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64/4, S. 37-44.
- Gawel, E. et al. (2014b): Wie viel Europa braucht die Energiewende?, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 38/3, S. 163-182.
- Gawel, E. et al. (2015): Flächennutzung und erneuerbare Energien zwischen Wirtschaftsförderung, Nachhaltigkeit und effizienter Raumallokation, in: Lempp, J. et al. (Hrsg.): *Aktuelle*

- Herausforderungen in der Wirtschaftsförderung, Konzepte für eine positive regionale Entwicklung, Wiesbaden.: Springer Fachmedien 2015, S. 119-125.
- Gawel, E. und Korte, K. (2015): Regionale Verteilungswirkungen und Finanzierungsverantwortung: Bund und Länder bei der Strom-Energiewende, in: Müller, Th. und Kahl, H. (Hrsg.): Energiewende im Föderalismus (= Schriften zum Umweltenergierecht, Bd. 18), Baden-Baden: Nomos, S. 145-186.
- Gawel, E. und Purkus, A. (2013). Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (1): 43-61.
- Gawron, T. (2014): Regionale Energiekonzepte als informelle Planung – Teil1, Natur und Recht 36, S.21-28.
- Goldthau, A. (2014): Rethinking the Governance of Energy Infrastructure: Scale , Decentralization and Polycentrism, Energy Research & Social Science 1, S.134-140.
- Gordon, D. et al. (2010): Federalism and Multi-level Governance not Federalism or Multi-level Governance: A Framework for Thinking About Climate Governance in Federated Systems, Paper presented at the Annual Meeting of the Canadian Political Science Association, Concordia University, Montreal.
- Goulder, L. und Stavins, R. (2011): Challenges from State-Federal Interactions in US Climate Change Policy, American Economic Review: Papers and Proceedings 2011, 101/3, S. 253-257.
- Grimm, V. et al. (2015): Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Nürnberg.
- Grossekettler, H. (1991): Zur theoretischen Integration der Wettbewerbs- und Finanzpolitik in die Konzeption des ökonomischen Liberalismus, in: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie 10, S. 103-144.
- Grossi, L. et al. (2015): Electricity Market Integration and the Impact of Unilateral Policy Reforms, ZEW Discussion Paper No. 15-072, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- Growitsch, C. et al. (2014): Kurzstudie: Die Energiewende – Herausforderung für Politik und Unternehmen, ENERGIO Working Paper 1, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.
- Güneysu, S. et al. (2011): Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids), Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl), S. 870-875.
- Hagspiel, S. et al. (2014): Cost Optimal Power System Extension under Flow-based Market Coupling, Energy 66, S. 654–666.
- Hansjürgens, B. und Gawel, E. (2013): Projekt "Energiewende": Schnecken tempo und Zickzackkurs statt klarer Konzepte für die Systemtransformation? Wirtschaftsdienst 93/5, S. 283-288.
- Hansmann, H. (1996): The Ownership of Enterprise, Harvard University Press.

- Hanus, D. (2012): Die kommunale Beteiligung an Windenergieprojekten: Voraussetzungen und Gestaltungsoptionen, 21. Windenergietage, Bad Saarow, 14. November 2012, http://www.windenergietage.de/WT21_14_F4_1640_Mueller_Wrede.pdf.
- Härtel, I. (2012): Prolog: Alte und neue Föderalismuswelten, Einleitungs-Essay, in Härtel, I. (Hrsg.): Handbuch Föderalismus – Föderalismus als demokratische Rechtsordnung und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt, Berlin Heidelberg New York, Band I, S. 3-22.
- Härtel, I. (2013): Die Kommunen als Akteure der Energiewende in föderal-rechtlicher Perspektive, in: Jahrbuch des Föderalismus : Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa Vol. 14 (2013), S. 68-84.
- Häseler, S. (2014): Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options, ZfW Zeitschrift für Energiewirtschaft 38, S.151-162.
- Haucap, J. und Pagel, B. (2014): Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte, Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE), Düsseldorf.
- Hauser, E. et al. (2014): Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien, Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure, Vorhaben im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V., Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken.
- Helfrich, S. (2012): Gemeingüter sind nicht, sie werden gemacht, in: Helfrich, S. (Hrsg.): Commons. Für eine neue Politik jenseits von Markt und Staat. Bielefeld: Transcript-Verl, S. 86-91.
- Helm, D. (2014): The European Framework for Energy and Climate Policies, Energy Policy 64, S. 29–35.
- Henriot, A. (2014): Economics of Intermittent Renewable Energy Sources: Four Essays on Large-Scale Integration into European Power Systems, These de doctorat sur travaux, Université Paris-Sud.
- Herrmann-Pillath, C. (2015): Diversity Kompetenz und Diversity Management: Volkswirtschaftliche Grundlagen, in: Handbuch Diversity Kompetenz: Perspektiven und Anwendungsfelder, Springer NachschlageWissen, S. 1-13.
- Hirschhausen, C. von et al. (2006): Efficiency Analysis of German Electricity Distribution Utilities, Applied Economics 38, S. 2553-2566.
- Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik, Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.
- Hirth, L. (2013): The Market Value of Variable Renewables, Energy Economics 38, S. 218-236.
- Hirth, L. et al. (2014): Why Wind is not Coal: On the Economics of Electricity, FEEM Working Paper 2014.039, Federazione Enrico Mattei, Mailand.
- Hirth, L. et al. (2015): Integration Costs Revisited-an Economic Framework for Wind and Solar Variability, Renewable Energy 74, S. 925-939.
- Höffler, F. (2013): Rekommunalisierung: Renaissance öffentlicher Unternehmen?, Wirtschaftsdienst 2013/2, S. 71–75.

- Hoffmann, C. (2013): Virtuelle Kraftwerke, Werkzeuge für die Energiewende, BMWi: E-Energy Abschlussworkshop, 17./18.1. 2013, Berlin.
- Hölder, D. (2014): Echtzeitwältzung - Erneuerbaren Strom in den Wettbewerb um Kunden integrieren, Vorschlag für die Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus, Zeitschrift für Neues Energierecht Heft 1, S. 14-18.
- Holstenkamp, L. und Degenhart, H. (2013): Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien: Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive, Arbeitspapierreihe Wirtschaft und Recht Nr. 13, Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen, Universität Lüneburg.
- Hooghe, L. und Marks, G. (2003): Unraveling the Central State? Types of Multilevel Governance, *American Political Science Review* 97, S. 233–243.
- Hooghe, L. und Marks, G. (2005): A Postfunctional Theory of European Integration, Paper presented at: Causes and Consequences of Euroskepticism; 2005 Jul 1–2; VU Amsterdam.
- Huybrechts, B. und Mertens, S. (2014): The Relevance of the Cooperative Model in the Field of Renewable Energy, *Annals of Public and Cooperative Economics* 85/ 2, S. 193–212.
- ifo Institut und FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2012): Die Zukunft der Energiemärkte - Ökonomische Analyse und Bewertung von Potentialen und Handlungsmöglichkeiten, Endbericht zum Projekt I C 4 -18/11 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, München.
- Inhoffen, J. et al. (2016): Does Social Interaction Make Bad Policies Even Worse? Evidence from Renewable Energy Subsidies, Arbeitspapier verfügbar unter: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2796130.
- Institut Dezentrale Energietechnologien (IdE) (2014): 100% Erneuerbare Energie Regionen, Stand Oktober 2014, verfügbar unter: <http://www.100-ee.de/projekt/>.
- ISI (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) et al. (2015): Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2014, Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Karlsruhe.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) et al. (2014): Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken, Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Saarbrücken.
- Jacob, K. et al. (2005): Lead Markets for Environmental Innovations, Physika-Verlag, Heidelberg.
- Jacobs, D. (2012): Renewable Energy Policy Convergence in the EU, The Evolution of Feed-in Tariffs in Germany, Spain and France, Farnham, Burlington: Ashgate.
- Jahn, A. (2014): Netzentgelte in Deutschland – Herausforderungen und Handlungsoptionen, Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin.
- Jahnke, B. et al. (2015): Energiewende in Deutschland – Not-in-my-Backyard oder eine Frage der Gerechtigkeit, *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht* 4: S. 367-384.

- Jarke, J. und Perino, G. (2014): Do Renewable Energy Policies Reduce Carbon Emissions? On Caps and Inter-Industry Leakage, WiSo-HH Working Paper Series, Working Paper No. 13, Universität Hamburg.
- Jasper, J. (2013): Die Energiewende – Weiterentwicklung des Strommarktdesigns in Deutschland und im europäischen Rahmen in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (EZFF) (Hrsg.): Jahrbuch des Föderalismus 2013, S. 95 – 109.
- Joas, F. et al. (2014): Die Ziele der Energiewende: eine Kartierung der Prioritäten, ifo Schnelldienst 9: S. 6-10.
- Junkernheinrich, M. (1995): Föderalismus und Umweltschutz, in: Junkernheinrich, M. et al. (Hrsg.): Handbuch zur Umweltökonomie, Berlin: Analytica, S. 42-46.
- Kaenzig, J. et al. (2013): Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany, Energy Policy 53, S. 311-322.
- Kahl, D. und Schmidtchen, M. (2013): Kommunaler Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, Tübingen: Mohr Siebeck.
- Karl, H. (1996): Föderalismus und Umweltpolitik, Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, Sonderheft 8/1996: S. 139-156.
- Kelly, S. und Pollitt, M. G. (2011): The Local Dimension of Energy, in: T. Jamasb und M. G. Pollitt (Hrsg.): The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads, Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, S. 249-275.
- Keppeler, D. (2013): Handlungsmöglichkeiten regionaler Akteure beim Ausbau erneuerbarer Energien, Grenzen regionalwissenschaftlich fundierter Empfehlungen und Erweiterungsmöglichkeiten durch techniksoziologische Konzepte, Dissertation TU Berlin.
- Kerber, W. und Wendel, J. (2014): Regulation of Network Sectors in the EU: a Federalist Perspective, Joint Discussion Paper Series in Economics, No. 22-2014, Faculty of Business Administration and Economics, University of Marburg.
- Klagge, B. (2013): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien. Akteure, Koordinations- und Steuerungsstrukturen, in: Klagge B. und Arbach C. (Hrsg.): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien, Hannover: Arbeitsberichte der ARL: S. 7–16.
- Klinge Jacobsen, H. und Schröder, S. T. (2012): Curtailment of Renewable Generation: Economic Optimality and Incentives, Energy Policy 49: S. 663-675.
- Knapp, L. und Ladenburg, J. (2015): How Spatial Relationships Influence Economic Preferences for Wind Power-a Review, Energies 8: 6177-6201.
- Kneußel, H. (2014): Kooperation und Partizipation im Energiesektor Deutschlands, Wismarer Schriften zu Management und Recht Band 73.
- Knieps, G. (2013): Renewable Energy, Efficient Energy Networks and Sector Specific Market Power Regulation, in: F Sioshansi (Hrsg.): Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges , New Approaches, Elsevier, S. 147-168.
- Köpke, R. und Roider, H. (2015): Gabriel kippt Grünstrom-Marktmodell, verfügbar unter: http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Pressespiegel/151020_EM-Gruenstrom-Marktmodell.pdf.

- Kopp, O. et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim
- Korndörfer, M. et al. (2016): Control and Management of Man-Made Systems, in: Wilderer, P. und Grambow, M. (Hrsg.): Global Stability through Decentralization?: In Search for the Right Balance between Central and Decentral Solutions, Springer, S. 21-73.
- Krawinkel, H. (2012): Der Infrastrukturausbau im Rahmen der Energiewende benötigt umfassende Planungsinstrumente, Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER) 2012, Heft 5, S. 461 – 465.
- Kropp, S. (2009): Kooperativer Föderalismus und Politikverflechtung, Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.
- Kunze, C. (2011): Soziographie ländlicher Energieprojekte, Dissertation, TU Cottbus.
- Kusche, H.-C. (2001): Instrumente und Handlungsmöglichkeiten der Bundesländer zum Klimaschutz, Band 3: Rechtsgutachten, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Kiel, Eigenverlag.
- Lambing, J. (2012): Bausteine für eine Stromallmende, Wege in eine neue Industriegesellschaft, verfügbar unter: <http://www.boell.de/downloads/2012-03-lambing-stromallmende-workshopfassung.pdf>, Stand: 07.12.2012.
- Landsberg, G. (2013): Wirtschaftliche Betätigung von Kommunen – Chancen und Risiken, in: Wirtschaftsdienst, 2013, Heft 2, S. 83–86.
- Lechtenböhrer, S. und Samadi, S. (2010): Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen, Studie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, Wuppertal Institut, Wuppertal.
- Lehmann P. und Gawel E. (2013): Why Should Support Schemes for Renewable Electricity Complement the EU Emissions Trading Scheme? Energy Policy 52: S. 597–607.
- Lehr, U. et al. (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Lenk, T. et al. (2011): Rekommunalisierung in der Energieversorgung, in: Public Governance, Frühjahr 2011, S. 6-11.
- Libbe, J. (2012): Rekommunalisierung – empirische Belege und Einordnung in den ökonomischen und rechtlichen Bezugsrahmen, Verwaltung und Management 18(1), S.21-33.
- Libbe, J. (2014): Kommunale Infrastruktur – Rekommunalisierung und genossenschaftliche Organisation als Stärkung lokaler Strukturen, vhw FWS 6 / Dezember 2014.
- Löhr, D. (2012): Der ordnungspolitischer Rahmen für eine Energiewende, in: Zeitschrift für Sozialökonomie 49, S. 29-42.
- Löschel, A. et al. (2015): Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer neuen Marktordnung, in: Ramser, H.-J. und Stadler, M. (Hrsg.): Entwicklung und Perspektiven der Wirtschaftswissenschaft, Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren, Bd. 41, Tübingen, S. 133-152.

- Lübbe-Wolff, G. (2000): Einheitlichkeit oder Differenzierung von Standards im anlagenbezogenen Umweltschutz, in: Gawel, E. und Lübbe-Wolff, G. (Hrsg.): Effizientes Umweltordnungsrecht, S. 70-85.
- Luhmann, H. (2012): Vom Ende her gesehen: Der Wettbewerb der Erneuerbaren untereinander nach dem Ausstieg aus Kernkraft und fossilen Energien, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62/12, S. 31-33.
- Markard, J. et al. (2012): Sustainability Transitions: an Emerging Field of Research and Its Prospects, *Research Policy* 41, S. 955-967.
- Maron, B. und Maron, H. (2012): Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumlich orientierte Energiewirtschaft, *KNI Papers* 01/2012, Klaus Novy Institut, Köln.
- Mattes, A. (2012): Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen, *DIW Wochenbericht* Nr.7, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Matthes, F. (2010): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten, Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Öko-Institut e.V., Freiburg.
- Mautz, R. et al. (2008): Auf dem Weg zur Energiewende, Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland, Studie aus dem Soziologischen Forschungsinstitut Göttingen (SOFI). Göttingen: Univ.-Verl. Göttingen.
- Mautz, R. und Rosenbaum, W. (2012): Der deutsche Stromsektor im Spannungsfeld energie-wirtschaftlicher Umbaumodelle, in: *WSI Mitteilungen* 2/2012, S. 85-93.
- May, N. und Neuhoff, K. (2015): Eigenversorgung mit Solarstrom ein Treiber der Energiewende?, *DIW Roundup*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Mayntz, R. (2010): Governance im modernen Staat, in: Benz, A. (Hrsg.): *Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen*, 2. Auflage, Wiesbaden, S. 37-48.
- McGinnis, M. (2005): Costs and Challenges of Polycentric Governance, *Workshop on Analyzing Problems of Polycentric Governance in the Growing EU*, Humboldt University, Berlin.
- McGinnis, M. und Ostrom, E. (2011): Reflections on Vincent Ostrom, *Public Administration, and Polycentricity*, *Public Administration Review* 72/1, S.15-25.
- McKenna, R. et al. (2015): Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente und entstehende Forschungsbedarfe, *Working Paper Series in Production and Energy* No. 6, Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlsruhe.
- Menges, R. (2003): Supporting Renewable Energy on Liberalized Markets: Green Electricity between Additionality and Consumer Sovereignty, *Energy Policy* 31, S.583-596.
- Menges, R. und Beyer, G. (2015): Konsumentenpräferenzen für Erneuerbare Energien, in: Herbes, C. und Friege, C. (Hrsg.): *Marketing Erneuerbarer Energien*, Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele, Springer, S. 81-110.
- Menges, R. und Müller-Kirchenbauer, J. (2012): Rekommunalisierung versus Neukonzessionierung der Energieversorgung, *ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, S.51-57.
- Menges, R. und Pfaffenberger, W. (2015): Promotion of Renewable Energy Sources in the European Union, *International Journal of Renewable Energy Development* 4(3), S-171-180.

- Menges, R. und Traub, S. (2008): Staat versus Markt: Konsumentenpräferenzen und die Förderung erneuerbarer Energien, *ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4, S. 262-270.
- Meyer, I. und Sommer, M.W. (2014): Employment Effects of Renewable Energy Supply - A Meta Analysis, Policy Paper no 12, *WWWforEurope Policy Paper series*.
- Mez, L. et al. (2007): Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer, Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Freie Universität Berlin.
- Millimet, D. L. (2013): Environmental Federalism: A Survey of the Empirical Literature, IZA Discussion Paper, No. 7831, Institut Zukunft der Arbeit, Bonn.
- Mono, R. et al. (2014): Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland, Eine Untersuchung der 100-prozent erneuerbar Stiftung, Berlin.
- Monopolkommission (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn.
- Monopolkommission (2015): Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71, Bonn.
- Monstadt, J. und Scheiner, S. (2014): Allocating Greenhouse Gas Emissions in the German Federal System: Regional Interests and Federal Climate Governance, *Energy Policy* 74, S. 383–394.
- Moss, T. et al. (2013): Energie als Gemeinschaftsgut, Anregungen für die raumwissenschaftliche Energieforschung, Working Paper No. 50, Leibniz-Institut für Regionentwicklung und Strukturplanung, Erkner.
- Müller, C. und Schweinsberg, A. (2012): Vom Smart Grid zum Smart Market - Chancen einer plattformbasierten Interaktion, WIK Diskussionsbeitrag 364, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef.
- Münch, U. (2013): Energiewende im föderalen Staat, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (Hrsg.): *Jahrbuch des Föderalismus 2013, Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa*, Baden-Baden: Nomos, S. 33-46.
- Musgrave, R. und Musgrave, P. (1975): *Public Finance in Theory and Practice*, New York: McGraw-Hill.
- Neuhoff, K. (2011): European Smart Power Market Project – Executive Summary, Climate Policy Initiative/Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Newberry, D. et al. (2015): The Benefits of Integrating European Electricity Markets, EPRG Working Paper 1504, Cambridge Working Paper in Economics.
- Noussair C. und van Soest D. (2014): Economic Experiments and Environmental Policy, *Annual Review of Resource Economics* 6, S. 319–337.
- Nykamp, S. et al. (2012): 'Standard' Incentive Regulation Hinders the Integration of Renewable Energy Generation, *Energy Policy* 47, S. 222-237.
- Oates, W.E. (1999), An Essay on Fiscal Federalism, *Journal of Economic Literature* 37(3), S. 1120-1149.

- Oates, W.E. (2002a): A Reconsideration of Environmental Federalism, in: J.A. List und A. de Zeeuw (Hrsg.): *Recent Advances in Environmental Economics*, Cheltenham: Edward Elgar, 1-32.
- Oates, W.E. (2005): Toward a Second-Generation Theory of Fiscal Federalism, *International Tax and Public Finance* 12, S. 349-373.
- OECD (2011): *Interactions between Emission Trading Systems and Other Overlapping Policy Instruments*, General Distribution Document, Environment Directorate, Paris.
- Ohl, C. und Eichhorn, M. (2010): The Mismatch between Regional Spatial Planning for Wind Power Development in Germany and National Eligibility Criteria for Feed in Tariffs - A Case Study in West Saxony, *Land Use Policy* 27, S. 243-254.
- Ohlhorst, D. (2015): Germany's Energy Transition between Decentralized Responsibilities and Harmonization - Understanding the Relationship between Sub-national and National Transition Politics, *Journal of Integrated Environmental Sciences* 12/4, S. 303-322.
- Ohlhorst, D. et al. (2013): Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem, *Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis* 22/2, S. 48-55.
- Öko-Institut (2013): *Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten – Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen* (Bearb.: F.C. Matthes), Berlin: Öko-Institut e.V.
- Öko-Institut (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung)*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin.
- Öko-Institut und LBD (2015): *Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion, Kommentierung Impact-Assessment-Studien Strommarktdesign*, Berlin.
- Olson, M. (1969): The Principle of Fiscal Equivalence: The Division of Responsibilities among different Levels of Government, *American Economic Review, Papers and Proceedings* 59, S. 479-487.
- Ostrom, E. (1990): *Governing the Commons: the Evolution of Institutions for Collective Action*, Cambridge u.a.
- Ostrom, E. (2000): Collective Action and the Evolution of Social Norms, *Journal of Economic Perspectives* 14, S. 137-158.
- Ostrom, E. (2005): *Understanding Institutional Diversity*, Princeton: Princeton University Press.
- Ostrom, E. (2009): The Governance Challenge: Matching Institutions to the Structure of Socio-Ecological Systems, in: Levin, S. (Hrsg.): *The Princeton Guide to Ecology*, Princeton University Press, Trenton, NJ.
- Ostrom, E. (2010a): Beyond Markets and States: Polycentric Governance of Complex Economic Systems, *American Economic Review* 100, S. 1-33.
- Ostrom, E. (2010b): Polycentric Systems for Coping with Collective Action and Global Environmental Change, *Global Environmental Change* 20, S.550-557.
- Ostrom, E. (2011a): Handeln statt Warten: Ein mehrstufiger Ansatz zur Bewältigung des Klimaproblems, *Leviathan* 39(2), S.267-278.

- Ostrom, E. (2011b): Was mehr wird, wenn wir teilen. Vom gesellschaftlichen Wert der Gemeingüter. Herausgegeben, überarbeitet und übersetzt von Silke Helfrich, München: oekom.
- Ostrom, E. (2012): Nested Externalities and Polycentric Institutions: Must We Wait for Global Solutions to Climate Change before Taking Actions at Other Scales?, *Economic Theory* 49, S.353-369.
- Oteman et al. (2014): The Institutional Space of Community Initiatives for Renewable Energy: a Comparative Case Study of the Netherlands, Germany and Denmark, *Energy, Sustainability and Society* 4, S. 11ff.
- Pahle, M. (2015): Anstehende EEG- Reform und langfristiger Klimaschutz - ein Brückenschlag, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65/3, S. D8-21.
- Pahle, M. et al. (2014): EE Förderinstrumente und Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform, Diskussionspapier, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung.
- Pegels, A. und Lütkenhorst, W. (2014): Is Germany's Energy Transition a Case of Successful Green Industrial Policy? Contrasting Wind and Solar PV, MPRA Paper No. 57827, Deutsches Institut für Entwicklungspolitik.
- Pennington, M. (2013): Elinor Ostrom and the Robust Political Economy of Common Pool Resources, *Journal of Institutional Economics* 9/4, S.449-468.
- Peter, J. et al. (2015): Germany`s Wind and Solar Deployment 1991-2015, Facts and Lessons Learnt, *Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln*.
- Peter, S. (2013): Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, *Climate Change* 14/2013, Berlin.
- Pittel, K. und Lippelt, J. (2012): Kurz zum Klima: Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck – Teil 1: Versorgungssicherheit, *ifo Schnelldienst* 65 (10), S. 57-60.
- Plankl, R. (2013): Regionale Verteilungswirkungen durch das Vergütungs- und Umlagesystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), *Thünen-Institut für Ländliche Räume, Thünen Working Paper* 13, Braunschweig/Germany, November 2013.
- Popp, D. (2010): Innovation and Climate Policy, NBER Working Paper No. 15673, National Bureau of Economic Research.
- Putnam, R. (2000): *Bowling Alone*, New York u.a.: Simon & Schuster.
- Putz und Partner (2013): *Rekommunalisierung der Energienetze – Kurzstudie zur Bewertung der 10 wichtigsten Ziele und deren Erreichbarkeit*, Hamburg.
- Ragwitz, M. et al. (2014): Expertenstatement zur Innovations- und Klimaschutzwirkung des EEG, verfügbar unter: https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/sustainability-and-technology/PDFs/Expertenstatement_EEG.pdf.
- RAP (Regulatory Assistance Project) (2014): *Offene Fragen zur Netzausweitung/zu regionalen Flexibilitätsmärkten*, www.raponline.org.
- Rave, T. (2015): Entstehung und Verbreitung innovativer kommunaler Politiken im Rahmen der Energiewende – konzeptioneller Rahmen für empirische Fallstudien", *ENERGIO – Working Paper* Nr. 2, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, München.

- Rave, T. et al. (2013): Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik, ifo Forschungsberichte 61, ifo Institut für Wirtschaftsforschung, München, 2013.
- Reeg, M. et al. (2015): Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende?, Discussion Paper 01/15, Helmholtz Allianz ENERGY TRANS.
- Reiner Lemoine Institut (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, Hg. v. Haleakala-Stiftung, 100-prozent-erneuerbar-Stiftung und BVMW Bundesverband mittelständische Wirtschaft, Berlin.
- Renn, O. (Hrsg.) (2015): Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive, Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München (Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften).
- Riewe, K. (2015): Ausschreibungen in der Förderung erneuerbaren Energien – Wie die Erneuerbaren erwachsen werden können, Discussion papers Nr. 34, Universität Witten.
- Rodi, M. (2000): Die Subventionsrechtsordnung: die Subvention als Instrument öffentlicher Zweckverwirklichung nach Völkerrecht, Europarecht und deutschem innerstaatlichem Recht, Tübingen: Mohr.
- Rodi, M. und Sina, S. (2011): Das Klimaschutzrecht des Bundes – Analyse und Vorschläge zu seiner Weiterentwicklung, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.
- Rogers, E. (2003): Diffusion of innovations, New York, NY: Free Press.
- Rogge, K. et al. (2015): Grüner Wandel: Erneuerbare Energien, Policy Mix und Innovation – Ergebnisse des GRETCHEN-Projektes zum Einfluss des Policy Mixes auf technologischen und strukturellen Wandel bei erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Deutschland, Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Rommel, J. et al. (2015): Quality Uncertainty and the Market for Renewable Energy: Evidence from German Consumers, MPRA Paper No. 66195, verfügbar unter: <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/66195/>.
- Rosen, C. und Madlener, R. (2014): Regulatory Options for Local Reserve Energy Markets: Implications for Prosumers, Utilities, and Other Stakeholders, FCN Working Paper No. 12/2014, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior, Aachen.
- Rosenfeld, M. (2013): Rekommunalisierung statt Privatisierung: Die richtige Antwort auf veränderte Bedingungen?, Wirtschaftsdienst 2, S. 79–83.
- Rübbelke, D. (2002): International Climate Policy to Combat Global Warming: an Analysis of the Ancillary Benefits of Reducing Carbon Emissions, Cheltenham UK: Edward Elgar.
- Rydin, Y. und Pennington, M. (2000): Public Participation and Local Environmental Planning: the Collective Action Problem and the Potential of Social Capital, Local Environment 5, S. 153-169.
- Saam, N. und Kerber, W. (2013): Policy Innovation, Decentralised Experimentation, and Laboratory Federalism, Journal of Artificial Societies and Social Simulation 16/1/7.

- Sagebiel, J. et al. (2014): Are Consumers Willing to Pay More for Electricity from Cooperatives? Results from an Online Choice Experiment in Germany, *Energy Research & Social Science* 2, S. 90–101.
- Samadi, S. et al. (2014): Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, *Climate Change* 27/2014, Berlin.
- Samuelson, P. (1954): The Pure Theory of Public Expenditure, *The Review of Economics and Statistics* 36/4, S. 387-389.
- Schaber, K. (2013): Integration of Variable Renewable Energies in the European Power System: a Model-based Analysis of Transmission Grid Extensions and Energy Sector Coupling, Dissertation an der TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 17.12.2013, München.
- Schaber, K. und Bieberbach, F. (2015): Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65/7, S. 18-23.
- Scharpf F. (1976): Theorie der Politikverflechtung, in: Scharpf F. et al. (Hrsg.): *Politikverflechtung, Theorie und Empirie des kooperativen Föderalismus in der Bundesrepublik*, Kronberg/Ts: Scriptor; S. 13–70.
- Schmid, E. et al. (2016): Putting an Energy System Transformation into Practice: the Case of the German Energiewende, *Energy Research & Social Science* 11, S. 263-275.
- Schmid, E. und Knopf, B. (2015): Quantifying the Long-Term Economic Benefits of European Electricity System Integration, *Energy Policy* 87, 260–269.
- Schnabel, F. (2014): Das Smart Grid aus technischer und marktlicher Perspektive, *InnoSmart-Arbeitsbericht 01*, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, Berlin.
- Schneider, D. und Boenigk, N. (2012): Planungsrecht und erneuerbare Energien, *Renews Spezial* Nr. 62, Agentur für erneuerbare Energien, Berlin.
- Schubert, D. et al. (2015): Die Transformation des deutschen Energiesystems aus der Perspektive der Bevölkerung, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39/1, S.49-61.
- Shobe, W.M. und Burtraw, D. (2012): Rethinking Environmental Federalism in a Warming World, *Climate Change Economics* 3(4), S. 1-33
- Siler-Evans, K. et al. (2013): Regional Variations in the Health , Environmental , and Climate Benefits of Wind and Solar Generation, *Proceedings of the National Academy of Sciences* 110, S. 11768–73.
- Sinn, H.-W. (2008): *Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*, Econ Verlag.
- Sinz, M. (2005): Region, in: *Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.): Handwörterbuch der Raumordnung*, Verlag der ARL: Hannover, S. 805–808.
- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (2013): *Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg*. Freiburg/Stuttgart: Öko-Institut/Fichtner.

- Sovacool, B. (2011): An International Comparison of Four Polycentric Approaches to Climate and Energy Governance, *Energy Policy* 39, S. 3832–3844.
- Spannowsky, W. (2013): Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Raumordnungs- und Bauleitplanung, *Natur und Recht* 35, S. 773-785.
- Springmann, J. (2005): Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung, Deutscher Universitäts-Verlag.
- SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin.
- SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013). Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten, Berlin.
- St.-Louis, S. und Millard-Ball, C. (2016): Cap-and-Trade , Crowding-out , and the Implications for Municipal Climate Policy Motivations , *Environment and Planning C: Government and Policy*, forthcoming.
- Stein, M. und Turkewitsch, L. (2008): The Concept of Multilevel Governance in Studies of Federalism, Paper presented at the annual meeting of the International Political Science Association (IPSA) International Conference, Montreal, Quebec, May 2, 2008.
- Stern, N. (2007): The Economics of Climate Change, *The Stern Review*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Strunz, S. et al. (2015a): Policy Convergence: a Conceptual Framework Based on Lessons from Renewable Energy Policies in the EU, *UFZ Discussion Papers*, Department of Economics 14/2015, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH, Leipzig.
- Strunz, S. et al. (2015b): The Political Economy of Renewable Energy Policies in Germany and the EU, *UFZ Discussion Papers*, Department of Economics 12/2015, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH, Leipzig.
- Suchanek, A. (2000): Normative Umweltökonomik, Zur Herleitung von Prinzipien rationaler Umweltpolitik, Tübingen: Mohr Siebeck.
- Suck, A. (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft, Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien, Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.
- SVR Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen – Jahresgutachten 2011/2012, Wiesbaden.
- TAB Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (2014): Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung, TAB-Arbeitsbericht Nr.162, Berlin.
- Tews, K. (2014): Europeanization of Energy and Climate Policy: New Trends and Their Implications for the German Energy Transition Process, *FFU-Report 03-2014*, FU Berlin: Berlin.
- Thöni, E. (2005): Das Verhältnis von Wettbewerb und Kooperation in föderativen Staaten vor dem Hintergrund unterschiedlicher Konzepte der Bestimmung eines regionalen und lokalen öffentlichen Güter- und Leistungsangebots, in: Färber, G. (Hrsg.): *Das föderative System in Deutschland, Bestandsaufnahme, Reformbedarf und Handlungsempfehlungen aus raumwissenschaftlicher Sicht*, Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL, No. 224, S. 10-41.

- Tiebout, C. (1956): A Pure Theory of Local Expenditures, *Journal of Political Economy* 64(5), S. 416–424.
- Tinbergen, J. (1952): *On the Theory of Economic Policy*, North-Holland, Amsterdam.
- Trend research und Leuphana Universität Lüneburg (2013): *Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland*, Studie im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien.
- Trepper, K. et al. (2013): Integrationsmanagement für erneuerbare Energien - Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft, *Umweltweltwirtschaftsforum* 21: 209-218.
- Trillas, F. (2010): Electricity and Telecoms Reforms in the EU: Insights from the Economics of Federalism, *Utilities Policy* 18: 66-76.
- TU Berlin et al. (2015): Effiziente und gerechte Allokation der Produktion erneuerbarer Energien auf nationaler Ebene, Projekt EnergyEFFAIR im Rahmen des BMBF-Förderschwerpunkts Klimaökonomie, verfügbar unter: <https://www.landschaftsoekonomie.tu-berlin.de/fileadmin/a0731/uploads/personen/meyerhoff/EnergyEFFAIR-BMBF-Klimaoekonomie-Ergebnisbroschuere-Nov2015.pdf>.
- Ulrich, P. und Lehr, U. (2013): *Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern*, Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Osnabrück.
- Umbach, E. et al. (Hrsg.) (2015): *Priorisierung der Ziele, Zur Lösung des Konflikts zwischen Zielen und Maßnahmen der Energiewende*, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München.
- Universität Oldenburg et al. (2014): *Bürgerbeteiligung-Energiedemokratie-Dezentralität? Kernziele der Energiewende in Gefahr*, Ein Positionspapier des Forschungsprojekts EnGeno zur aktuellen energiepolitischen Entwicklung, gefördert vom BMBF im Förderschwerpunkt „Transformation des Energiesystems“, Berlin.
- van den Bergh, J. und Kallis, G. (2013): A Survey of Evolutionary Policy, *Journal of Bioeconomics* 15, S. 281-303.
- van der Laan, R. (2002): *The European Environmental Policy with respect to Stationary Sources*, Thesis, Groningen University, verfügbar unter: https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:34006109.
- van Zeben, J. (2012): *Regulatory Competence Allocation: The Missing Link in Theories of Federalism, Law, Institutions and Economics in Nanterre Workshop*, Paris, France, 11 December 2012, verfügbar unter: <http://economix.fr/pdf/seminaires/lien/Van-Zeben.pdf>.
- VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (2012): *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand side integration – Lasterverschiebungspotenziale in Deutschland*, Frankfurt am Main.
- Videras, J. (2013): Social Networks and the Environment, *Annual Review of Resource Economics* 5, S. 211-226.
- Vogel, P. (2009): Efficient Investment Signals for Distributed Generation, *Energy Policy* 37, S. 3665-3672.

- Vosskamp, R. (1996): Innovationen, Heterogenität und Struktur in Mikro-Makro-Modellen, Berlin: Duncker und Humblot.
- Wachsmuth, J. et al. (2015): Richtungsgebende Einflussfaktoren im Spannungsfeld von zentralen vs. dezentralen Orientierungen bei der Energiewende und Ansatzpunkte für ein Leitkonzept Resilienz, RESYSTRA - auf dem Weg zu resilienten Energiesystemen, Diskussionspapier 1, Projekt im Rahmen der BMBF-Forschung „Transformation des Energiesystems“, Bremen/Berlin.
- Wagner, R. (2005): Self-Governance, Polycentrism, and Federalism: Recurring Themes in Vincent Ostrom's Scholarly Oeuvre, *Journal of Economic Behavior & Organization* 57, S.173-188.
- Walk, H. (2014): Energiegenossenschaften: neue Akteure einer nachhaltigen und demokratischen Energiewende? in: Brunnengräber, A. und Di Nucci, M. R. (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 451-464.
- Walker, G. und Devine-Wright, P. (2008): Community Renewable Energy: What Should It Mean?, *Energy Policy* 36, S. 497-500.
- WBGU Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung (2014): Klimaschutz als Weltbürgerbewegung, Sondergutachten 2014, Berlin.
- Weil, S. (2010): Herausforderung für die Konzerne, in: Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): Kraftwerke für Jedermann. Chancen und Herausforderungen dezentraler erneuerbarer Energieversorgung, Berlin, S. 36 – 39.
- Weimann, J- (2012): Atomausstieg und Energiewende: Wie sinnvoll ist der deutsche Alleingang?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62/12, S. 34-38.
- Weisbrod, B. (1974): Toward a Theory of the Voluntary Non-Profit Sector in a Three-Sector Economy, in Phelps, E. (Hrsg.): *Altruism, Morality, and Economic Theory*, New York: Russell Sage.
- Welsch, H. und Biermann, P. (2014): Electricity supply preferences in Europe: Evidence from subjective well-being data, *Resource and Energy Economics* 38, S. 38-60.
- Wenzel, B. (2015): Energiewirtschaftliche Instrumente – Ein Beitrag zur räumlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien? inner-Hintergrundpapier Nr. 2, Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung, Berlin.
- Wimmer, D. et al. (2014): Die Auswirkung räumlich verteilter Windstromproduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 12, S. 32-35.
- Winterfeld, U. et al. (2012): Welche Rolle können Commons in Transformationsprozessen zu Nachhaltigkeit spielen? Wuppertal (= Impulse zur WachstumsWende Nr. 6).
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2014): Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Wöhe, G. (1993): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, Vahlen: München.

- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien, Erkenntnisse aus Akzeptanz und Partizipationsforschung, *Renews Spezial*, Ausgabe 60 / November 2012, Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin.
- Wüstenhagen, R. et al. (2007): Social Acceptance of Renewable Energy Innovation: an Introduction to the Concept, *Energy Policy* 35, S. 2683-2691.
- Yildiz, Ö. (2014): Lessons from Behavioral Economics for the Design of Environmental Policy, MPRA Paper No. 59630, Technische Universität Berlin- Fachgebiet für Umweltökonomie und Wirtschaftspolitik, Berlin.
- Yildiz, Ö. et al. (2015): Renewable Energy Cooperatives as Gatekeepers or Facilitators? Recent Developments in Germany and a Multidisciplinary Research Agenda, *Energy Research & Social Science* 6, 59-73.
- Ziehm, C. (2010): Vollzugsdefizite im Bereich des Klimaschutzrechts, *Zeitschrift für Umweltrecht* 9/2010, S. 411-418.
- Zimmermann, H. und Krenzer, M. (2001): „Intermediäre“ Institutionen in der Perspektive neuer ökonomischer Theorieansätze, *Wirtschaftsstudium* 5, S. 265-272.