
Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

ANALYSE

Agora
Energiewende



Energiewende und Dezentralität

IMPRESSUM

ANALYSE

Energiewende und Dezentralität
Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTLEITUNG

Andreas Jahn,
Regulatory Assistance Project (RAP)

DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Agora Energiewende
I°Energy
Regulatory Assistance Project (RAP)

REDAKTION

Dr. Gerd Rosenkranz, Christoph Podewils

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: Fotolia/Benjamin Lavendel

108/04-A-2017/DE

Veröffentlichung: Februar 2017

Dieser Band bündelt die Ergebnisse eines längeren Diskussionsprozesses. Beteiligt daran waren unter anderem:

Dr. Thies Clausen, Agora Energiewende
(bis Juli 2016)
Dr. Matthias Deutsch, Agora Energiewende
Dr. Patrick Graichen, Agora Energiewende
Andreas Jahn, Regulatory Assistance Project (RAP)
Dr. René Mono, Stiftung Neue Verantwortung
Dr. Stephanie Ropenus, Agora Energiewende
Christoph Podewils, Agora Energiewende
Dr. Gerd Rosenkranz, Agora Energiewende
Fabian Zuber, I°energy

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2017): *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Dezentralität ist ein schillernder Begriff in vielen Energiewende-Diskussionen, auch im Team von Agora Energiewende. Dabei zeigt sich, dass unter diesem Begriff viele unterschiedliche Aspekte der Energiewirtschaft verstanden werden – von der Frage der Eigenversorgung über die räumliche Verteilung der Stromproduktion und die Schaffung regionaler (smarter) Märkte bis hin zur Frage der Rolle unterschiedlicher Akteure in der Energiewirtschaft.

Wir haben uns deshalb entschlossen, als Ergebnis unseres internen Diskussionsprozesses einen Band zum Thema „Dezentralität“ zu erstellen, in dem die unterschiedlichen Aspekte der Dezentralität näher beleuchtet werden. Sechs Aspekte haben wir identifiziert, die in diesem Band vertiefter analysiert werden: Eigenversorgung, räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch, regionale Ökostrom-Vermarktung, regionale Smart Grids und Smart Markets, lokale Akteure (Bürgerenergie) und die Rolle kommunaler Unternehmen.

Besonders an dieser Publikation ist, dass die jeweiligen Beiträge Autorenbeiträge sind, aber jeweils derselben Struktur folgen. Denn Teil der internen Diskussion war es auch, sich auf eine gemeinsame Herangehensweise zu verständigen. So wird jeder Dezentralitätsaspekt aus der Sicht von denselben vier Dimensionen analysiert: der Dimension des Stromnetzes sowie der ökonomischen, der sozialen und der politischen Dimension. Zudem werden jeweils die Chancen und Risiken der jeweiligen Entwicklungen beleuchtet.

Dabei ist von unterschiedlichen Autoren mit entsprechend speziellem Fachwissen ein sehr umfangreiches Werk entstanden. Es soll dabei helfen, die Diskussion zu strukturieren und so eine informierte Debatte zu der Frage der Rolle der Dezentralität in der Energiewende zu ermöglichen. Als Impuls für eine solche Debatte formuliert das Abschlusskapitel daher sechs Thesen für einen Ordnungsrahmen für Dezentralität. Wir hoffen auf eine lebendige Diskussion und setzen darauf, dass weitere Debattenbeiträge folgen.

Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!

Ihr Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick:

1

Dezentralität entwickelt sich dauerhaft zu einem neuen Strukturmerkmal der Stromwirtschaft. Denn zentrale Technologien der Energiewende (Windkraft, Solarenergie, Stromspeicher, Elektromobilität, Wärmepumpen) bringen eine wesentlich verteiltere Struktur mit sich, die nicht mit immer mehr Netzausbau beantwortet werden kann. Zudem gibt es sowohl ökonomische als auch starke politische und soziale Treiber in Richtung Eigenversorgung und regionale Lösungen.

2

Dezentralität ist kein Wert an sich, sondern muss sich netztopologisch, ökonomisch oder aufgrund von sozialen beziehungsweise politischen Präferenzen begründen lassen. Der Mehrwert dezentraler Lösungen ist oft nicht monetärer Natur (zum Beispiel größere Akzeptanz, breitere Teilhabe) und muss als solcher politisch bewertet werden. Ökonomisch liegt der Wert in der Regel in vermiedenem Netzausbau, für den bisher jedoch ein monetäres Maß fehlt, oder in dem Befriedigen einer Regionalitätspräferenz der Verbraucher, für die jedoch der Marktrahmen fehlt.

3

Wir brauchen einen Ordnungsrahmen für Dezentralität bei Entgelten, Abgaben und Umlagen. Das bisherige System der dezentralitätsbedingten Ausnahmen bei Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen ist hochgradig willkürlich und chaotisch. Es sollte überführt werden in eine klare Struktur, bei der die Höhe der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen differenziert wird nach drei Ebenen: (1) Erzeugung und Verbrauch ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, (2) Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Stromregion sowie (3) überregionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch.

Inhalt

Einleitung	9
Motiv und Aufbau dieser Veröffentlichung	9
Ausblick auf die einzelnen Kapitel	10
Ausblick	13
I. Energiewende und Dezentralität: Die Treiber	17
Dr. Gerd Rosenkranz	
1.1 Stromerzeugung aus Wind und Sonne: Der physikalische Treiber der Dezentralität	17
1.2 Jenseits der Physik: Welche Entwicklungen treiben die Debatte um Zentralität und Dezentralität zusätzlich?	19
1.3 Fazit	22
II. Was ist Dezentralität?	27
Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono	
2.1 „Dezentralität“ ist ein unscharfer Begriff	27
2.2 Dimensionen der Dezentralität	29
III. Eigenversorgung	43
Andreas Jahn und Dr. Matthias Deutsch	
3.1 Eigenversorgung – Worum geht es?	43
3.2 Was aber ist Eigenversorgung genau?	43
3.3 Um welche Erzeugungstechnologien geht es denn?	44
3.4 Welchen Umfang kann Eigenversorgung perspektivisch annehmen?	46
3.5 Die netztopologische Dimension	48
3.6 Die ökonomische Dimension	48
3.7 Die soziale Dimension: Ausdruck von Autonomie und Teilhabe	52
3.8 Die politische Dimension	54
3.9 Risiken und Chancen	54
3.10 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	55
3.11 Fazit und Ausblick	56
IV. Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch	59
Dr. Stephanie Ropenus	
4.1 Welche Bedeutung hat die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch?	59
4.2 Netztopologische Dimension	62
4.3 Ökonomische Dimension der Regionalisierung	71
4.4 Gemeinschaftsbezogene oder soziale Dimension	73

Inhalt

4.5	Politische Dimension	74
4.6	Chancen und Risiken	76
4.7	Handlungsoptionen: Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	77
4.8	Fazit und Ausblick	79
V.	Regionale Grünstromvermarktung	83
	Dr. Patrick Graichen und Fabian Zuber	
5.1	Was ist Regionale Grünstromvermarktung?	83
5.2	Risiken und Chancen	89
5.3	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	91
5.4	Fazit und Ausblick	92
VI.	Smart Grid und Smart Market	95
	Dr. Stephanie Ropenus	
6.1	Was ist ein <i>Smart Grid</i> , und was ist ein <i>Smart Market</i> ?	95
6.2	Netztopologische Dimension	97
6.3	Ökonomische Dimension des <i>Smart Markets</i> : Abgrenzung von Markt und Netz für die Beschaffung von lokalen und globalen Dienstleistungen	104
6.4	Gemeinschaftsbezogene Dimension: Einbeziehung von neuen Akteuren durch Digitalisierung und Automatisierung	107
6.5	Politische Dimension: Zukünftige Ausgestaltung eines kohärenten Regelwerks	109
6.6	Chancen und Risiken	110
6.7	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	111
6.8	Fazit und Ausblick	114
VII.	Akteursvielfalt im Bereich Erneuerbarer Energien	117
	Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono	
7.1	Was ist Akteursvielfalt?	117
7.2	Die netztopologische Dimension: Akteursvielfalt und die Bedeutung der Verteilnetze	118
7.3	Die ökonomische Dimension: Akteursvielfalt und die Regionalisierung der Energiewirtschaft	119
7.4	Die soziale Dimension: Akteursvielfalt als Ausdruck von Teilhabe und Autonomie	120
7.5	Die politische Dimension: Akteursvielfalt als Garant für eine lokale Ausrichtung der Energiepolitik und für eine Dekonzentration der Wertschöpfung	121

Inhalt

7.6	Risiken und Chancen	122
7.7	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	123
7.8	Fazit und Ausblick	125
<hr/>		
VIII.	Die Rolle kommunaler Unternehmen	129
	Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono	
8.1	Die netztopologische Dimension: Betrieb der Verteilnetze in öffentlicher Hand	129
8.2	Die ökonomische Dimension: Betätigungsfelder für kommunale Unternehmen	131
8.3	Die soziale Dimension: Kommunalwirtschaft als Ausdruck oder Konkurrenz von Teilhabe und Autonomie	133
8.4	Die politische Dimension: Rekommunalisierung als Rückgewinn kommunalpolitischer Handlungshoheit	134
8.5	Risiken und Chancen	135
8.6	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	136
8.7	Fazit und Ausblick	137
<hr/>		
IX.	Fazit: Thesen zu einem Ordnungsrahmen für Dezentralität	141
	Dr. Patrick Graichen	
9.1	Dezentralität als neues, dauerhaftes Strukturmerkmal der Energiewirtschaft	141
9.2	Die bisherige Regulierung der Dezentralität ist ein großes Chaos	142
9.3	Sechs Thesen zu einem künftigen Ordnungsrahmen für Dezentralität	144
9.4	Ausblick	148
<hr/>		
	Literaturverzeichnis	149

Einleitung

Motiv und Aufbau dieser Veröffentlichung

Das Themenfeld der Dezentralität wird im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland seit Jahren intensiv diskutiert, besonders gern und sehr engagiert auch in politischen Kategorien. Dabei stehen sich dann regelmäßig zwei „Lager“ gegenüber, die sich gegenseitig attackieren – etwa unter Begriffspaaren wie „klein gegen groß“, „Bürger gegen Konzerne“, „teuer gegen effizient“, „Selbstversorgung gegen Entsolidarisierung“.

Vor diesem Hintergrund will dieser Band den Versuch unternehmen, die Debatte über die künftige Struktur unseres Energiesystems zu systematisieren und die unterschiedlichen Dimensionen der Dezentralität vertieft zu beleuchten. Unser Ziel ist es, zu einer Differenzierung und Versachlichung des Diskurses beizutragen – und damit vielleicht auch insgesamt zu einer Entspannung, die Räume für konstruktive Lösungen öffnet.

Bei der Publikation handelt es sich um einen Sammelband mit Beiträgen unterschiedlicher Autoren, wobei die meisten bei oder als Kooperationspartner von Agora Energiewende arbeiten. Dennoch liegt der Gesamtpublikation ein gemeinsames Verständnis des Begriffs Dezentralität in seinen unterschiedlichen Dimensionen zugrunde. Wir sehen darin eine wichtige Voraussetzung für einen sachgerechten Diskurs. Denn umstritten ist das Terrain nicht nur aus sachlichen oder ideologischen Gründen, sondern auch, weil es ein einheitliches Verständnis des Begriffs Dezentralität in der energiepolitischen Debatte bisher nicht gibt.

Nach längerer intensiver interner Diskussion haben wir uns dabei auf folgendes übergreifende Analyseraster verständigt:

→ *Aspekte der Dezentralität*: Die Debatte um Dezentralität hat viele unterschiedliche Aspekte, anhand derer sie geführt wird. Wir diskutieren hier die aus unserer Sicht sechs wichtigsten. Sie prägen die bisherige Debatte:

1. Die Rolle der Eigenversorgung
2. Die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch
3. Die regionale Vermarktung von Ökostrom
4. Regionale Smart Grids beziehungsweise Smart Markets
5. Die Rolle kleiner lokaler Akteure (Bürgerenergie)
6. Die Rolle kommunaler Unternehmen

→ *Dimensionen der Dezentralität*: Die genannten sechs Aspekte der Dezentralität werden in der Folge in jeweils vier unterschiedlichen Dimensionen analysiert:

- *Dimension Netztopologie*: Was bedeutet der jeweilige Dezentralitätsaspekt für das Stromnetz?
- *Ökonomische Dimension*: Wie ist der jeweilige Dezentralitätsaspekt aus wirtschaftlicher Sicht zu bewerten? Was bedeutet er für den Strommarkt?
- *Soziale Dimension*: Wie ist der jeweilige Dezentralitätsaspekt aus sozialer Sicht zu bewerten? Welche Rolle spielt er für die Akzeptanz der Energiewende?
- *Politische Dimension*: Welche (regional-)politischen Faktoren spielen bei dem jeweiligen Dezentralitätsaspekt eine Rolle?

Dieses übergreifende Analyseraster bedeutet, dass jedes der sechs Kapitel III bis VIII, die die unterschiedlichen Aspekte der Dezentralität beleuchten, dem gleichen Aufbau folgt und das jeweilige Thema anhand der vier Dimensionen diskutiert. Chancen und Risiken werden im Anschluss an diese jeweiligen Analysen abgewogen und aktuelle und künftige Handlungsoptionen der Politik vorgeschlagen. So entsteht, auch wenn jedes Kapitel ein Namensbeitrag

ist und von der oder dem jeweiligen Autor/in verantwortet wird, eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Kapitel dieses Sammelbands. Eingerahmt wird dieser zentrale Teil von zwei einleitenden Kapiteln – eines zu den Treibern der Dezentralität und eines zur Klärung des Begriffes Dezentralität – sowie einem Abschlusskapitel, in dem Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen Überlegungen gezogen werden. Die einzelnen Beiträge in diesem Band können daher in Gänze, aber auch jeweils einzeln gelesen werden.

Ausblick auf die einzelnen Kapitel

In **Kapitel I** geht *Gerd Rosenkranz* auf die wesentlichen **Treiber der Dezentralität** ein, die dem gesamten Thema zu Grunde liegen. Dabei identifiziert er drei wesentliche Treiber: Der erste wesentliche Treiber ist die Physik, da der massive Ausbau von Wind- und Solaranlagen aufgrund der Physik der Wind- und Solarressourcen zu einer verteilteren Erzeugungsstruktur führt. Der zweite wesentliche Treiber ist die daraus resultierende Entwicklung der Akteursstruktur, da eine verteiltere Erzeugungsstruktur auch mit sich bringt, dass die Zahl der Stromproduzenten um ein Vielfaches steigt und bereits gestiegen ist. Während es noch in den 1990er Jahren lediglich eine dreistellige Anzahl von Kraftwerken gab, die ganz Deutschland mit Strom beliefert haben, gibt es heute bereits mehr als 1,5 Millionen Solarstromerzeuger. Der dritte wesentliche Treiber in Richtung Dezentralität sind technologische Entwicklungen auf der Stromnachfrageseite (Stromspeicher, Elektromobilität, Wärmepumpen) sowie die digitale Revolution im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien, die eine Vernetzung und Einbindung dezentraler Anlagen zu relativ geringen Kosten ermöglichen. Rosenkranz' Fazit lautet daher: Diese Treiber sind weitestgehend unabhängig von politischer Regulierung und gehen insofern nicht mehr weg – sie werden vielmehr zwangsläufig dafür sorgen, dass Dezentralität dauerhaft ein neues Strukturmerkmal der Stromwirtschaft bleibt.

Das **Kapitel II** von *Thies Clausen* und *René Mono* dient der **Klärung des Begriffes Dezentralität** und

legt somit die konzeptionelle Basis für die folgenden Kapitel. Der Sammelbegriff Dezentralität wird dabei in seine Komponenten zerlegt – so entstehen die oben genannten sechs Aspekte und vier Dimensionen der Dezentralität. Die vier Dimensionen der Dezentralität ergeben sich daraus, dass durch den Begriff der Dezentralität die örtliche Komponente von Stromerzeugung und Stromverbrauch ein stärkeres Gewicht erhält und dies Auswirkungen auf die Netze, den Markt, das Gemeinwesen und die Politik hat. Die netztopologische Dimension der Dezentralität läuft im Kern darauf hinaus, dass das Netzkonzept der Kupferplatte in Zukunft nicht mehr gehalten werden kann und hier neue Konzepte gefragt sind. Bei der ökonomischen Dimension der Dezentralität geht es um die Frage, welche Rolle Dezentralität für den Strommarkt haben kann. Die soziale Dimension adressiert unter anderem die Frage, welche Auswirkungen es hat, dass die Stromerzeugung zunehmend näher an die Bürger heranrückt. In der politischen Dimension geht es schließlich darum, welche Rolle lokale und regionale Politik bei der Gestaltung der Energiewende hat beziehungsweise haben kann.

Nach der Erläuterung des dieser Abhandlung zugrunde liegenden Verständnisses der unterschiedlichen Dimensionen des Begriffes Dezentralität werden in den nachfolgenden Kapiteln III bis VIII die wichtigsten Aspekte der Dezentralität nacheinander und in den unterschiedlichen Dimensionen aufgerufen.

In **Kapitel III** diskutieren *Andreas Jahn* und *Matthias Deutsch* das Thema **Eigenversorgung**. Obwohl diese schon lange ein gewichtiger Teil der Energieversorgung ist (insbesondere mit Blick auf die industrielle Eigenversorgung), gilt sie inzwischen als das Geschäftsmodell der Energiewende. Mit den sinkenden Kosten bei Photovoltaik und Speichern bekommt die Diskussion eine neue Dynamik, insbesondere da sich damit für mehr und auch kleinere Stakeholder Chancen eröffnen. Eigenversorgung ist wirtschaftlich, wenn die Stromerzeugung mit der eigenen Anlage kostengünstiger ist als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Die Wirtschaftlichkeit wird stark

beeinflusst durch die Abgaben, Umlagen und Steuern, mit denen der Strombezug normalerweise belastet ist und die bei einer Eigenversorgung nicht oder nur reduziert anfallen. Gleichzeitig wird mit der eigenen Stromproduktion insbesondere bei Eigenheimbesitzern das Bedürfnis nach Autarkie und Unabhängigkeit von Stromunternehmen befriedigt. Der eigenerzeugende Verbraucher (*Prosumer*) wird insofern oft als Treiber der Transformation angesehen, weil er nicht nur einen Teil des Ausbaus der Erneuerbaren Energien übernimmt, sondern durch seine Beteiligung die Transformation auch aus der Gesellschaft heraus stützt.

Umstritten ist die Eigenversorgung, weil ein sich selbst verstärkender Umverteilungseffekt befürchtet wird. Denn je mehr Verbraucher sich selbst mit Strom versorgen, desto weniger Strom beziehen sie in Summe aus dem öffentlichen Stromnetz und desto weniger beteiligen sie sich an den Kosten für die Netze und andere Abgaben und Umlagen, die unter anderem für den Ausbau der Erneuerbaren, für die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung oder in Form der Stromsteuer fällig werden. Die sich daraus ergebenden Einnahmeausfälle der öffentlichen Hand werden in der Folge auf weniger Verbraucher verteilt, die die Möglichkeit zur Eigenversorgung nicht haben. Untersucht und abgewogen werden die Bedeutung dieser Entwicklung sowie die mit ihr verbundenen Chancen und Risiken.

In **Kapitel IV** beschäftigt sich *Stephanie Ropenus* mit der Frage, wie sich die durch die Energiewende verändernde **regionale Verteilung** sowohl der **Erzeugung** als auch des **Verbrauchs** von Strom auf die künftige Struktur der Stromnetze auswirkt. Als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch unterliegt die Auslegung der Netze, die im alten wie im neuen System zu jeder Zeit und an jedem Ort den Bilanzausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage sicherstellen müssen, ebenfalls einem fundamentalen Wandel. In dem Kapitel wird im Einzelnen untersucht, was dies für die Ausgestaltung der Netze bedeutet: Welche Auswirkungen hat es, wenn im neuen

System der weit überwiegende Teil des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien in die unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes eingespeist wird? Welche Konsequenzen ergeben sich, wenn die Preise von Batteriespeichern rasch sinken und kombinierte Photovoltaik-Batterie-Anlagen flächendeckend attraktiv werden oder sich neue, flexible Stromanwendungen im Bereich Wärme und Mobilität auf breiter Front durchsetzen? Ist dann das bisherige Konzept der großräumigen Kupferplatte noch tragfähig oder muss möglichst viel auf der regionalen Ebene geregelt werden? Und was bedeuten die dann entstehenden kleinteiligeren Marktgebiete für das Funktionieren des Gesamtsystems?

In dem Kapitel werden mögliche Reaktionen auf die Veränderungen der regionalen Verteilung von Verbrauch und Erzeugung und des gleichzeitig zunehmenden Stromaustauschs über Ländergrenzen hinweg diskutiert. Gelöst werden müssen komplexe Optimierungsaufgaben, die am Ende Erzeugung und Verbrauch, Netzplanung und Netzbetrieb so verzahnen, dass das neue System gewohnt sicher und volkswirtschaftlich tragfähig funktioniert.

In **Kapitel V** setzen sich *Fabian Zuber* und *Patrick Graichen* mit der regionalen Grünstromvermarktung auseinander: Mit dem Anteil Erneuerbarer Energien steigt auch die regionale Präsenz von Erzeugungsanlagen und mit ihnen das Bedürfnis, den regional erzeugten Grünstrom auch regional zu vermarkten. Dies eröffnet Möglichkeiten, um Erzeugung und Verbrauch vor Ort zu koppeln. Der technologische Trend zu kleinteiligen, erneuerbaren Produktions- und Speichereinheiten wird diesen Effekt voraussichtlich weiter verstärken.

Regionale Grünstrommärkte werden definiert als zeitgleiche netzgebundene Produktion, Speicherung und Versorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien in einem regionalen Zusammenhang, wobei das öffentliche Netz genutzt und mindestens ein Teil des Stroms in der Region produziert, gespeichert und verbraucht wird. Die regionale Grünstromvermark-

tung hat sich in den vergangenen Jahren zu einer Facette des dezentralen Energiemarktes entwickelt. Die technische Verfügbarkeit einerseits und der Wunsch von Energiekonsumenten nach regionalen Energieprodukten andererseits führen zur Herausbildung von regionalen Stromprodukten beziehungsweise von Stromprodukten, die regional gelabelt werden. Grünstrommärkte manifestieren sich aktuell vor allem in der Vermarktung. Gleichzeitig werden potenzielle Kunden teilweise selbst zu Produzenten oder Teilhabern an Erzeugungsanlagen, sie können Speicher betreiben und dem Energiemarkt im Sinne des *Prosumer-Poolings* Infrastruktur zur Verfügung stellen.

Derzeit besteht jedoch für die regionale Grünstromvermarktung weder ein gefestigtes Geschäftsmodell noch ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen. Bislang fehlt auch ein systematisches Verständnis über den energiewirtschaftlichen wie gesellschaftlichen Mehrwert regionaler Grünstrommärkte. Das Kapitel befasst sich daher mit der Frage, welche Rolle diese aus netztopologischer, ökonomischer, sozialer und politischer Sicht spielen und wie ein geeigneter Ordnungsrahmen aussehen könnte.

Stephanie Ropenus untersucht in **Kapitel VI** die Rolle der Digitalisierung im Rahmen des neuen, kleinteiligeren Energiesystems – und damit die Frage von **Smart Grids** und **Smart Markets**. Ihnen kommt in der Energiewende die Aufgabe zu, den Betrieb von Millionen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern so in einen intelligenten Netzbetrieb zu integrieren, dass am Ende eine sichere Versorgung und ein funktionierender Markt herauskommen. Aber was genau ist eigentlich ein *Smart Grid*, was unterscheidet es vom *Smart Market*, warum darf man beide Begriffe nicht vermischen und welche Rolle spielen die modernen Informations- und Kommunikationstechnologien in diesem Zusammenhang?

In diesem Kapitel wird auch diskutiert, wie *Smart Grids* und *Smart Markets* mehr oder weniger stark in Richtung eines dezentralen Systems ausgerich-

tet werden können und welche Konzepte derzeit wo diskutiert werden. Steht wie beim Konzept der Kupferplatte weiter der jederzeitige Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch im gesamten Netz als Idealvorstellung im Vordergrund oder die Beherrschung und der Ausgleich in lokalen oder regionalen Netzgebieten?

Smart Grids und *Smart Markets* bieten für die Umsetzung der Energiewende die Chance, mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien die steigende Zahl von Akteuren zu koordinieren und eine intelligente Steuerung des Netzbetriebs zu ermöglichen. Dazu bedarf es jedoch eines kohärenten Regelwerks, das die Verantwortlichkeiten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern im Zusammenspiel mit Flexibilitätsanbietern – wie Direktvermarktern, Erzeugern, Verbrauchern und *Prosumern* – klar festlegt. Davon sind wir noch weit entfernt, zumal es im deutschen Energierecht bisher noch nicht einmal eine Definition des *Smart Grids* gibt.

In **Kapitel VII** untersuchen Thies Clausen und René Mono den in Teilen von Politik und Stakeholdern intensiv diskutierten Aspekt der **Akteursvielfalt**. Die Pluralisierung des Energiesystems durch den Eintritt von Privatpersonen, Landwirten oder Bürgerenergiegesellschaften bedeutet gleichzeitig seine Dezentralisierung durch eine stärker regionale Ausprägung der Energiepolitik und die räumliche Verteilung der Wertschöpfung. Diskutiert werden die Rahmenbedingungen, die dazu beitragen können, die bereits erreichte Akteursvielfalt zu erhalten und zu sichern. Diese geht über die vordergründigen veränderten Eigentümerstrukturen der Erneuerbare-Energien-Anlagen gegenüber dem hergebrachten Kraftwerkspark weit hinaus, weil im neuen System ganz neue Rollen entstehen und die alten Rollenteilungen in Erzeuger und Verbraucher teilweise aufgehoben werden. Lassen die neuen Rollen eine breit akzeptierte Form der gesellschaftlichen Teilhabe zu, die wiederum für die zukünftige öffentliche Unterstützung der Energiewende entscheidend sein könnte? Inwieweit auch die sich abzeichnende sektorübergreifende Kopplung von

Erzeugern und Verbrauchern in Richtung einer breit akzeptierten Teilhabe wirkt, wird in diesem Zusammenhang ebenfalls diskutiert.

Thies Clausen und *René Mono* erörtern in **Kapitel VIII** darüber hinaus die **Rolle kommunaler Unternehmen** in der künftigen Energieversorgung. Stadtwerke sind nach ihrem eigenen Verständnis so etwas wie die gelebte energiewirtschaftliche Dezentralität des bestehenden Energiesystems. Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass die Diskussion über die Rekommunalisierung der Energieversorgung, die deutlich älter ist als die Debatte über eine Energiewende mit dezentraler Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, aktuell eine Renaissance erlebt.

Die aktuelle und die sich abzeichnende künftige Rolle von Stadtwerken werden in dem Kapitel entlang den Dezentralitätsdimensionen beschrieben. Ausgearbeitet werden die Chancen und Risiken, die die Aktivitäten der kommunalen Unternehmen im Zuge der Energiewende mit sich bringen. Zu den Chancen zählt, dass Stadtwerke ihre besondere lokale Verankerung nutzen können, um Lösungen vor Ort umzusetzen. Des Weiteren bestehen Vorteile, die aus einer sozialen Perspektive relevant sind. Vieles spricht dafür, dass der Wunsch nach gesellschaftlicher Teilhabe an der Energiewende und Autonomie in der Energieversorgung über kommunale Unternehmen realisiert werden kann. Insoweit die Partizipation der Bürger an politischen Prozessen als allgemeingültiges staats-theoretisches Ziel verstanden wird, impliziert die wirtschaftliche Betätigung kommunaler Unternehmen auch in dieser politischen Dimension Chancen.

Zu den Risiken zählt, dass im Zuge der Energiewende der von kommunalen Unternehmen dominierte Verteilnetzbetrieb erheblich komplexer wird und insoweit eine Überforderung insbesondere kleiner Netzbetreiber ebenso droht wie die Generierung unnötig hoher Kosten. Hier zeichnen sich deshalb Kooperations- und Dienstleistungsbeziehungen ab, die am Ende kleine kommunale Unternehmen entlasten. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind außerdem

ordnungspolitische Risiken erkennbar, die sich etwa aus der Verzerrung des Wettbewerbs in den Bereichen Erzeugung und Vertrieb durch die Nutzung von Vorteilen aus unzureichender Entflechtung sowie den in der Regel privilegierten Zugängen der Stadtwerke zum Kapitalmarkt ergeben.

Ausblick

Im abschließenden **Kapitel IX** zieht *Patrick Graichen* Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen Analysen. Er greift die zentralen Treiber für eine immer größere Bedeutung der Dezentralität in der Energieversorgung auf, skizziert die verworrenen und inkonsistenten Dezentralitätskomponenten im derzeitigen Regulierungsrahmen und formuliert vor dem Hintergrund der einzelnen Kapitel sechs **Thesen zu einem Ordnungsrahmen für Dezentralität**. Dabei fordert Graichen, alle bisherigen Dezentralitätselemente in den energiewirtschaftlichen Gesetzen und Verordnungen zu streichen und durch ein neues System zu ersetzen, das lediglich zwischen drei Ebenen unterscheidet, auf der zeitgleich Erzeugung und Verbrauch synchronisiert werden: unmittelbar vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Netzes (Ebene 1), innerhalb einer Stromregion (Ebene 2) und überregional bzw. bundesweit (Ebene 3). Die Höhe der zu zahlenden Abgaben und Umlagen auf Strom (beispielsweise EEG-Umlage, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe) sollte, je nach sinnvoller ökonomisch-technischer Differenzierung beziehungsweise politischer Priorität zwischen diesen drei Ebenen unterscheiden. Auch bei den Netzentgelten stellt sich die Frage, inwieweit der Stromtransport in Zukunft in den Netzentgelten abgebildet werden sollte. Dabei wird deutlich, dass das eigentlich neue an diesem Konzept die Schaffung einer „Stromregion“ ist, innerhalb derer andere Entgelte und Abgaben gelten würden als bei einem überregionalen Stromausgleich – und zu der in diesem Konzept sicherlich noch die meisten offenen Fragen bestehen: Wie kann eine solche Region sinnvoll geographisch abgegrenzt werden? Was wären gerechtfertigte Regulierungsunterschiede für Strom, der innerhalb der Region erzeugt und verbraucht wird,

im Verhältnis zum überregionalen Stromausgleich? Kohärente Antworten hierfür liegen noch nicht vor und insofern ist der Beitrag denn auch weniger als Schlusspunkt, denn als Auftakt einer Debatte für einen sinnvollen Ordnungsrahmen zu verstehen – in der Hoffnung, durch die Thesen andere (gleichgerichtete oder auch entgegengesetzte) Konzeptvorschläge zu einem Ordnungsrahmen für Dezentralität zu initiieren.

Insgesamt unternimmt dieser Band den Versuch, die verschiedenen Elemente der Dezentralitäts-Debatte zu strukturieren und den bisherigen Diskurs zum Thema so handhabbar zu machen, dass politische Gestaltungsfähigkeit entsteht. In diesem Sinne sollen die jeweiligen Kapitel Beiträge zu der Diskussion leisten, wie Dezentralität als neues Strukturelement der Energiewirtschaft im energiepolitischen Regulierungsrahmen angemessen abgebildet werden kann. Weitere Debattenbeiträge, Analysen und Konkretisierungen werden dadurch hoffentlich angeregt – Agora Energiewende wird sich hieran gern beteiligen und auch als Plattform für die weitere Diskussion zur Verfügung stehen.

I. Energiewende und Dezentralität: Die Treiber

Dr. Gerd Rosenkranz

1.1 Stromerzeugung aus Wind und Sonne: Der physikalische Treiber der Dezentralität	17
1.1.1 Mit der Umstellung auf Erneuerbare Energien ist ein dezentraleres Energiesystem physikalisch gesetzt – durchgängig dezentral muss es jedoch nicht sein	18

1.2 Jenseits der Physik: Welche Entwicklungen treiben die Debatte um Zentralität und Dezentralität zusätzlich?	19
1.2.1 Stromerzeugung: Die Möglichkeit der kleinteiligen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien öffnet die Energieversorgung für Millionen neue Akteure	20
1.2.2 Stromverbrauch: Im Wärme- und Mobilitätssektor erwartete neue Stromanwendungen führen auch auf der Verbrauchsseite zu kleinteiligen Strukturen	21
1.2.3 Digitalisierung: Revolutionäre Entwicklungen bei den Informations- und Kommunikationstechnologien machen die Steuerung der kleinteiligen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen möglich und bezahlbar	22

1.3 Fazit	22
------------------	-----------

I. Energiewende und Dezentralität: Die Treiber

Der Trend hin zu mehr Dezentralität ist im Rahmen der Energiewende vorgegeben – ganz unabhängig von der politisch aufgeladenen Debatte, die darüber seit Jahren geführt wird. Denn hinter der Entwicklung stehen physikalische, technologische und gesellschaftliche Treiber und Trends, die jeder für sich in die gleiche Richtung wirken. In der Summe führen sie dazu, dass ein hohes Maß an Dezentralität ein dauerhaftes Strukturmerkmal jeder Energiewirtschaft sein wird, die vor allem auf der Nutzung Erneuerbarer Energien gründet. Damit steht das bestehende Energiesystem schon im Übergang vor Herausforderungen, die es bis vor wenigen Jahren noch nicht gab. Das hier den Detailanalysen vorangestellte Kapitel soll diese fundamentalen Treiber in kompakter Form einführen. Es ist also zu verstehen als Ausgangspunkt für die nachfolgende vertiefte Analyse der breit gefächerten Aspekte und Dimensionen der Dezentralität.

1.1 Stromerzeugung aus Wind und Sonne: Der physikalische Treiber der Dezentralität

Seit der Einführung von Dampfmaschine und Verbrennungsmotor bediente sich die Menschheit für ihre Energieversorgung in immer größerem Umfang weniger Grundstoffe, die alle eines verbindet: Sie zeichnen sich aus durch hohe oder höchste Energiedichten. Dies gilt für die Stromversorgung ebenso wie für den Verkehr oder die Bereitstellung von Raum- und Industriewärme. Sieht man einmal ab von der Wasserkraft, die in geografisch geeigneten Regionen schon seit Beginn der Industrialisierung eine wichtige Rolle spielt, ruht das Energiesystem des Industriealters fast vollständig auf der Verbrennung der fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Erdgas (hohe Energiedichte) und seit der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts auch, aber insgesamt in weit geringerem Maße, auf den spaltbaren Metallen Uran und Plutonium (höchste Energiedichte). Die aus diesen Elementen in Kernkraftwerken umgesetzte Atomkern-

energie übertrifft die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe genutzte Energiedichte um Größenordnungen. Die fossilen Brennstoffe ihrerseits verfügen über um Größenordnungen höhere Energiedichten als die natürliche Sonnenstrahlung oder der Wind.¹

Die Transformation des Energiesystems weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen und hin zu Erneuerbaren Energien bedeutet vor diesem Hintergrund auch den Übergang zu einem Energiesystem mit im Vergleich zur hergebrachten Energieversorgung geringeren Energiedichten. Natürliche Sonnenstrahlung, in der auch der Wind seinen Ursprung hat, trifft von jeher ausgesprochen verdünnt auf die Erde. Im Fall der fossilen Brennstoffe haben über Millionen Jahre spezifische physikalische und geologische Konstellationen ihre natürliche „Konzentrierung“ bewirkt.² Die Menschheit hat somit zu Beginn der Industrialisierung eine über ungeheure Zeiträume angesparte fossile Erbschaft vorgefunden, deren Entdeckung und Nutzung den nachfolgenden beispiellosen Zivilisationsschub erst ermöglicht hat.

Die fossile Erbschaft ist – entgegen den Prognosen etwa des Club of Rome in den frühen 1970er-Jahren³ – bei Weitem nicht aufgebraucht. Vielmehr muss die seit Beginn der Industrialisierung fast um einen Faktor zehn angewachsene Menschheit⁴ nun vor allem wegen der Klimafolgen der fossilen Verbrennung auf

1 Die Energiedichte kann man in Energie/Volumen oder Energie/Masse ausdrücken oder man bezieht sich auf die elektrische Leistung pro Fläche: Die Grundaussage zu den unterschiedlichen Energiedichten erneuerbarer, fossiler und nuklearer Energiedichten bleibt stets die gleiche.

2 siehe zum Beispiel 3maIE (2013)

3 Meadows, D. L. et al (1972)

4 Vereinte Nationen (2015). – Im Jahr 1750 lebten etwa 800 Millionen Menschen auf der Erde, 1850 waren es 1,26 Milliarden, 1950 etwa 2,53 Milliarden, gegenwärtig sind es 7,43 Milliarden.

die Nutzung des verbleibenden Anteils der Erbschaft weitgehend verzichten. Sie muss für ihre Versorgung mit Energie erneut, wie im vorfossilen Zeitalter, vor allem auf die aktuell auf der Erdoberfläche eintreffende Sonnenenergie zurückgreifen. Die aktuelle Generation ist deshalb zugleich Zeugin und Antreiberin des Beginns eines neuen, eines zweiten Solarzeitalters. Die Sonnenenergie, die auf die Erde trifft, wird entweder in Wärme und Strom umgewandelt und unmittelbar eingesetzt oder vor ihrer Nutzung über kurze Zeiträume in Speichern „zwischengelagert“.

Die fundamentale Umstellung unserer Energieversorgung hat zur Konsequenz, dass eine Energiewirtschaft auf Basis Erneuerbarer Energien größere Flächen beansprucht als das hergebrachte System mit wenigen fossilen und nuklearen (Groß-)Kraftwerken. Die Flächen werden benötigt, um die Sonnenenergie einzusammeln und in konzentriertere Formen – vorrangig in universell einsetzbaren Strom – zu verwandeln.

In Deutschland ist diese Transformation seit der Jahrtausendwende in vollem Gange und für jedermann unübersehbar in Gestalt großer Windkraftanlagen beziehungsweise groß- und kleinflächiger Solarkraftwerke. Der Flächenbedarf hat sich im Fall der Nutzung der ebenfalls erneuerbaren pflanzlichen Biomasse, auf den Energieinhalt bezogen, als noch einmal um ein bis zwei Größenordnungen höher erwiesen als im Fall der Photovoltaik.⁵

Sonnenenergie und die aus ihr abgeleitete Windenergie kann beziehungsweise muss mehr oder weniger flächendeckend eingesammelt werden, um den fast überall weiter wachsenden Energiebedarf einer ebenfalls weiter wachsenden Menschheit zu decken. Oder sie muss in abgelegenen Gebieten gewonnen und dann über große Entfernungen in die Zentren des Energieeinsatzes, also zu den Menschen, transportiert werden. **Mittelfristig ist wegen des Nachholbedarfs der meisten bevölkerungsreichen Länder**

der Erde eine Stabilisierung oder gar Umkehrung des global wachsenden Energiebedarfs selbst dann nicht zu erwarten, wenn eine verbesserte Energieeffizienz wie erhofft zu einem umfassenden Funktionsprinzip moderner Industriegesellschaften wird und sich weniger energieintensive Lebensstile allmählich durchsetzen.

1.1.1 Mit der Umstellung auf Erneuerbare Energien ist ein dezentraleres Energiesystem physikalisch gesetzt – durchgängig dezentral muss es jedoch nicht sein

In entwickelten Industriestaaten mit hoher Bevölkerungsdichte erfolgt die „Ernte“ der verdünnten Erneuerbaren Energie normalerweise kleinteilig aus einer großen Zahl von Erzeugungsanlagen. Das unterscheidet das neue Solarzeitalter fundamental von der fossil-nuklearen Epoche. Deutschland genügen für eine praktisch unterbrechungsfreie Stromversorgung über viele Jahrzehnte im Wesentlichen wenige Hundert Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke. Heute speisen mehr als 1,5 Millionen Solaranlagen Strom ins öffentliche Netz, dazu kommen etwa 27.000 Windenergie- und 9.000 Kleinkraftwerke auf Basis von Biogas. Und das ist erst der Anfang. Millionen zusätzliche Einspeiser werden mit der weiteren Umsetzung der Energiewende absehbar ans Stromnetz angeschlossen. Kurz: Ein in diesem Sinne dezentrales, mindestens aber ein im Vergleich zum bisherigen fossil-nuklearen System ganz wesentlich dezentrales Energiesystem ist mit der Umstellung auf Erneuerbare Energien schon infolge der zugrunde liegenden Physik gesetzt und insoweit unaufhaltsam.⁶

Nicht notwendigerweise gesetzt ist dagegen ein künftiges Energiesystem, das ausschließlich auf eine kleinteilige Erzeugung angewiesen ist. Vielmehr verfügen die größten Photovoltaikkraftwerke

⁵ DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012)

⁶ Dass dem vielschichtigen Begriff Dezentralität im Zusammenhang mit der Energiewendedebatte eine klare Definition zugeordnet werden sollte, wird im nachfolgenden Kapitel II ausführlich dargelegt und begründet.

in der Freifläche schon heute über Leistungsgrößen, die denen konventioneller thermischer Kraftwerke kaum nachstehen. Mehr noch gilt das für manche der Offshore-Windparks, die derzeit vor den Küsten von Nord- und Ostsee errichtet werden. Ebenso wenig präjudizieren die Physik beziehungsweise die geringe Energiedichte der modernen Energieträger die Kleinteiligkeit anderer Dimensionen der Dezentralität, die in dieser Ausarbeitung ausführlich untersucht werden.

Festzuhalten bleibt also: Die Physik der neuen regenerativen Erzeugungstechnologien treibt die Entwicklung in Richtung Dezentralisierung. Dennoch wird das entstehende Energiesystem nicht zwangsläufig mit einer ausschließlich kleinteiligen Erzeugungsstruktur einhergehen. Auch der Transport großer Energie-, insbesondere Strommengen kann wegen der variierenden natürlichen Erzeugungsbedingungen an unterschiedlichen Orten einerseits und wegen einer historisch bedingten und mindestens in der mittleren Perspektive gefestigten orts- und regionengebundenen industriellen Verbrauchsstruktur volkswirtschaftlich von Vorteil sein.

Schon aus diesen wenigen Vorüberlegungen wird erkennbar: Die intuitive Vorstellung greift zu kurz, wonach es zwangsläufig ist, die auf der Erde auftretende Energie immer unmittelbar dort zu nutzen oder zu speichern, wo sie ankommt. **Denn Strom verbreitet sich mit Lichtgeschwindigkeit. Es kann durchaus sinnvoll sein, ihn in großen Einheiten dort zu erzeugen, wo dies ökonomisch günstig ist oder auf wenig Akzeptanzvorbehalte stößt, und mittels geeigneter Infrastrukturen auch über große Distanzen und in großen Mengen zu transportieren.**

Gleichzeitig wurde Energie auch schon im hergebrachten Energiesystem „bis in den letzten Winkel“ zu kleinen und großen Verbrauchern transportiert. Energie wurde bisher zentral bereitgestellt, aber überall genutzt, wo Menschen oder Unternehmen sie benötigten, also dezentral verteilt und eingesetzt. Alles andere als ein künftiges Energiesystem,

das zentrale und dezentrale Elemente bei Erzeugung, Verbrauch und Verteilung intelligent kombiniert, erscheint deshalb höchst unwahrscheinlich. Diese Ausgangslage ist für ideologisch grundierte Debatten wenig geeignet.

1.2 Jenseits der Physik: Welche Entwicklungen treiben die Debatte um Zentralität und Dezentralität zusätzlich?

Mit der Transformation des von fossilen und nuklearen Energieträgern beherrschten Energiesystems hin zu einem regenerativen wird ein in vielen Dimensionen fundamentaler struktureller Wandel ausgelöst. Die durchaus schillernde Kategorie von Zentralität und Dezentralität ist nur eine der Dimensionen dieses Wandels. Dennoch lohnt eine ausführliche Diskussion der Frage: „Wie dezentral soll das neue Energiesystem sein?“ Der Grund: Die Antwort bestimmt – auch jenseits der einleitend thematisierten fundamentalen Vorgaben der Physik – die technische Realität des künftigen Energiesystems, seine Regulierung sowie die Teilhabechancen unterschiedlicher Akteure in ihm entscheidend mit. Zum Teil ist die Antwort aber auch durch grundlegende Trends der Energiewende determiniert, auf die hier kurz verwiesen werden soll.

Der Diskurs zu diesem Thema wird in der deutschen Öffentlichkeit selten technisch-physikalisch, nicht immer sachlich, häufig aber hitzig und oft auch ideologisch geführt. Ein erster zentraler Grund für diese Beobachtung ist die Tatsache, dass sich mit den Erzeugungstechnologien im Stromsektor auch die Akteursstruktur des Energiesystems grundlegend ändert und bereits geändert hat. Es geht in der Debatte um die künftige Ausgestaltung des Energiesystems deshalb auch nicht nur darum, wie sie sich entwickelt, sondern auch darum, wer sie entwickelt und am Ende trägt und prägt.

1.2.1 Stromerzeugung: Die Möglichkeit der kleinteiligen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien öffnet die Energieversorgung für Millionen neue Akteure

Seit der Jahrtausendwende erleben Photovoltaik und Windenergie einen Boom, der trotz aller, auch durch politische Entscheidungen bedingten Schwankungen bis heute anhält. Insgesamt stieg die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland zwischen 2000 und 2015 von etwas mehr als 6 auf mehr als 30 Prozent der nationalen Stromproduktion. Damit übernehmen solche Erzeugungstechnologien einen ständig zunehmenden Anteil der Stromerzeugung, die besonders geeignet sind für kleine Anlagen und private Anleger. Mit der Erzeugungstechnologie verändert sich so auch die Eigentümerstruktur des Energiesystems: Millionen Gebäudedächer stehen prinzipiell als „Kraftwerksstandorte“ zur Verfügung. Auch ein Teil der bisher ausschließlich land- und forstwirtschaftlich oder militärisch genutzten Flächen ist der Nutzung durch Erneuerbare Energien zugänglich. Die Liberalisierung des Stromsektors (1998) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (2000) schafften zudem die regulatorischen Voraussetzungen dafür, dass Millionen Akteure aktiver Teil der Umwälzung werden konnten – sei es als Anlagenbetreiber, die in ständigem Rollenwechsel mal als Stromverbraucher und mal als Einspeiser ins Netz (*Prosumer*) agieren, oder als flexible Verbraucher, als Betreiber von Speichern oder künftig als Besitzer eines Elektromobils, das gleichzeitig als Strompuffer im Netz fungiert. Schon heute speisen mehr als 1,5 Millionen Bürgerinnen und Bürger Strom aus eigenen Photovoltaikdachanlagen ins öffentliche Netz ein. Ähnliches gilt für die Eigentümer oder Teilhaber an mittlerweile etwa 27.000 Windenergieanlagen oder für die Betreiber von 9.000 Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung. Dieser tiefgreifende Wandel der Akteursstruktur wird sich weiter beschleunigen, wenn regenerativer Strom in Zukunft als neue Leitetnergie mehr und mehr auch im Wärme- und Mobilitätssektor zum Einsatz kommt.

Nicht nur in der Stromerzeugung, auch bei Verteilung, Vermarktung und beim Verbrauch von Strom gibt es den Trend zu einer Vielzahl neuer Akteure, die früher oder später in Echtzeit miteinander interagieren. Seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 gilt die verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 500 Kilowatt. Viele Windenergieanlagenbetreiber haben bereits unter dem EEG 2012 die optionale Direktvermarktung wahrgenommen. Als neues Akteurssegment ist in der Folge das der Direktvermarktungsunternehmen entstanden, die den Strom veräußern. Auf der Verbrauchsseite etablieren sich Endverbraucher, die auch als Erzeuger selbst erzeugten Stroms (zum Beispiel aus Photovoltaikanlagen) auftreten. Hinzu kommen die Akteure im regulierten Netzbereich auf Verteilnetzebene: Hier gibt es 880 Verteilnetzbetreiber mit jeweils sehr unterschiedlichen Unternehmensgrößen und personellen Ressourcen. Im Rahmen der Bewirtschaftung von Netzengpässen und der Vermarktung von neuen Flexibilitätsoptionen bieten sich zudem Chancen für weitere Energiedienstleistungsunternehmen.

Die neue Pluralität von Akteuren, die schon im Zuge der Entflechtung der zuvor vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und der Öffnung der Märkte durch die Liberalisierung im Jahr 1998 einsetzte, führt zu einem erhöhten Informations- und Koordinationsbedarf. Hier ergeben sich in der Folge neue Fragen des Rollenverständnisses und der Aufgabenverteilung etwa zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Direktvermarktern und neuen Energiedienstleistungsunternehmen.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung wird im Zuge der Energiewende kontinuierlich weiter wachsen – von etwa einem Drittel im Jahr 2015 auf deutlich über 80 Prozent im Jahr 2050. Dies führt im Gegenzug unausweichlich zu einer kontinuierlichen Abnahme zunächst der nuklearen Stromerzeugung (bis zur gesetzlich fixierten Abschaltung des letzten Kernkraftwerks 2022) und dann der fossilen Kraftwerke. Angesichts der politischen Weichenstellungen zeigt schon ein kurzer Blick auf

die veröffentlichten Zahlen zum Strommix der traditionellen Energieversorger, wie sehr diese die politische und technologische Dynamik der Energiewende unterschätzt haben. In ihrer großen Mehrheit hinken die noch bis in die jüngste Vergangenheit dominierenden, traditionellen Träger der deutschen Stromwirtschaft der Entwicklung weit hinterher.⁷

Auch wenn in jüngster Zeit Stadtwerke, aber auch die großen Energieversorger ebenfalls stärker in den Bereich der Erneuerbaren Energien eingestiegen sind, wird die neue Energiewelt von immer mehr und nicht weniger Akteuren gekennzeichnet sein – schließlich ist von den 14 Millionen Ein- und Zweifamilienhäusern der allergrößte Teil noch nicht mit einer Solaranlage ausgestattet. Die zunehmende Akteursvielfalt ist somit eine mit der Dezentralität der Erzeugung fast zwangsläufig einhergehende Entwicklung.

1.2.2 Stromverbrauch: Im Wärme- und Mobilitätssektor erwartete neue Stromanwendungen führen auch auf der Verbrauchsseite zu kleinteiligen Strukturen

Zwei gegenläufige Entwicklungen entscheiden voraussichtlich über den Endenergiebedarf und insbesondere über die Stromnachfrage der Zukunft: Auf der einen Seite können und müssen Erfolge bei der Energieeffizienz in den traditionellen Anwendungen zu einem Rückgang des Nettostromverbrauchs und der Jahreshöchstlast führen. Andererseits kann eine erhebliche zusätzliche Stromnachfrage entstehen, wenn sich Strom zur neuen Leitenergie auch in der Wärmebereitstellung und im Mobilitätssektor entwickelt und dort andere Primärenergieträger ersetzt. Der unter dem Schlagwort Sektorenkopplung diskutierte zusätzliche Verbrauch würde Wärmepumpen, Elektromobilität sowie den Betrieb von Speichern umfassen, die elektrische Energie in das Netz zu-

rückspeisen. Gemeinsam ist diesen neuen Stromanwendungen ihre kleinteilige Struktur. Am Ende ergeben sich aus den im Wärme- und Mobilitätssektor erwarteten neuen Stromanwendungen – wie schon bei der Erzeugung aus regenerativen Energien – auch auf der Verbrauchsseite tendenziell neue, deutlich kleinteiligere Strukturen.

Zudem können disruptive Innovationen die Marktdiffusion der neuen Technologien und das Nutzungsverhalten der Verbraucher maßgeblich verändern. So wären Stromspeicher zur Erfüllung des derzeit politisch angestrebten Ausbaukorridors Erneuerbarer Energien zunächst erst ab etwa dem Jahr 2035 notwendig. Mit der zu beobachtenden massiven Reduktion der Preise von Batteriespeichern kann sich jedoch eine neue Dynamik für kleinteilige Speichersysteme entwickeln. Des Weiteren spielt bei der Diffusion des „neuen Verbrauchs“ auch die Regionalisierung eine große Rolle. So erfordert die Durchsetzung der Elektromobilität die Verfügbarkeit einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur. Neuer Stromverbrauch aus den Sektoren Wärme und Verkehr (zum Beispiel Elektroautos und Wärmepumpen, die vor allem in Ein- und Zweifamilienhäusern mehr Strombedarf entstehen lassen dürften) ändert vermutlich auch die Stromverbrauchsstrukturen gegenüber heute – so ist absehbar, dass dieser zusätzliche Stromverbrauch eine verteiltere, also auch dezentralere Struktur haben dürfte als der heutige, der stark von großen Ballungs- und Industriezentren geprägt ist.

Beide Trends auf der Verbrauchsseite, das heißt Einsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen und ein Anstieg des Nettostromverbrauchs durch neue Verbraucher, werden sich mehr oder weniger verstärken. Das Ergebnis dürfte eine insgesamt deutlich verteiltere Entwicklung des Stromverbrauchs sein.

⁷ Nur beispielhaft seien hier die den Jahresberichten 2015 der vier ehemals führenden Stromversorgungsunternehmen entnommenen Anteile Erneuerbarer Energien an ihrem Strommix genannt (jeweils Konzernergebnisse im Inland): E.ON: 9,2 Prozent; RWE: 0,6 Prozent; Vattenfall: 7,0 Prozent; EnBW: 13,8 Prozent.

1.2.3 Digitalisierung: Revolutionäre Entwicklungen bei den Informations- und Kommunikationstechnologien machen die Steuerung der kleinteiligen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen möglich und bezahlbar

Aus der umfassenden Digitalisierung und den Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ergeben sich neue, echtzeitbasierte Koordinationsmöglichkeiten zwischen einer Vielzahl von Akteuren. Sie haben im dezentralen System das Potenzial, Transaktionskosten zu senken und so gegenüber dem zentralen System auftretende Skalennachteile – teilweise oder vollständig – zu kompensieren. Hierbei geht es zum einen im Rahmen der netzseitigen Systemführung um den erhöhten Informationsbedarf über verschiedene Netzzustände in Echtzeit (*Smart Grids*) und zum anderen um Messwerte und -daten zur marktseitigen Bereitstellung für Lieferanten, Netzbetreiber und Netznutzer sowie zur Bilanzierung und Endkundenabrechnung (*Smart Market*).

Als die „Energiewende“ in den frühen 1980er-Jahren erstmals diskutiert wurde⁸, war gar nicht daran zu denken und technisch unvorstellbar, Tausende dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbrauchsstellen zu bündeln und in Echtzeit zu steuern; so hat die digitale Revolution diese Situation grundlegend verändert. Inzwischen ist es nicht nur möglich, sondern auch kostengünstig, viele kleine Anlagen fernzusteuern und gemeinsam zu einer virtuellen Anlage zu verbinden. Das technologische Leitbild der Industrie-4.0-Welt ergibt sich nicht länger aus der schieren Größe der eingesetzten Kraftwerke und den damit einhergehenden Skaleneffekten, sondern aus der Modularität, Verknüpfbarkeit und Echtzeitsteuerung kleinteiliger Komponenten. Der Megatrend der Digitalisierung sorgt als zusätzlicher Treiber für die Dezentralisierung der Energieversorgung, da er es ermöglicht, die dezentralen Energietechniken Photovoltaik und Speicher einfach und effizient in das Gesamtsystem einzubinden. Konsequenz: Die Digi-

talisierung treibt die Energiewende und sie treibt sie weiter in Richtung Dezentralität.

Um die zunehmenden Anteile dezentraler Einspeisung möglichst effizient zu integrieren, müssen auch die Verteilnetze mit entsprechender Sensorik, Steuerung und Regelung ertüchtigt werden. Dies beinhaltet eine Erfassung der Netzsituation in Echtzeit sowie den aktiven Einsatz von Steuer- und Regelungsmöglichkeiten. Auch hier machen das die neuen Informations- und Kommunikationstechnologien möglich und bezahlbar. Der Wandel in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur führt also unausweichlich zu ebenfalls erheblichen Strukturveränderungen in der Netzinfrastruktur. Das Netz muss der Dezentralisierung des Energiesystems folgen, wenn es seine Funktion als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch weiter so zuverlässig wie bisher erfüllen soll.

1.3 Fazit

Die Energiewende führt unabhängig von politisch oder weltanschaulich motivierten Debatten zu einem dezentraleren Energiesystem. Politik und Wirtschaft tun gut daran, sich darauf einzustellen, wenn sie gestaltend Einfluss nehmen wollen auf die weitere Entwicklung. Letztlich sind es fundamentale physikalische und technologische Treiber, die die Richtung bestimmen: Der Anteil von Wind- und Sonnenenergie mit ihrer physikalisch bestimmten, flächenhaft verteilten Erzeugungsstruktur wächst. Technologische Entwicklungen, wie die in den kommenden Jahren erwarteten Durchbrüche bei Batteriespeichern, bei der Elektromobilität, aber auch der strombasierten Wärmebereitstellung mithilfe von Wärmepumpen, verstärken den Trend hin zu mehr Dezentralität ebenso wie die dadurch vorgegebene Vielfalt der Akteure, die sich aktiv an der Ausgestaltung des neuen Energiesystems beteiligen. Schließlich wirkt die Digitalisierung, die unabhängig von der Energiewende einen fundamentalen Wandel von Wirtschaft und Gesellschaft ausgelöst hat, als „Enabler“ der dezentralen Energiewende. Erst die neue Fähigkeit zur Onlineverarbeitung ungeheurer Datenmengen ermög-

8 Krause, F.; Bossel, H.; Müller-Reißmann, K. -F. (1980)

licht die Echtzeitsteuerung eines Energiesystems mit Millionen Erzeugern und Verbrauchern.

Im Ergebnis lässt die Summe der Entwicklungen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik keine andere Wahl, als sich intensiv der ihnen zukommenden Gestaltungsaufgaben zu widmen. Trotz aller vorgegebenen Trends bleibt es eine zentrale Herausforderung, die Entwicklungen zu durchdringen und zu steuern, den Systemübergang zu gestalten, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der für alle Beteiligten ein Mindestmaß an Planungssicherheit schafft.

II. Was ist Dezentralität?

Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono

2.1	„Dezentralität“ ist ein unscharfer Begriff	27
2.2	Dimensionen der Dezentralität	29
2.2.1	Die netztopologische Dimension: Das Ende der Kupferplatte	29
2.2.2	Die ökonomische Dimension	32
2.2.3	Die soziale Dimension	33
2.2.4	Die politische Dimension	36

II. Was ist Dezentralität?

Es sind gerade die gebräuchlichsten Begriffe, die schwer zu definieren sind – man denke an „Wahrheit“ und „Liebe“. So verhält es sich auch im energiepolitischen Diskurs. Zu seinem umstrittensten Terrain gehört das Thema „Dezentralität“. Das hat selbstverständlich auch *sachliche* Gründe, diese werden später erörtert. Doch zunächst sind es *begriffliche* Unschärfen, die vielen Kontroversen zugrunde liegen. Solange kein Konsens darüber besteht oder unklar ist, was mit „Dezentralität“ gemeint ist, lassen sich weder die verschiedenen Sachfragen klären, noch die damit verbundenen Interessen identifizieren. Vor einer Analyse von Dezentralität ist also eine Analyse des Begriffs „Dezentralität“ in seinen unterschiedlichen Verwendungen erforderlich.

2.1 „Dezentralität“ ist ein unscharfer Begriff

Die Unschärfe des Begriffs erweist sich daran, dass er benutzt wird, um sehr unterschiedliche Themen zu beschreiben. Ist beispielsweise die nationale Energiewende dezentral, wenn Windenergieanlagen nicht nur konzentriert im Norden zugebaut werden, sondern auch im Süden? Oder geht es gar nicht primär um die Stromerzeugung, sondern um die Stromnetze, darum, dass im Zuge der Energiewende Stromerzeugung und -verbrauch zunehmend auch im Verteilnetz ausbalanciert werden müssen? Ist vielleicht die Nachfrageseite entscheidend für Dezentralität, die Möglichkeit etwa, Grünstrom aus der Region beziehen zu können? Ist Dezentralität politisch zu verstehen, zum Beispiel als Plädoyer für eine stärkere Rolle von Kommunen und ihren Stadtwerken? Oder muss man Dezentralität viel enger in dem Sinne verstehen, dass es vermehrt darauf ankommt, welche Rolle Bürgerinnen und Bürger im zukünftigen Energiesystem spielen können, beispielsweise indem sie Photovoltaikanlagen besitzen und betreiben? Zieht man den Kreis noch enger, könnte Dezentralität heißen, dass Haushalte sich verstärkt selbst mit Erneuerba-

rer Energie versorgen, indem sie beispielsweise ihre Photovoltaikanlage um einen Batteriespeicher ergänzen.

Schon die Fülle der aufgezählten Aspekte macht deutlich, dass eine ausreichend differenzierte Diskussion anhand des Begriffspaares zentral-dezentral allein kaum möglich sein kann. Hinzu kommt, dass die zugrunde liegende Metaphorik von Zentrum und Peripherie weder besonders geeignet ist, das Energiesystem der Vergangenheit zu beschreiben, noch das sich abzeichnende: Ein Zentrum hatte auch das hergebrachte Energiesystem nie und umgekehrt wird auch das zukünftige Energiesystem nicht ohne Phänomene der Konzentration von Last, Erzeugung und Steuerung auskommen. Sollen das Energiesystem und seine gegenwärtige komplexe Transformation adäquat beschrieben werden, so wird dies nur unter Rückgriff auf zusätzliche Begriffe, auf ein insgesamt umfassenderes und präziseres Vokabular, gelingen. Das ist der erste wichtige Punkt, auf den man bei dem Versuch, den Dezentralitätsdiskurs zu verstehen und zu ordnen, schnell stößt.

Der zweite wichtige Punkt: Es ist nicht sinnvoll, eine substanzielle Definition von Dezentralität festzulegen. Jeder Versuch dieser Art läuft darauf hinaus, wichtige Aspekte des Dezentralitätsdiskurses rein definitorisch und damit willkürlich beiseite zu legen. Vielversprechender ist es, Dezentralität als einen Sammelbegriff für eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Themen zu begreifen (siehe Abbildung 1).

Doch was macht ein Thema zu einem Dezentralitätsthema, was haben Dezentralitätsthemen gemein? Tatsächlich lässt sich eine solche Gemeinsamkeit finden, wenn sie auch sehr formaler Natur ist:

- (1) Für alle Dezentralitätsthemen gilt, dass sie sich nur durch Rückgriff auf **räumliche Ausdrücke** beschreiben lassen.

„dezentral“ ist ein Sammelbegriff

Abbildung 1



eigene Darstellung

Die oben angedeutete Fülle verschiedener Dezentralitätsaspekte hat allerdings deutlich gemacht, dass hier mit „räumlich“ nicht nur auf den physikalischen Raum Bezug genommen wird oder auf die mittels Längen- und Breitengraden vermessene Erdoberfläche. Wird in Zusammenhang mit Energieversorgung etwas als „dezentral“ bezeichnet, spielen vor allem solche räumlichen Kennzeichnungen eine Rolle, die auf die vielschichtige Verwobenheit energierelevanter Belange mit gesamtgesellschaftlicher Praxis verweisen.⁹ Eine Analyse des Dezentralitätsdiskurses zeigt, dass die energiespezifische Räumlichkeitskonzeption insbesondere auf Kennzeichnungen entlang einer netztopologischen, einer ökonomischen, einer so-

zialen und einer politischen Dimension zurückgreift.

- (2) Die verschiedenen Dezentralitätsthemen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer jeweiligen Verortung in unterschiedlichen Dimensionen, und zwar in der:
- netztopologischen,
 - ökonomischen,
 - sozialen und
 - politischen Dimension.

Mit diesen vier Dimensionen lassen sich alle Dezentralitätsaspekte umfassend beschreiben und voneinander differenzieren. Die Dimensionen illustrieren die verschiedenen, oft auch in Kombination auftretenden Hinsichten, in denen die verschiedenen zu analysierenden Dezentralitätsthemen „zentral“ oder „dezentral“ sein können. Dabei wird deutlich, dass nicht für jedes Dezentralitätsthema jede dieser Dimensionen gleich wichtig ist, sie aber doch jeweils eine spezifische Ausprägung besitzen.

⁹ Man kann hier von „sozialen Räumen“ sprechen, eine Begrifflichkeit, die sich in der Sozialgeografie, der Raumsoziologie und weiteren verwandten Disziplinen etabliert hat. Vgl. hierzu Werlen (2012), insbesondere S. 152–155. Ein ideengeschichtlicher Überblick über die Entwicklung der Sozialgeografie: Dünne (2015) sowie Schroer (2012).

2.2 Dimensionen der Dezentralität

Im Folgenden werden die genannten Dimensionen dargestellt. Insbesondere wird analysiert, welche Verortungen in diesen Dimensionen genutzt werden, um Dezentralitätsaspekte zu beschreiben. Da diese Verortungen im Gegensatz zum physikalischen Raum mit seinen metrischen Messniveaus (zum Beispiel Entfernungsangaben, Breiten- und Längengrade) in vielen Fällen kategorialer Natur sind (zum Beispiel vor/hinter einem Netzengpass; gerecht/ungerecht), führt folgender Abschnitt auch bereits in die Inhalte ein, um die es in Diskussionen um das Thema Dezentralität geht.

2.2.1 Die netztopologische Dimension: Das Ende der Kupferplatte

Stromnetze verbinden Stromverbraucher und Stromerzeuger miteinander. Dies hat vor allem zwei Vorteile: Zum einen kann nicht jeder Stromverbraucher direkt vor Ort und zu jedem gewünschten Zeitpunkt günstig und sauber Energie erzeugen, ist also auf einen Netzanschluss angewiesen. Zum Zweiten sichern sich vernetzte Erzeugungsanlagen und weitere Betriebsmittel in einem vermaschten Netz gegenseitig ab, sodass weniger Notfallkapazität aufgebaut werden muss, um Versorgungsunterbrechungen zu verhindern.

Die Netzinfrastruktur wurde in der zweiten Hälfte des vergangenen Jahrhunderts sukzessive dem wachsenden Stromverbrauch und der Entwicklung des Kraftwerksparks angepasst. Ziel war dabei eine weitgehende nationale Engpassfreiheit, die in der Vergangenheit im Verteil- und im Übertragungsnetz auch annähernd erreicht wurde.¹⁰ Das heißt, dass zum Zeitpunkt der Liberalisierung der Energiewirtschaft in der Regel die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten die Stromnachfrage bedienen konnten und dass dabei auf die Netzinfrastruktur keine spezielle Rücksicht genommen werden musste. Im Fachjargon wird ein solches Szenario als „Kupferplatte“ bezeichnet,

also als ein Zustand, in dem alle Verbraucher und Erzeuger so gut miteinander vernetzt sind, dass es keine Rolle spielt, wo sich der einzelne befindet.

2.2.1.1 Vor oder hinter dem Netzengpass?

Drei Entwicklungen führen dazu, dass die Metapher der Kupferplatte zur Beschreibung des Stromsystems immer weniger geeignet ist:

(1) Europäischer Binnenmarkt

Seit den 1990er-Jahren¹¹ haben die EU-Mitglieder einen europäischen Binnenmarkt für Strom geschaffen und schrittweise vertieft, Strommärkte sind also nicht mehr national abzugrenzen, sondern grenzüberschreitend. Da aber die Netzinfrastruktur national geplant worden war und ihr europäischer Ausbau den neuen Ambitionen nur langsam folgt, existieren an den Grenzkuppelstellen vielfach noch Engpässe.

Darüber hinaus gehorcht der Kraftwerkseinsatz einer wettbewerblichen Logik, gemäß der innerhalb von Preiszonen zunächst einmal die Kraftwerke zum Einsatz kommen sollen, die am kostengünstigsten anbieten – unabhängig davon, ob ausreichend Übertragungskapazitäten vorhanden sind. Auch nationale Engpässe, beispielsweise innerhalb Deutschlands, werden dann daran sichtbar, dass der wettbewerblich festgelegte Kraftwerkseinsatz von den Netzbetreibern angepasst werden muss, damit nicht nur genug Strom erzeugt wird, sondern tatsächlich auch zu den Verbrauchern transportiert werden kann.

(2) Koordinierung des Ausbaus von Netz und Erzeugung

Bis in die 1990er-Jahre war die Energieversorgung in der Hand vertikal integrierter, monopolistischer Unternehmen, die in ihrem jeweiligen Gebiet für den Betrieb der Stromnetze, die Versorgung der Verbraucher und zum Teil auch für die Stromerzeugung zuständig waren. So konnten die

¹⁰ vgl. BNetzA (2006), S. 19 und 42

¹¹ vgl. Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

überregionalen Verbundunternehmen, aber auch die Regional- und Stadtwerke Standortentscheidungen beim Kraftwerksbau auf die vorhandenen Stromnetzkapazitäten und die Netzausbauplanung abstimmen. Diese Form der Koordinierung ist aufgrund der unternehmerischen Trennung von wettbewerblicher Erzeugung und reguliertem Netzbetrieb im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft auf der Übertragungsebene nicht mehr möglich und im Verteilnetz zumindest eingeschränkt. **Schon die Standortentscheidungen für die in den letzten Jahren insbesondere im Norden und Westen Deutschlands ans Netz gegangenen Steinkohlekraftwerke sind nicht mehr im Rahmen Wertschöpfungsstufen-übergreifender Planung gefällt worden, sondern haben sich vor allem mit Blick auf die geringsten Kohletransportkosten optimiert. In der Folge entstanden viele Kohlekraftwerke an der Nordseeküste, die zusätzlichen Stromtransportbedarf nach Süddeutschland mit sich brachten.** Darüber hinaus fließen in Standortentscheidungen von Erzeugungsanlagen energiewendebedingt auch ganz neue Aspekte ein. So ist im Zuge des Kernkraftausstiegs eine Reihe von Standorten vor allem im Süden Deutschlands weggefallen, weitere werden folgen. Kurz vor der Jahrtausendwende setzte außerdem der Zubau umfangreicher Windenergiekapazitäten im windreichen Norden Deutschlands ein. Das Ergebnis sind immer häufiger auftretende Engpässe zwischen Nord- und Süddeutschland.

(3) Erneuerbare Energien

Dargebotsabhängige Erneuerbare Energien wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen weisen relativ geringe Volllaststunden und innerhalb einer Wetterregion eine hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung auf. Da sie außerdem in der Regel im Verteilnetz angeschlossen sind, entstehen hier zunehmend Engpässe: Weht viel Wind oder scheint die Sonne, wird zunehmend so viel Strom in die Verteilnetze eingespeist, dass nicht nur die Last vor Ort gedeckt wird, sondern dass der Strom auch von der nächsthöheren Spannungsebene nicht mehr vollständig aufgenommen werden kann.

Diese lokalen Engpässe lassen sich prinzipiell durch konventionellen Netzausbau beseitigen. Doch in vielen Fällen ist es nicht wirtschaftlich, die Netze so auszubauen, dass auch seltene Erzeugungsspitzen keine Engpässe verursachen. Alternativ können Erzeugungsspitzen lokal abgeregelt oder besser noch lokal verwendet werden. Ähnlicher Handlungsbedarf kann zukünftig auch durch neue Formen des Stromverbrauchs mit hoher Leistungsaufnahme und hoher Gleichzeitigkeit entstehen, wie beispielsweise durch Wärmepumpen und Elektromobile: Auch ihre Leistungsaufnahme wird auf die jeweilige lokale Netzsituation abgestimmt sein müssen. Die Kommunikationsprozesse, Technologien und Marktregeln, die hierfür erforderlich sind, werden unter den Begriffen *Smart Grid* und *Smart Market* diskutiert.

Der nationale und der europäische Ausbau der Übertragungsnetze ist vor dem Hintergrund der Herausforderungen und angesichts der bisherigen Erfahrungen ein gesamtgesellschaftliches Großprojekt, das sich über viele Jahre, eher Jahrzehnte erstrecken wird. Außerdem und ganz besonders im Verteilnetz steht nicht die Frage im Vordergrund, *wann* Engpässe beseitigt sein werden, sondern *welche* Netzengpässe sinnvollerweise beseitigt werden sollten. Man kann also sagen: Bis auf Weiteres werden in Deutschland auf allen Spannungsebenen teils beträchtliche Netzengpässe auftreten.

Dass die Kupferplatte im Begriff ist, Utopie zu werden, bedeutet, dass es im Allgemeinen nicht länger egal ist, wo ein Erzeuger oder ein Verbraucher an das Netz angeschlossen ist: Je nachdem, wo er sich befindet, kann seine Aussicht, die erzeugte Energie einzuspeisen oder die nachgefragte Energie zu beziehen, mehr oder weniger eingeschränkt sein. In dieser Hinsicht können einige Netzknoten unproblematisch sein, an allen anderen aber gelten jeweils spezifische Bedingungen, die mit der Struktur des Netzes, der Nachfrage und der Erzeugung zusammenhängen.

Mit anderen Worten: Mit dem Ende des Kupferplattenszenarios wird die netztopologische Verortung von Anlagen und Betriebsentscheidungen relevant. Wenn sich auch die jeweiligen Gegebenheiten von Netzknoten zu Netzknoten stark unterscheiden können, so bleiben dennoch für die Klärung vieler Fragen generalisierende Verortungen wie zum Beispiel Nord- vs. Süddeutschland, Übertragungs- vs. Verteilnetz, Spannungsebene oder auch die Verortung in idealtypisch charakterisierten Verteilnetzen¹² bis auf Weiteres ausreichend. Wie sich am energiepolitischen Diskurs ablesen lässt, gewinnen diese Verortungen im Zuge der Energiewende an Bedeutung – auch, wie sich zeigen wird, für die Diskussion verschiedener Dezentralitätsthemen.

2.2.1.2 Innerhalb oder außerhalb des öffentlichen Netzes?

Für den Dezentralitätsdiskurs ist neben der Verortung in einem Netz mit Engpässen auch von großer Bedeutung, wo das öffentliche Versorgungsnetz rechtlich endet und wo private Infrastruktur (von den in Ein- und Mehrfamilienhäusern verlegten Stromleitungen bis hin zu größeren Netzen, die für die Stromversorgung von Industriearealen genutzt werden) beginnt, und damit, was sich rechtlich innerhalb und was sich außerhalb des Netzes befindet beziehungsweise was rechtlich innerhalb des Netzes, was außerhalb geschieht. Das ist deshalb so wichtig, weil das Dezentralitätsthema „Eigenversorgung“ nur mittels dieser Unterscheidung beschrieben werden kann: Die partielle Freistellung der Eigenversorgung von bestimmten finanziellen Belastungen ist nämlich an die Voraussetzung geknüpft, dass der hergestellte Strom vor seinem Verbrauch nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird.¹³ Für einen Industriebetrieb

beispielsweise ist also die Frage, ob er seine Produktionsstätten mit selbst erzeugtem Strom aus einer KWK-Anlage beliefern kann, ohne das öffentliche Netz zu benutzen, von großer betriebswirtschaftlicher Bedeutung.

Die soeben diskutierte Unterscheidung öffentliches Netz vs. private Anlagen ist energie- und eigentumsrechtlicher Natur, technisch sind beide Sphären miteinander verbunden. Letzteres ist im Gegensatz hierzu bei sogenannten Off-Grid- oder auch Inselösungen nicht der Fall. Hier wird der Verbrauch in einem räumlich abgegrenzten Bereich ohne Anschluss an das öffentliche Netz ausschließlich aus lokalen Stromerzeugungsanlagen und gegebenenfalls Speichern bedient. Punktuell sind solche Lösungen heute schon wirtschaftlich, etwa bei entlegenen Objekten mit relativ geringem Stromverbrauch oder geringen Anforderungen an die Versorgungssicherheit. Heute und bis auf Weiteres steht allerdings die wesentlich wichtigere rechtliche Unterscheidung von öffentlichem Netz und privaten Anlagen im Vordergrund.

2.2.1.3 Zusammenfassung

Im Zuge von technologischen und regulatorischen Entwicklungen, die eng mit der Energiewende verknüpft sind, hat das Konzept der Kupferplatte an Bedeutung verloren. Stattdessen wird es – teils temporäre, teils dauerhafte – Netzengpässe auf allen Spannungsebenen geben. Damit ist nicht mehr egal, wo Strom in das Netz eingespeist und wo es entnommen wird. Hiermit gewinnt also die netztopologische Verortung „vor/hinter einem Netzengpass“ an Bedeutung.

Eine weitere netztopologische Verortung wird durch die rechtliche Grenze zwischen öffentlichem Netz und privaten Anlagen markiert. Da diese Grenze energiewirtschaftliche Anreize berührt, ist von großer energiewirtschaftlicher Bedeutung, ob Investi-

selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ (§5 Nr. 12 EnWG).

12 vgl. beispielsweise IAEW, E-Bridge, Offis (2014), S. 16ff.

13 Die Legaldefinition von Eigenversorgung macht die Verortung der Eigenversorgung außerhalb des öffentlichen Stromnetzes jedoch deutlich. Das Energiewirtschaftsgesetz definiert Eigenversorgung als den „Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage

tions- oder Betriebsentscheidungen vor oder hinter dieser Grenze getroffen werden.

2.2.2 Die ökonomische Dimension

Die mikroökonomische Theorie analysiert ideale Märkte unter der Annahme unendlich vieler Anbieter und Nachfrager, der Abwesenheit von Transaktionskosten und anderer Markteintrittsbarrieren. Reale Märkte hingegen sind in Hinblick darauf beschränkt, wie weiträumig Güter und Dienstleistungen ausgetauscht werden, wo und wie weiträumig Wirtschaftssubjekte agieren.¹⁴ Diese Formen ökonomischer Verortung spielen im Dezentralitätsdiskurs eine wichtige Rolle.

Doch nicht nur Fragen der angemessenen Beschreibung spielen eine wichtige Rolle, sondern auch normative Vorstellungen, wie sie sich bisweilen in der Ablehnung global agierender Konzerne und in dem Eintreten für regionale Wertschöpfung artikulieren. Aus wohlfahrtsökonomischer Perspektive mögen diese Aspekte weitgehend irrelevant sein, gesellschaftlich und politisch sind sie es nicht.

2.2.2.1 Große und kleine, globale und lokale Akteure

Der europäische Strommarkt¹⁵ ist ein Markt, der perfekten Märkten im Sinne der ökonomischen Gleichgewichts- und Wohlfahrtstheorie in manchen Hinsichten nahekommt: Das produzierte, gehandelte und verbrauchte Gut, der Strom, ist ein homogenes Gut. Das ermöglicht einen transparenten, grenzüber-

schreitenden Preiswettbewerb. Standardisierte elektronische Kommunikation beseitigt Marktbarrieren und erlaubt es, dass Strom mit geringen Transaktionskosten börslich gehandelt werden kann.

Märkte dieser Art können allerdings einen Wettbewerbsdruck ausüben, der es kleineren Akteuren aus verschiedenen Gründen (vor allem aufgrund von Größenvorteilen – *economies of scale and scope*) schwer macht, am Markt zu bestehen. Vor diesem Hintergrund wurde zu Zeiten der Liberalisierung von vielen Beobachtern eine Konsolidierung der Unternehmenslandschaft erwartet, insbesondere der großen Anzahl von Stadtwerken wurde eine schwierige Zukunft prognostiziert. Ein solches „Stadtwerkersterben“ ist allerdings aus verschiedenen Gründen nicht eingetreten. Und die Anzahl der Stromerzeuger in Deutschland und Europa ist im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien sogar deutlich nach oben geschnellt. Beides liegt auch daran, dass Märkte nicht etwa urwüchsig sind, sondern einen rechtlichen und regulatorischen Rahmen haben, der auch Einfluss darauf hat, welche Akteurstypen welche wirtschaftlichen Chancen haben.

Ein wichtiger Aspekt des Dezentralitätsdiskurses dreht sich um entsprechende Verortungen: Ist Stromerzeugung eine Tätigkeit, die nicht nur Unternehmen, sondern auch Bürgern ermöglicht werden soll? Soll der Marktrahmen gezielt so ausgestaltet werden, dass auch kleine und mittlere Unternehmen bestehen können? Ist kommunalen Unternehmen eine besondere Rolle zuzugestehen? Soll es Vorrechte für Unternehmen geben, wenn sie im Wesentlichen dort tätig sind, wo sie ansässig sind (lokale Wertschöpfung)?

2.2.2.2 Infrastrukturbedingte Marktgrenzen

Die Stromversorgung ist weitgehend leitungsgebunden und nur begrenzt speicherbar. Das impliziert, dass Stromhandelsmärkte infrastrukturell, also durch Leitungsengpässe begrenzt sind. Dies wird im europäischen Maßstab daran deutlich, dass Strompreise in verschiedenen Regionen dann nicht identisch sind, wenn (Grenz-)Kuppelstellen ausgelastet sind. Zu sol-

¹⁴ Dies wird beispielsweise deutlich an Versuchen, „relevante Märkte“ zu bestimmen, wie dies in der betriebswirtschaftlichen Marktsegmentierung und der kartellrechtlichen Marktabgrenzung üblich ist.

¹⁵ Der Energiemarkt besteht aus einer großen Anzahl von Teilmärkten mit sehr unterschiedlichen Charakteristika, was deutlich wird, wenn man beispielsweise die globalen Märkte für fossile Energieträger mit nationalen Energiemärkten oder dem Markt für die Dämmung von Wohngebäuden vergleicht. An dieser Stelle steht exemplarisch und mit Blick auf die wichtigsten Dezentralitätsthemen der Handel mit Strommengen im Vordergrund.

chen Zeiten fällt der europäische Strommarkt in verschiedene regionale Märkte auseinander.

Ähnliches gilt in Deutschland auch national aufgrund von Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz. Zwar liegt ganz Deutschland in einer Strompreiszone, doch muss das Marktergebnis häufig an die infrastrukturellen Gegebenheiten angepasst werden. In der Regel heißt das, dass Kapazitäten nicht nur nach Maßgabe ihrer Grenz- und Opportunitätskosten, sondern auch nach Maßgabe ihres Standortes betrieben werden. Eine Aufteilung Deutschlands in verschiedene Strompreiszonen würde diese Situation ortsgebundenen Wirtschaftens also nicht erst schaffen, sondern lediglich sichtbar machen.

Auf der nächstniedrigen Netzebene werden Verteilnetzengpässe relevant: In Situationen, in denen Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die im Verteilnetz installierte Erzeugung abzutransportieren¹⁶, muss das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch lokal hergestellt werden. Hieran werden sich nur solche Wirtschaftsakteure beteiligen können, die Zugriff auf lokale Kapazitäten haben.

2.2.2.3 Stromherkunft (Regionalstrom, Ökostrom)

Wenn Strom auch, physikalisch betrachtet, ein homogenes Gut ist, so ist doch eine gewisse Differenzierung von Stromprodukten anhand der Herkunft des Stroms möglich. Strom aus einer eigenen Photovoltaikanlage mag von einem Akteur gegenüber aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom bevorzugt werden. Ähnliches gilt für Stromkennzeichnungen, über die Stromlieferungen bilanziell zugeordnet werden können, beispielsweise die Kennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien („Ökostrom“) oder als Strom, der in der Nähe des Verbrauchers erzeugt wurde („Regionalstrom“). Letzteres impliziert die räumliche Abgrenzung eines Marktsegments, da

nur diejenigen Anbieter, die auf Basis lokalisierbarer Transaktionen über die entsprechende Kennzeichnung disponieren können, in diesem Segment tätig sein können.

2.2.2.4 Stromlieferung und Eigenversorgung

Energiemarktspezifisch ist außerdem die regulatorisch induzierte Sonderstellung von privaten und gewerblichen *Prosumern*, also von Akteuren, die sowohl Strom erzeugen als auch – selbst erzeugten sowie aus dem Netz bezogenen Strom – verbrauchen. Ihre Marktposition ist durch eine gewisse Randstellung bei gleichzeitiger enger technischer und ökonomischer Anknüpfung an den „regulären“ Strommarkt gekennzeichnet.

Die Randstellung ergibt sich daraus, dass für den selbst erzeugten Strom andere ökonomische Regeln gelten als für Strom, der aus dem Netz bezogen wird. Die Anknüpfung an das Marktgeschehen ergibt sich daraus, dass diese Akteure in der Regel einen Teil ihres erzeugten Stroms an andere Verbraucher verkaufen und einen Teil des von ihnen verbrauchten Stroms von anderen Erzeugern beziehen. Diese Konfiguration führt zu ökonomischen Anreizen für den Verbrauch und die Erzeugung von Strom, die von den Anreizen abweichen, die die vorher geschilderten Marktpreissignale ansonsten auslösen. Teil der energiewirtschaftlichen Verortung ist deshalb auch, ob ein Akteur im Rahmen einer von je speziellen Erzeugungsmöglichkeiten, privilegierten Einspeisevergütungen und speziellen Stromnachfragemustern geprägten Eigenverbrauchslogik agiert oder nicht.

2.2.3 Die soziale Dimension

Die soziale Dimension einer dezentralen Energiewende erfasst man am besten, wenn man sich folgendes Wesensmerkmal von Dezentralität vor Augen führt: Zahlreiche Komponenten des Energiesystems (vor allem Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, zunehmend aber auch Netztrassen und Flexibilitätsoptionen) rücken in vielerlei Hinsicht näher an viele Verbraucher beziehungsweise Bürger heran. Im tradierten Stromsystem

16 Beziehungsweise perspektivisch in Situationen, in denen neue Verbraucher mit hoher Leistungsaufnahme und hoher Gleichzeitigkeit (zum Beispiel Wärmepumpen, Elektromobile) die Verteilnetzkapazität überstrapazieren.

mit zentralen Erzeugungs- (und Flexibilitäts-)Einheiten ist die räumliche Nähe hingegen auf wenige Anrainer begrenzt.¹⁷ Die soziale Implikation liegt auf der Hand: Aus wenigen werden zahlreiche Beteiligte und Betroffene. Dieser Satz deutet zugleich gesellschaftliche Chancen und Risiken einer dezentralen Energiewende an. Auf der einen Seite locken Partizipation und Mitwirkung, auf der anderen Seite drohen Widerstand und vielleicht sogar soziale Spaltung, wenn eine Teilhabe nicht allen möglich ist oder Einschränkungen etwa des Lebensumfelds ungleich verteilt sind.

2.2.3.1 Skepsis gegenüber gesellschaftliche Eliten und Folgen für die Akzeptanz

Immer mehr Bürger vertrauen nicht mehr per se den Urteilen von politischen Entscheidungsträgern oder ihnen fremden „Experten“. Im Hintergrund steht ein allgemeines Misstrauen gegenüber politischen Entscheidungsträgern und anderen gesellschaftlichen Eliten. Deren Wahrhaftigkeit oder Glaubwürdigkeit wird von vielen in der Bevölkerung infrage gestellt. So zeigt beispielsweise eine Untersuchung zur Akzeptanz einer neuen Stromnetztrasse, dass die überwiegende Mehrheit der Anlieger vor allem Bundes- und Landespolitiker, Planungsbehörden und Kommunalpolitiker (und auch Netzbetreiber) als unehrlich einschätzt. Umgekehrt gesteht die Mehrheit der Anwohner nur einer Akteursgruppe zu, ehrlich zu sein: Bürgerinitiativen.¹⁸ Auch die Kompetenz von Entscheidern wird infrage gestellt. Mast und Stehle berichten, dass die Mehrheit der von ihnen Befragten Politiker, die Bundesregierung, die EU-Kommission, aber auch Behörden in Energiefragen als nicht

kompetent wahrnehmen.¹⁹ Nur der Wissenschaft und den Verbraucherschutz- oder Umweltschutzorganisationen sowie den Stadtwerken (nicht aber großen Energieversorgern oder gar den Verbänden der Energiewirtschaft) sprechen mehr als zwei Drittel Energiekompetenz zu.

Dies macht heutzutage die Akzeptanz von Energiewendeprojekten (wie von anderen Infrastrukturmaßnahmen) voraussetzungsreich. Dies zeigt sich in den Faktoren, die die Akzeptanzforschung als entscheidend identifiziert.²⁰ Menschen akzeptieren Projekte, wenn sie:

- (1) den Sinn der Maßnahme nachvollziehen können (zum Beispiel über emotionale Identifikation);
- (2) verstehen, dass die Maßnahme notwendig ist;
- (3) den Entscheidungsprozess als fair wahrnehmen, zum Beispiel weil sie das Gefühl haben, dass es auch auf ihre Meinung oder ihr Handeln ankam;
- (4) die Kosten-Lasten- und Nutzen-Gewinn-Verteilung, zum Beispiel in Bezug auf Flächenverbrauch und Veränderungen des gewohnten Lebensumfelds, als gerecht beurteilen.

Die quantitative Zunahme der von Energieinfrastrukturprojekten Betroffenen macht es notwendig, sehr viel sorgfältiger auf die Einhaltung dieser vier Faktoren zu achten.

2.2.3.2 Gestaltungsbereitschaft von Teilen der Bürgerschaft

Der Skepsis gegenüber Eliten steht der Wille nach der eigenen Gestaltung gegenüber. Dieser zeigt sich vielleicht am deutlichsten beim Thema Bürgerenergie. Damit ist die unternehmerische Teilhabe der Bevölkerung an der Energiewende gemeint, bis dato vor allem die Teilhabe an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Präzise erfassbar ist Bürgerenergie bisher aber nur, wenn man Energiegenossenschaften betrachtet, in denen Privatper-

¹⁷ Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass die Wahrnehmung von Betroffenheit subjektiv ist. So kann sich eine Person schon von einem Windenergieprojekt betroffen fühlen, wenn sich die gewohnte Aussicht beim Sonntagsspaziergang ändert. Es spricht viel dafür, dass sich heute Menschen viel eher von Projekten betroffen fühlen als zu den Zeiten, in denen die bestehenden Übertragungsnetze, Großkraftwerke usw. gebaut wurden.

¹⁸ Zoellner, R.; Rau, I. (2010)

¹⁹ Mast, C.; Stehle, C. (2015)

²⁰ Renn (2015)

sonen die Mehrheit der Genossen darstellen.²¹ Für alle anderen Facetten von Bürgerenergie liegen keine belastbaren empirischen Erkenntnisse vor. Für die Bürgerenergiegenossenschaften lässt sich sagen, dass vorrangig ein besonderes gesellschaftliches Segment in ihnen engagiert ist: Menschen mit einem gehobenen Einkommen und vor allem einer sehr guten formalen Ausbildung.²² Dies ist nicht erstaunlich. Bürgerenergie steht für die aktive Teilhabe und Mitwirkung an der Energiewende und stellt daher eine Form der gesellschaftlichen Partizipation am Gemeinwesen (hier: am Gemeinschaftsprojekt Energiewende) als zentrales Element der Demokratie dar. Die Überrepräsentation ressourcenstarker Bürger bei Bürgerenergieprojekten entspricht fast akkurat den Befunden, die aus der allgemeinen Beteiligungsforschung bekannt sind.²³

Bürgerenergie steht in gewisser Hinsicht auch prototypisch für bestimmte Werte, die die Menschen mit einem dezentralen Energiesystem verbinden. Zu nennen sind Unabhängigkeit, Handlungs- und Entscheidungsfreiheit und in diesem Sinne Autonomie.

Dies sind die wichtigsten Ergebnisse von Rudat und Sonnberger²⁴, die mindestens implizit durch zahlreiche weitere empirische Arbeiten bestätigt werden.²⁵ Konkreten Ausfluss findet der Wunsch nach Autonomie in der Eigenerzeugung von Strom. Dies ist in der Energiewelt des Jahres 2016 mit Sicherheit kein Massenphänomen. Aber mehrere Umfragen deuten an: Die Erzeugung des eigenen Stroms scheint für deutlich mehr Menschen attraktiv zu sein als nur für den kleinen Kreis derer, die dies bisher machten und der kaum mehr als einige wenige Prozent der Gesamtbevölkerung umfassen dürfte.²⁶

Die Idee, den eigenen Strom auch direkt zu nutzen, treibt mehr und mehr auch das Handeln der Bürgerenergieakteure an.²⁷ Es gibt einige mehr oder weniger erfolgreiche Versuche, dies in der Praxis umzusetzen (zum Beispiel das Heidelberger Unternehmen Bürgerwerke, die Energiegenossenschaft Franken, auch das Produkt Thüringer Landstrom). Doch stehen einer breiten Marktdurchdringung nicht zuletzt regulative Hindernisse im Weg. Die Beispiele zeigen jedoch: Offenbar ist der Wunsch nach Autonomie nicht nur eine wichtige Komponente für die Motivation des Handelns einzelner, sondern auch kennzeichnend für das Handeln von Energiegenossenschaften. Autonomie muss also nicht unbedingt auf einzelne Haushalts- oder auch Gewerbekunden bezogen sein, sondern sie kann sich auch in Gemeinschaften zeigen. Diese sind meist räumlich (zum Beispiel eine Region, ein Ortsteil, ein Dorf, ein Quartier, ein Straßenzug)

21 Bürgerenergie ist sicher nicht auf Genossenschaften als Gesellschaftsform zu begrenzen. Es gibt vor allem in Norddeutschland etliche Bürgerwindparks, die in der Form von Kommanditgesellschaften geführt werden. Auch einfache Vereine sind eine Rechtsform, in der sich Privatpersonen zusammentun, um gemeinsam eine Anlage zu errichten und zu betreiben.

22 Radtke, J. (2014) und Paech, N.; Pfriem, J. (2015)

23 Walk, H.; Müller, M.; Rucht, D. (2015). – Beteiligung gilt als wesentlich für Demokratie. So bezeichnet der Demokratietheoretiker Robert Dahl neben Widerstand das Recht zur Partizipation als Wesensmerkmal einer Demokratie. Unter Partizipation lassen sich politologisch aber vollkommen unterschiedliche Konzepte verstehen (vgl. Merkel, W.; Petri, A., 2011), darunter natürlich auch Wahlen. Nun ist auch die Beteiligung an Wahlen mehr und mehr sozial segmentiert. So beteiligen sich die Bessergebildeten und Besserverdienenden weit überdurchschnittlich an Wahlen (vgl. IfD Allensbach/Bertelsmann Stiftung, 2011). Selbst die herkömmlichste Form der politischen Beteiligung weist also ein ähnliches soziales Muster auf wie Bürgerenergie als besondere Form der gesellschaftlichen Beteiligung.

24 Rudat, M.; Sonnberger, M. (2015)

25 BMBF (2015) und BMBF (2012)

26 Entsprechende Ergebnisse lassen sich aus Umfragen etwa des Bundesverbandes der Verbraucherzentrale (Handelsblatt, 2013) oder des Unternehmens Lichtblick entnehmen (Lichtblick, 2013). Beide wurden im Sommer 2013 erhoben.

27 So zeigt die regelmäßig erscheinende Jahresumfrage des Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverbands unter Energiegenossenschaften ein deutlich steigendes Interesse an Direktversorgungskonzepten.

konstituiert, können theoretisch aber auch virtuell (über digitale Medien verbunden) begründet sein.

2.2.3.3 Intrinsische Motivation durch Autonomie und Verteilungsprobleme bei Autarkie

Die Psychologie²⁸ weiß: Die Erfahrung von Autonomie ist ein wichtiger Faktor für eine Tätigkeit, die per se als motivierend wahrgenommen wird. Sie führt auch dazu, dass sich der Handelnde als kompetent wahrnimmt. Ein dritter Faktor ist die Verbundenheit in sozialen Gruppen. Auch dies ist gut auf Energiegenossenschaften übertragbar. Ihre Mitglieder gestalten ihre Energiewende in einem überschaubaren Rahmen selbst, können das Resultat ihres Handelns unmittelbar erfahren (Selbstwirksamkeit) und so im Kleinen komplexere Zusammenhänge des Energiesystems kognitiv auflösen.²⁹

Mitglieder, vor allem aber die Verantwortlichen von Energiegenossenschaften, nehmen ihr Tun daher häufig als in sich befriedigend wahr. Es ist intrinsisch motiviert. Dies kann erklären, warum die Bereitschaft zum Ehrenamt hoch ist und die Renditeerzielung keine besonders hohe Relevanz hat.³⁰

Bisweilen gründen sich Autonomievorstellungen allerdings darauf, dass der gesamte benötigte Strom jedenfalls zweitweise selbst erzeugt wird. Es handelt sich also um eine mindestens temporär autarke Energieversorgung. Ihre betriebswirtschaftliche Logik gründet sich häufig darauf, dass zu den Zeiten, in denen Eigenversorgung stattfindet, keine oder verminderte Abgaben, Umlagen und Steuern zu zahlen sind. Ein Teil dieser Entgelte deckt allerdings Gemeinkosten, die auch in einem dezentralen Energiesystem anfallen.³¹ Je häufiger eine autarke Energieversor-

gung realisiert wird, umso mehr verkleinert sich der Kreis derjenigen, die die Gemeinkosten finanzieren. Soweit dies der Fall ist, muss man die Auswirkungen des Wunschs nach Autonomie sorgsam beobachten. Eventuell wäre es dann aus Gründen der sozialen Gerechtigkeit nicht mehr akzeptabel, dass nur Ressourcenstarke diesen Wunsch ausleben – jedenfalls solange keine Finanzierung von Gemeinkosten gefunden ist.

Und eine weitere ungelöste Frage stellt sich: Autonomievorstellungen sind in ländlichen Räumen sehr viel einfacher und voraussetzungsloser umzusetzen als in städtischen Ballungsräumen. Bedeutet dies, dass der Autonomiewunsch nur auf dem Land ausgelebt werden kann? Oder kann das Umland Städten helfen, regionale Autonomie zu erreichen?

2.2.3.4 Energiewende vor Ort statt von draußen

Eine dezentrale Energiewende lässt sich aus der Sicht der Bürger so verorten: „Wir machen unsere Energie selbst hier vor Ort und wollen immer weniger auf die da draußen – seien es Politiker oder große Unternehmen – angewiesen sein.“ Dahinter steht nicht nur ein Misstrauen gegenüber gesellschaftlichen Eliten, sondern auch das Selbstvertrauen in die eigene Urteils- und Gestaltungskraft. Es zeigt sich im Wunsch nach Autonomie im kleinen räumlichen Maßstab, zum Teil verbunden mit dem Versuch, sich gemeinschaftlich mit Energie zu versorgen. Bisweilen geht dies allerdings mit Versuchen einher, sich von den Gemeinkosten und gegebenenfalls den Anforderungen des Gesamtsystems zu befreien.

2.2.4 Die politische Dimension

Spätestens die Mitte der 1990er-Jahre begonnene Liberalisierung des Energiemarkts hat auch die Energiepolitik zu einem Politikfeld gemacht, in dem Europa-, Bundes-, Landes- und Kommunalpolitik nebeneinander wirken – mal komplementär, mal konkurrierend.

28 Deci, E.; Ryan, R. (2008)

29 Ähnliches gilt natürlich auch für den individuellen Eigenverbraucher.

30 Volz, R. (2012)

31 Darunter sind vor allem die Kosten für den Betrieb, den Erhalt und den Ausbau der Netze und die Finanzierung der Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu verstehen.

2.2.4.1 Bundesländer und Kommunen als neu gestärkte Ebenen der Energiepolitik

Die deutsche Energiewende hat, jedenfalls insoweit sie aus dem Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen³² besteht, zwei dieser Politikebenen gestärkt: die Ebene der Landes- und Regionalpolitik sowie die Ebene der Kommunalpolitik. Das liegt daran, dass die Erzeugung von Strom aus Biomasse, vor allem aber aus Wind- und Solarenergie flächenverzehrend ist. In der Geografie spricht man von *Energy from space*³³. Um Erneuerbare Energien auszubauen, braucht es vor allem Fläche. Wohl deswegen ist das strukturpolitische Argument der regionalen Wertschöpfung in Bezug auf die Energiewende so wichtig. Denn Fläche ist vor allem in strukturschwachen Regionen vorhanden, in denen der Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen wichtige Wirtschaftsimpulse und erhebliche Zusatzeinnahmen für den Kommunalhaushalt bewirken kann. Dem stehen allerdings teilweise deutlich erhöhte Netzentgelte entgegen, die durch den notwendigen Ausbau von Verteilnetzen vor Ort entstehen und Stromverbraucher belasten.

Energy from space bedeutet auch: Erneuerbare Energien können raumplanerisch relevant sein – allerdings in unterschiedlichem Ausmaße. Das Raumordnungsgesetz nennt nur Windenergie. In der Föderalismusreform II wurde zudem festgehalten, dass die wesentliche Kompetenz für Raumplanung auf Landesebene liegt. Zwar gibt es keine Energiefachplanung, aber durch die Regionalplanung wird zumindest der Zubau von Windenergieanlagen raumplanerisch gesteuert, und zwar meist von Landesbehörden oder Einrichtungen der Regionalplanung unter Mitwirkung von Kommunen und Landkreisen (Gegenstromprinzip). Bei Biomasse und

größeren Photovoltaikanlagen greift dagegen die Bauleitplanung, wofür die Kommunen direkt zuständig sind.

Nun ist die durch die Raumplanung entstehende Bedeutung der Landes- und Kommunalpolitik für den Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen noch kein Wesensmerkmal der dezentralen Energiewende. Auch eine Energiewende, bei der die Erzeugungskapazitäten auf wenige Regionen konzentriert wären, wäre raumplanerisch relevant. Aber der Kreis der Politiker und Verwaltungsführungskräfte, die darüber zu entscheiden hätten, wäre zahlenmäßig sehr viel kleiner.

2.2.4.2 Energieplanung föderalistisch differenziert

Konkret hat dies zwei Auswirkungen, die wiederum wesentlich für die politische Dimension der Dezentralität sind:

- (1) Nicht nur jedes Bundesland, sondern auch ungezählte Regionen haben ein eigenes Energiekonzept.³⁴ Die Konzepte sind nicht aufeinander abgestimmt. Sie sind in ihrem Wesen raumplanerisch. Ausgehend von der Flächenverfügbarkeit und unter Berücksichtigung des potenziellen Energieertrags aufgrund der Windhöflichkeit beziehungsweise der Sonnenglobalstrahlung legen sie meist zu einem wesentlichen Teil Ziele für den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik fest. In manchen Bundesländern treten außerdem spezifische raumordnerische Vorgaben hinzu. Bekanntestes Beispiel ist die sogenannte 10-H-Regel³⁵ in der Bayrischen Landesbauordnung.

32 Die politische Dimension der Dezentralität wird hier und in den folgenden Ausführungen auf den Ausbau von Erneuerbare-Energie-Anlagen bezogen, weil sie sich hier am deutlichsten zeigt. Das wesentliche Ergebnis, das hier beschrieben wird, die Stärkung der kommunalpolitischen Kompetenz, trifft aber auf den Bereich der Wärme und Mobilität erst recht zu.

33 Brücher, W. (2008)

34 Hanusch, T.; Thimm, I.; Günnewig, D. (2015)

35 Danach müssen Windenergieanlagen einen Abstand vom Zehnfachen ihrer Höhe zu den nächsten Wohngebäuden einhalten. Die 10-H-Regel ist ein gutes Beispiel für das Zusammenspiel von Bundes-, Landes- und Kommunalrecht. Denn sie wurde erst durch eine Öffnungsklausel im Bundesrecht (Baugesetzbuch) möglich, die vom Freistaat Bayern so genutzt wurde, dass die Kommunen Ausnahmen von der Regel gewähren können.

(2) Die Flächenverfügbarkeit, der potenzielle Energieertrag und spezifische raumordnerische Vorgaben erklären zu einem großen Teil, aber bei Weitem nicht erschöpfend, warum es bei der Umsetzung der Energiewende – gemessen an dem Ausbau von Erneuerbare-Energie-Anlagen – große Unterschiede zwischen einzelnen Bundesländern, vor allem aber zwischen einzelnen Regionen gibt. Eine Folge ist, dass der Zahlungsfluss der EEG-Einspeisevergütung regional stark differenziert ist. Offenbar sind hierfür die individuellen Präferenzen politischer Akteure auf Landes- vor allem aber auf Kommunalebene entscheidend. Denn gerade Landräte und Bürgermeister können als Treiber, aber auch als Verhinderer der dezentralen Energiewende regional wirken.

Diese beiden Aspekte sind zunächst energiewendebezogene Spielarten des föderalen Systems in der Bundesrepublik Deutschland. Gleichwohl zeigt die Netzplanung, dass es Alternativen gibt. Denn hier haben die Bundesländer ihre Planungskompetenz weitgehend an den Bund abgegeben.³⁶ In diesen Zusammenhang lassen sich Vorschläge einordnen, die eine Energiefachplanung ins Spiel bringen. Gemeint sind damit bundesweit einheitliche Planungskriterien, die auch stärker energiewirtschaftliche Aspekte (zum Beispiel Situation in den Verteilnetzen, regionaler Lastgang etc.) berücksichtigen könnten.

Doch zeigt das Beispiel des zwischenzeitlichen Streits zwischen Vertretern des Bundes und dem Ministerpräsidenten des Freistaats Bayern um die Netztrasse Südlink auch, dass eine solche Energiefachplanung die Charakteristik des föderalen Politiksystems nicht gänzlich aus der Welt schafft.

2.2.4.3 Energiepolitik als kommunale oder regionale Aufgabe

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass politisches Handeln auf kommunaler Ebene und zum Teil

auch auf Landesebene³⁷ in mehrfacher Hinsicht besonders zu bewerten ist.

Zum einen fällt die Beteiligung von Betroffenen und Gestaltungswilligen der Energiewende auf kommunaler oder Landesebene leichter als auf Bundes- oder Europaebene.³⁸ Regional lässt sich viel leichter verstehen und (auch sinnlich) erfahren, was Beteiligung bringt. Wenn zum Beispiel Anlieger bei der Planung eines Windparks mitsprechen und mitgestalten können, dann sind die konkreten Auswirkungen für sie unmittelbar erlebbar. Man nennt dies Selbstwirksamkeit, und die erwartete oder tatsächlich wahrgenommene Selbstwirksamkeit ist ein wichtiger Faktor für eine hohe Beteiligungsbereitschaft beziehungsweise für eine im Nachhinein als erfolgreich wahrgenommene Beteiligung.³⁹ Dies mag auch erklären, warum Kommunalpolitiker in sehr viel geringerem Maße von dem oben beschriebenen Phänomen des Misstrauens und der Skepsis gegenüber Politikern betroffen sind als Akteure der Landes-, Bundes- und Europapolitik.

Verwandt mit diesem Argument ist ein Gerechtigkeitsaspekt. Raumrelevante Infrastrukturvorhaben sind mit lokalen Belastungen verbunden. Fläche wird verzehrt, das Landschaftsbild verändert, Eingriffe in die Natur sind häufig nicht zu vermeiden usw. Es kann dann als gerecht empfunden werden, wenn die Betroffenen, die diese Lasten zu tragen haben, über die Vorhaben mitentscheiden dürfen und ihnen damit verbundene Einnahmen zukommen. In diesem Zu-

37 Inwieweit die im weiteren Verlauf getätigten Aussagen auf die Landesebene zu übertragen sind, hängt sehr stark von der Größe des jeweiligen Bundeslands ab.

38 Hildebrand, J. (2015)

39 Kock, S. (2014). – Man könnte unter Umständen ähnlich im Hinblick auf die schon erwähnte regionale Wertschöpfung blicken. Regional werden die Auswirkungen (aber auch die Bedingungen) der ökonomischen Wertschöpfung unmittelbar erfahr- und erlebbar. Dieses Argument spricht dafür, dass regionale Wertschöpfung tatsächlich anders zu bewerten ist als etwa globalisierte, also dislozierte Wertschöpfung.

36 Posser, H.; Faßbender, K. (2013)

sammenhang wird zum Teil auf das aus dem Europa-recht bekannt Prinzip der Subsidiarität verwiesen: Auf Landesebene dürfte nur das geregelt werden, was auf Kommunalebene nicht besser geregelt werden könne; auf Bundesebene nur das, was auf Landesebene nicht besser geregelt werden könne. Eine solche Sicht der Dinge hat jedoch nichts damit zu tun, wie bisher die Kompetenzen in der Bundesrepublik Deutschland verteilt sind – und würde auch die Frage mit sich bringen, ob aus der Summe der jeweiligen kommunalen Energiekonzepte tatsächlich ein sinnvolles und in sich stimmiges Gesamt-Energiewende-Konzept für Deutschland hervorgehen würde.

Unabhängig davon, wie man es bewertet: Schon allein aufgrund der Raumrelevanz von Windenergie, Photovoltaik und auch der Bioenergie wertet die dezentrale Energiewende die kommunale Ebene und auch die Ebene der Landespolitik weiter auf – und zwar verbreitet, nicht auf einzelne Regionen reduziert. In dem Maße, in dem die Wärme- und Verkehrswende beziehungsweise die Konvergenz von Strom, Wärme und Mobilität vorankommen, gilt der Bedeutungsgewinn der Kommunalpolitik umso mehr. Denn der Gebäudebereich und der Verkehrssektor fallen unmittelbar in die Zuständigkeiten der Gemeinden. In politischer Hinsicht bedeutet Dezentralität also: Energiepolitik wird mehr und mehr dadurch geprägt, dass das politische Handeln auf die Situation vor Ort ausgerichtet und an ihr orientiert ist. Die Herausforderung besteht dann darin sicherzustellen, dass überregionale, nationale oder europäische Bezüge dahinter nicht völlig zurückstehen.

III. Eigenversorgung

Andreas Jahn und Dr. Matthias Deutsch

3.1	Eigenversorgung – Worum geht es?	43
3.2	Was aber ist Eigenversorgung genau?	43
3.3	Um welche Erzeugungstechnologien geht es denn?	44
3.4	Welchen Umfang kann Eigenversorgung perspektivisch annehmen?	46
3.5	Die netztopologische Dimension	48
3.6	Die ökonomische Dimension	48
	3.6.1 Einzelwirtschaftlichkeit heute	48
	3.6.2 Einzelwirtschaftlichkeit in der Zukunft und mögliche Auswirkungen	50
	3.6.3 Volkswirtschaftliche Betrachtung	51
3.7	Die soziale Dimension: Ausdruck von Autonomie und Teilhabe	52
3.8	Die politische Dimension	54
3.9	Risiken und Chancen	54
3.10	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	55
3.11	Fazit und Ausblick	56

III. Eigenversorgung

3.1 Eigenversorgung – Worum geht es?

Eigenversorgung gilt als *das* Geschäftsmodell der Energiewende. Eigenversorgung ist dann wirtschaftlich, wenn die Erzeugung mit der eigenen Anlage kostengünstiger ist als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz.⁴⁰ Die Wirtschaftlichkeit wird stark beeinflusst durch die Abgaben, Umlagen und Steuern, mit denen der Strombezug belastet ist und die bei einer Eigenversorgung nicht anfallen. Gleichzeitig wird mit der eigenen Stromproduktion bei vielen Menschen – zumal Eigenheimbesitzern – das Bedürfnis nach Autarkie, Unabhängigkeit von fremden Stromunternehmen und der Möglichkeit des *Do it yourself* befriedigt. Der eigenerzeugende Verbraucher (*Prosumer* oder *Prosument*) wird insofern oft als starker Treiber der Transformation angesehen, weil er nicht nur einen notwendigen, zumal verbrauchsnahe Teil des Ausbaus der Erneuerbaren Energien übernimmt, sondern durch seine Beteiligung auch generell die Transformation gesellschaftlich unterstützt.

Eigenversorgung ist aber auch umstritten, weil sie einen sich selbst verstärkenden Umverteilungseffekt beinhaltet: Je mehr Verbraucher Eigenversorgung betreiben, desto weniger Strom beziehen sie in Summe aus dem Netz. Damit beteiligen sie sich weniger am

Fixkostenanteil der Stromerzeugung, an den Kosten der Netze sowie an anderen Abgaben und Umlagen (wie zum Beispiel EEG-Umlage, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe oder Stromsteuer). Die vermiedenen Steuern und Abgaben führen zu Einnahmeausfällen der öffentlichen Hand, während die Umlagekosten in gleicher Höhe weiterhin anfallen und nun auf weniger Schultern – das heißt auf eine geringere Strommenge – verteilt werden müssen, sodass sich die Strombezugskosten für die Nichteigenversorger erhöhen (Entsolidarisierung).

Letztendlich stellt sich die Frage, ob die indirekte Förderung der Eigenversorgung (also die Kostenumverteilung) in einem angemessenen Verhältnis zum beschriebenen Nutzen steht oder ob es andere, effizientere Optionen gibt, welche die gleiche Wirkung erzielen.

3.2 Was aber ist Eigenversorgung genau?

In der Debatte werden verschiedene Begrifflichkeiten benutzt, bei denen es letztendlich auf die Definition ankommt, um die Auswirkungen, das heißt Kosten und Nutzen von Eigenversorgung miteinander vergleichen zu können. Als **Eigenversorgung** bezeichnen wir die Stromerzeugung für den eigenen Bedarf. Der Eigenversorgungsanteil⁴¹ ist der Anteil der selbst erzeugten Strommenge, der selbst genutzt wird. Er kann zum einen durch Lastverlagerung oder eine Zwischenspeicherung (Batterie) und zum anderen durch Nutzung des Stroms für Wärmeanwendungen (*Power to Heat*) gesteigert werden. Eigenversorgung ist damit maßgeblich ein Begriff, der die Auswirkungen der eigenen Erzeugung und des eigenen Verbrauchs aus individueller Sicht beschreibt.

40 Dieser Punkt wird auch als „Netzparität“ bezeichnet. Dabei wird der Begriff der Netzparität häufig sehr unscharf verwendet. Eine Diskussion findet sich bei Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A. (2011). Zu welchem Zeitpunkt die Netzparität für einen Verbraucher im Einzelnen erreicht wird, unterscheidet sich je nach Verbrauchergruppe und Abnahmefall, da Haushalte und Industrie unterschiedlich mit Abgaben und Umlagen belastet sind. So lagen Anfang 2016 durchschnittliche Strompreise für Haushalte mit 3.500 Kilowattstunden Jahresverbrauch bei rund 29 Cent je Kilowattstunde und für die Industrie mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Millionen Kilowattstunden inklusive Stromsteuer bei rund 15 Cent je Kilowattstunde (BDEW, 2016).

41 Auch als „Eigenverbrauchsanteil“ oder „Eigenverbrauchsquote“ bezeichnet (Weniger, J. et al., 2015).

Im Kontrast dazu beschreibt der **Selbstversorgungsgrad**⁴² den Anteil der Eigenversorgung am gesamten Stromverbrauch, also den Anteil der *nicht* von Dritten beziehungsweise aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strommengen. Damit kann eine im Verhältnis zum eigenen Strombedarf klein ausgelegte Eigenzeugungsanlage weitestgehend zur Eigenversorgung genutzt werden, ohne den Selbstversorgungsgrad (innerhalb gewisser Grenzen) wesentlich zu beeinflussen. Umgekehrt ist eine größere, auf Selbstversorgung ausgelegte Anlage effizienter, wenn die überschüssigen Restmengen an Dritte abgegeben und vergütet werden. Der Selbstversorgungsgrad beschreibt die Auswirkungen der eigenen Erzeugung auf das Gesamtsystem.

Grundsätzlich beziehen sich Eigenversorgung und Selbstversorgungsgrad auf die Verknüpfungs- beziehungsweise Übergabestelle vom privaten zum öffentlichen Eigentum, also die Messstelle. Verstärkt wird diese Fokussierung unter anderem dadurch, dass für die beschriebenen Eigenversorgungsvorteile der Ersparnis von Umlagen oder Abgaben eine Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher notwendig ist.⁴³

Trotz dieser Erschwernis wird Eigenversorgung jedoch auch in größerem Rahmen diskutiert, beispielsweise innerhalb privater Netze. Ein privates Netz kann hierbei zum Beispiel ein Industriepark sein, in dem die dort angeschlossenen Kunden zu anderen Konditionen beliefert werden als in einem öffentlichen Netz. Analog wird die Diskussion für private Mietwohngebäude geführt: Obwohl hier per Definition die Verbraucher direkt an das öffentliche Netz angeschlossen sind⁴⁴, wird diskutiert, ob hier im Rahmen von sogenannten Mieterstrommodellen

nicht eine Belieferung unter Umgehung der öffentlichen Infrastruktur und der damit verbundenen Abgaben möglich sein sollte. Solche Mieterstrommodelle stellen keine Eigenversorgung im Sinne dieses Kapitels dar, weil sich Erzeuger und Verbraucher voneinander unterscheiden.

3.3 Um welche Erzeugungstechnologien geht es denn?

Als Erzeugungstechnologien kommen für die Eigenversorgung maßgeblich Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung (auf Erdgasbasis) in Betracht. Je nach gewählter Technologie lassen sich unterschiedliche Selbstversorgungsgrade erreichen.

Für einen privaten Haushalt lassen sich mit einer Photovoltaikanlage in unseren Breiten ohne Speicher kaum mehr als 30 Prozent Selbstversorgungsgrad realisieren. Bei Einsatz eines elektrischen Speichers lassen sich die Sommernächte und Teile der Übergangsjahreszeiten überbrücken, folglich werden 50 bis 60 Prozent möglich.⁴⁵ Sofern Mini-KWKG-Eigenversorgungsanlagen auch einen Wärmespeicher haben, lassen sich damit sogar noch höhere Selbstversorgungsgrade darstellen.

Im Gewerbe- und industriellen Bereich hängt der Selbstversorgungsgrad vom individuellen Stromlastgang ab. Technisch kann natürlich auch eine vollständige Selbstversorgung aufgebaut werden, wobei dann die Kosten im Verhältnis zum betriebswirtschaftlichen Nutzen stark steigen. Allerdings wird auf die günstige, öffentliche Bereitstellung von Versorgungssicherheit – der Rückversicherung über das öffentliche Stromnetz – auch in sogenannten Autarkiekonzepten zurückgegriffen.

42 Manchmal auch als „Autarkiegrad“ bezeichnet (Bracke, J. et al., 2016; Weniger, J. et al., 2015).

43 Die heute anerkannten Konstellationen von Erzeugung und Verbrauch für eine Eigenversorgung sind in BNetzA (2016) aufgeführt.

44 Daran gekoppelt sind die Wahlfreiheit des Lieferanten und des Messstellenbetreibers sowie die Grundversorgung und damit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

45 Weniger, J. et al. (2015)

Vom deutschen Stromverbrauch in Höhe von rund 524 Terawattstunden (netto, ohne Netzverluste)⁴⁶ im Jahr 2014 entfallen 57,7 Terawattstunden⁴⁷, also gut 11 Prozent, auf die Eigenversorgung.⁴⁸ Die Verteilung dieser Mengen auf die Sektoren und Technologien ist jedoch sehr heterogen. Davon entfallen auf die Industrie mindestens 60 Prozent und auf den privaten Haushaltsbereich nur gut 2 Prozent (während der Gesamtstromverbrauch der Industrie nur etwa doppelt so hoch ist wie der der Privathaushalte). Auf

die Photovoltaik-Erzeugungstechnologie entfallen 2014 nur rund 1,3 Terawattstunden⁴⁹, die jedoch zu drei Vierteln im privaten Haushaltsbereich eingesetzt wird. Im Umkehrschluss stellt die KWK bisher den Löwenanteil der Eigenversorgungstechnologie, mehr als 50 Prozent. Ein bedeutender Anteil von mindestens 17 Prozent stammt jedoch aus ungekoppelter Stromerzeugung, also aus Verbrennung (fossiler) Energieträger ohne Wärmenutzung.⁵⁰

Der größte Teil der 58 Terawattstunden Eigenversorgung findet mit bis zu 50 Terawattstunden in

46 AG Energiebilanzen (2016)

47 Hiervon abweichend wird in der letzten ÜNB-Prognose zur EEG-Umlageberechnung eine Eigenversorgung von insgesamt lediglich 49,7 TWh für 2014 genannt (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2015). Diese Zahl basiert allerdings noch auf fehlerhaften Daten des statistischen Landesamtes NRW (Stäude, J., 2015). Nach der Korrektur fällt der Wert entsprechend höher aus, was konsistent mit Untersuchungen aus den Vorjahren ist (Prognos AG, 2014).

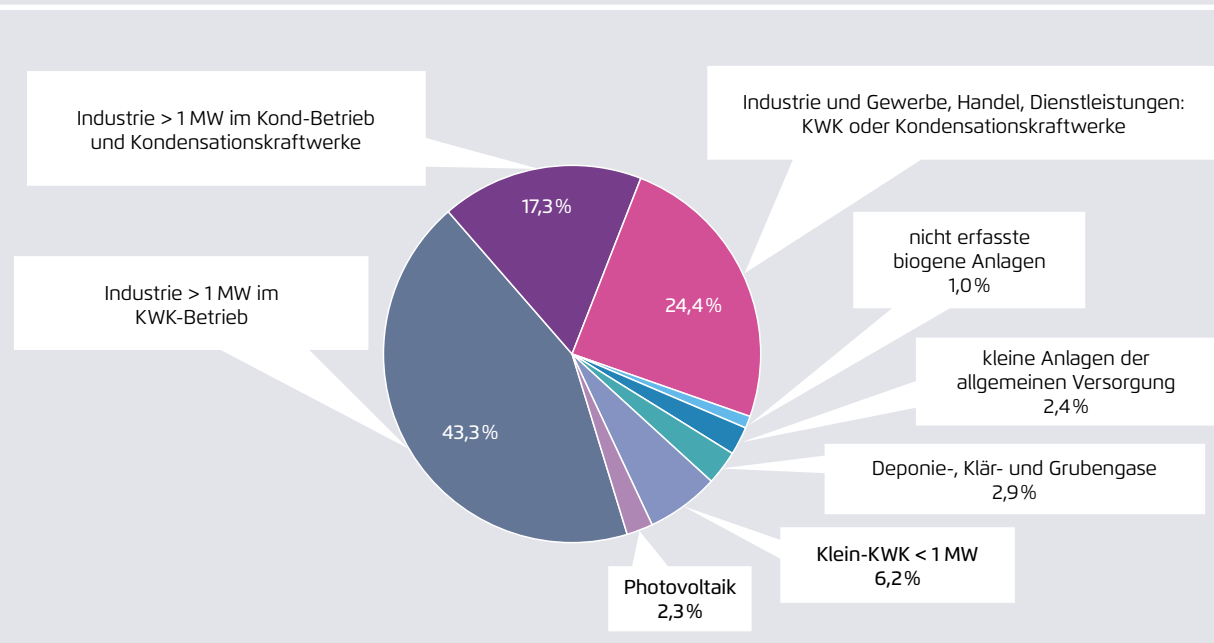
48 2008 lag die Eigenversorgung in Deutschland noch bei knapp 45 TWh.

49 Laut ÜNB-Prognosen für die EEG-Umlageberechnung werden 2016 rund 2,3 TWh Photovoltaikerzeugung für die Eigenversorgung genutzt (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2015).

50 Bei den industriellen und gewerblichen Eigenversorgungstechnologien bestehen erhebliche Unsicherheiten in der Datenlage (unterschiedliche Erhebungsmethoden beziehungsweise fehlende Meldeverpflichtungen), die hier durch die Umschreibung über Mindestanteile zum Ausdruck kommt.

Anteile unterschiedlicher Erzeugungsanlagen an den 57,7 Terawattstunden Eigenversorgung im Jahr 2014

Abbildung 2



Prognos AG (2016)

der Industrie statt, und zwar 25 Terawattstunden als KWK-Anlagen sowie 10 bis 24 Terawattstunden in der Kondensationsstromerzeugung, in der ausschließlich elektrischer Strom erzeugt wird. Der Anteil der Eigenversorgung am gesamten industriellen Strombedarf in Höhe von 244 Terawattstunden (2014) beträgt damit rund 14 bis 20 Prozent. Eine Eigenversorgung in dieser Größenordnung ist nichts Neues und – mit einigen Schwankungen – wegen der gewachsenen industriellen Strukturen und dem industriellen Wärmebedarf schon seit Jahrzehnten so akzeptiert. Zum Vergleich: 1990 lag der Anteil bei 19 Prozent; 2005 hatte er einen Tiefstand von 6 Prozent.⁵¹ Bei der industriellen Eigenversorgung handelt es sich in der Regel um größere Kraftwerke, in der Kategorie größer als ein Megawatt. Hier kommen gasbetriebene Blockheizkraftwerke, Dampfturbinen und Gas- und -Dampf-Turbinen im ein- bis zweistelligen Megawattbereich zur Anwendung, ebenso wie mit Steinkohle betriebene Entnahme-Kondensations-Kraftwerke in einer Größenordnung von 100 Megawatt.

Neu hinzugekommen im Bereich der Eigenversorgung sind in den letzten Jahren aufgrund der technischen Entwicklung und Förderung zwei Technologien, die kleinere und dezentrale Eigenversorgung bei Anlagen unter einem Megawatt möglich machen, nämlich Photovoltaik und Blockheizkraftwerke. Hierbei handelt es sich nach wie vor um vergleichsweise kleine Eigenversorgungsmengen, nämlich 1,3 Terawattstunden durch Photovoltaik und 3,6 Terawattstunden in Klein-KWK unter einem Megawatt. Diese Mengen dürften aber angesichts eines Trends stark fallender Kosten von Batteriespeichern weiter steigen. Mit sol-

chen Speichern werden private Verbraucher ihre Eigenversorgungsanteile erheblich steigern können.⁵²

3.4 Welchen Umfang kann Eigenversorgung perspektivisch annehmen?

Die Höhe des realisierbaren Eigenversorgungspotenzials in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie ist umstritten und hängt neben der gewählten Analysemethode unter anderem von den Annahmen zur Technologiekostenentwicklung, zum rechtlichen Rahmen und zum Realisierungsgrad ab.

In einer Untersuchung aller drei Sektoren und der kombinierten Betrachtung der Technologien Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung wurde ein gesamtes Eigenversorgungspotenzial von circa 250 bis 300 Terawattstunden pro Jahr ermittelt⁵³. Dieses repräsentiert in Summe rund 50 Prozent des heutigen Stromverbrauchs.⁵⁴ Im Sektor Haushalte würde Eigenversorgung knapp 80 Prozent (105 Terawattstunden pro Jahr) des Stromverbrauchs decken, im Gewerbe knapp 90 Prozent (89 Terawattstunden pro Jahr), in der Industrie bis zu 40 Prozent (52 bis 97 Terawattstunden pro Jahr).

In einer ausschließlich auf Photovoltaik fokussierten Analyse wurde demgegenüber ein Eigenversorgungspotenzial von Einfamilienhäusern von rund 70 Terawattstunden pro Jahr ermittelt, in welchem auch Wärmeanwendungen enthalten sind.⁵⁵ Hieraus leiten die Autoren die Möglichkeit ab, über Mehrfamilienhäuser und Gewerbebetriebe ein Gesamtpoten-

51 Der Anteil der Eigenversorgung am industriellen Stromverbrauch lag 1950 noch bei 50 Prozent und 1970 bei 33 Prozent. Die Gründe für den insgesamt rückläufigen Trend sind vielfältig und beinhalten neben einer verbesserten Versorgungssituation über das öffentliche Netz unter anderem das Ende des Steinkohlenbergbaus und der Textilindustrie (Bleidick, D., 2016).

52 Prognos AG (2016a)

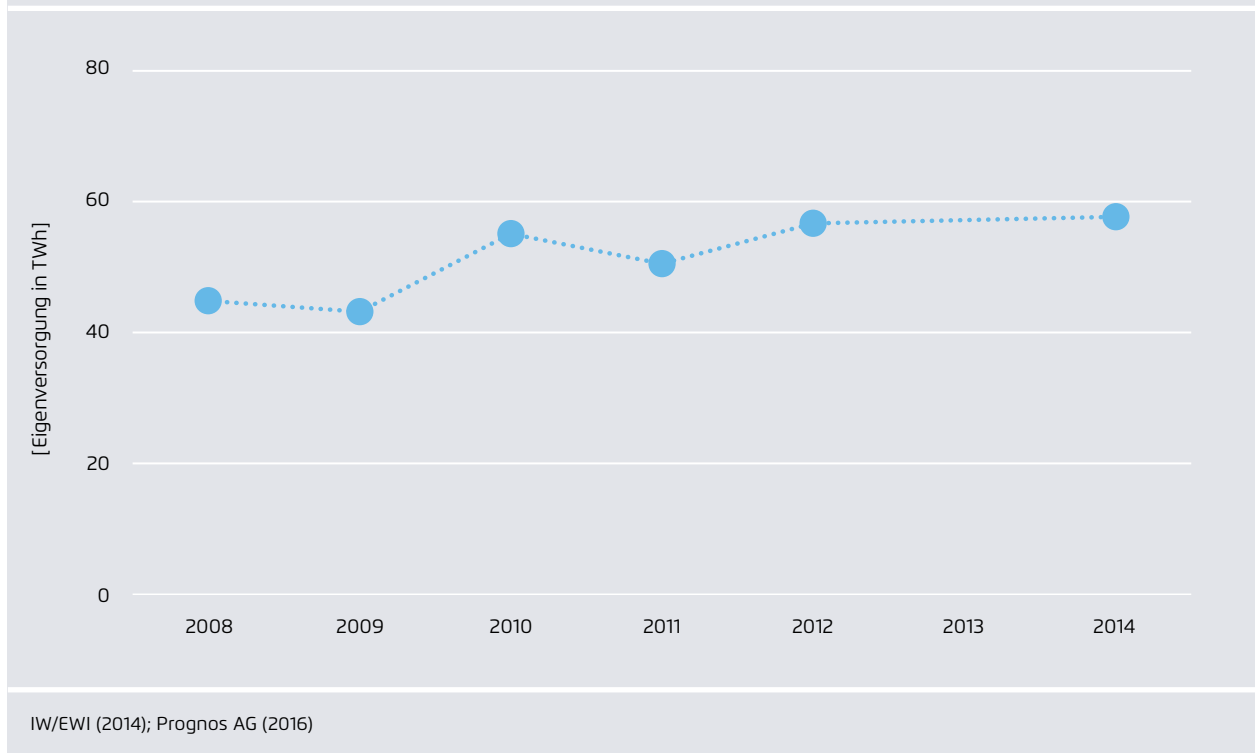
53 IW/EWI (2014)

54 Die Potenziale für die Sektoren Haushalte und Gewerbe fußen auf einer modellgestützten Optimierung, welche im Ergebnis für einzelne Verbraucher Mischungen aus zum Teil sehr klein dimensionierten Photovoltaik- und KWK-Anlagen zulässt (Prognos AG, 2016b).

55 $91 \text{ Gigawatt} \cdot 83 \text{ Prozent Eigenversorgungsanteil} \cdot 950 \text{ Stunden} = 72 \text{ Terawattstunden pro Jahr}$

Entwicklung der Eigenversorgung in Deutschland von 2008 bis 2014 in Terawattstunden

Abbildung 3



zial von 200 Gigawatt Photovoltaik zu erschließen.⁵⁶ Dieses würde mit einem Photovoltaik-Eigenversorgungsspotenzial in Höhe von insgesamt knapp 160 Terawattstunden pro Jahr einhergehen.⁵⁷ Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass die Einbeziehung von Mehrfamilienhäusern – insoweit es sich dabei um Mieterstrommodelle handelt – keine Eigenversorgung im Sinne dieses Kapitels darstellt, weil Erzeuger und Verbraucher sich unterscheiden.

Beiden Abschätzungen ist gemein, dass sie keine Einschränkungen der Realisierbarkeit von Eigenversorgung thematisieren, wie zum Beispiel emotionale,

geografische (Norddach, Verschattung), finanzielle oder demografische Gründe. Daher dürfte mittelfristig tatsächlich deutlich weniger Eigenversorgung realisiert werden als in den beiden Abschätzungen angenommen.

Während die Eigenversorgung insgesamt in Deutschland zwischen 2008 und 2012 insgesamt um knapp 30 Prozent gestiegen ist, ist sie zwischen 2012 und 2014 stabil bei knapp 60 Terawattstunden geblieben (Abbildung 3).

Aufgrund der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-eigenversorgung⁵⁸ im Gegensatz zur förderungsabhängigen Kraft-Wärme-Kopplung dürfte für die Zukunft der maßgebliche Zuwachs der Eigenversorgung bei Photovoltaik zu erwarten sein. Entsprechend steht die Photovoltaik hier im Mittelpunkt der weiteren Betrachtungen. Welche Rolle Eigenversorgung aus Sicht des Stromnetzes sowie in wirtschaftlicher,

56 Quaschnig, V. et al. (2014). – In einer räumlich differenzierten Analyse des Photovoltaikpotenzials auf Gebäuden wurde für Deutschland ein Gesamtpotenzial von 206 Gigawatt ermittelt. Dieses teilt sich auf in Wohngebäude (113 Gigawatt), gewerbliche Gebäude (61 Gigawatt) und landwirtschaftliche Gebäude (32 Gigawatt) (Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2015).

57 $200 \text{ Gigawatt} \cdot 83 \text{ Prozent Eigenversorgungsanteil} \cdot 950 \text{ Stunden} = 158 \text{ Terawattstunden pro Jahr}$

58 Prognos (2016b)

sozialer und politischer Hinsicht spielt, soll im Folgenden näher ausgeführt werden.

3.5 Die netztopologische Dimension

Eigenversorgung kann sich unterschiedlich auf das öffentliche Netz auswirken: Entlastend, aber auch belastend.

Eigenversorgung kann das öffentliche Netz entlasten, da der Strom unmittelbar dort erzeugt wird, wo er verbraucht wird. Dies bedeutet eine Entlastung des öffentlichen Netzes in den Zeiten der Eigenversorgung; folglich kann das öffentliche Netz in diesen Stunden mehr anderen Strom transportieren. Sobald das Verbrauchsverhalten an die eigene Erzeugung zwecks Maximierung der Eigenversorgung angepasst wird – was vermutlich immer, jedoch in unterschiedlichem Umfang vorkommt beziehungsweise rentabel ist –, ergeben sich andere Rückkopplungen. Wenn durch Eigenversorgung neue Einspeise- oder Bezugsspitzen vermieden werden, kann diese auch Netzausbau vermeiden.

Eigenversorgung kann das öffentliche Netz aber auch belasten. Da grundsätzlich davon ausgegangen wird, dass Eigenerzeugung auch Mengen für die Versorgung Dritter bereitstellt, dass also mehr erzeugt als selbst verbraucht wird, muss hierfür auch die Netzinfrastruktur vorhanden sein. Um eine Bewertung der Eigenversorgung aus netztopologischer Sicht durchzuführen, ist es notwendig, die damit induzierten Netzkosten im Verhältnis zum Nutzen (der Strommengeneinspeisung) zu bewerten und mit Alternativen zu vergleichen, wie zum Beispiel mit einer Abregelung oder einer Volleinspeisung an gleicher Stelle beziehungsweise optimierter Stelle.

Für den Betrieb des Netzes wird durch Eigenversorgung, insbesondere in Kombination mit einer Zwischenspeicherung, die Prognose der lokalen als auch der gesamten Netzlast schwieriger, jedoch gleichzeitig für einzelne Netzteile zunehmend relevanter. Folglich ist es aus Systemsicht wichtig, dass belast-

bare Prognosen erstellt und die Daten verlässlich bereitgestellt werden.

3.6 Die ökonomische Dimension

Eigenversorgung kann aus einer betriebs- und einer volkswirtschaftlichen Perspektive betrachtet werden.

3.6.1 Einzelwirtschaftlichkeit heute

Grundsätzlich gilt, dass Photovoltaik-eigenversorgung auch ohne Technologieförderung durch die gesparten Kosten für den Bezug aus dem öffentlichen Netz rentabel wird. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung hängt die Wirtschaftlichkeit zusätzlich von der direkten Förderung unter anderem durch das KWK-Gesetz ab.⁵⁹

Geschäftsmodelle, die auf Eigenversorgung aufbauen, richten sich folglich nach den Bezugskosten aus dem öffentlichen Netz. Für alle Geringverbraucher ist dies ausschließlich der Arbeitspreis, also die Kosten je Kilowattstunde, die im Regelfall über längere Zeit (je nach Preisanpassung des Versorgers) konstant sind. Für einzelne Kundengruppen (mit Zweit-Tarifzähler) können diese zudem auch zeitlich variieren.

Größere Verbraucher mit einem Bedarf von mehr als 100.000 Kilowattstunden im Jahr haben eine registrierende Leistungsmessung (RLM) und müssen neben dem Arbeitspreis auch ein Netzentgelt entsprechend des höchsten Bezugs im Kalenderjahr entrichten. Da diese Leistungskomponente mit zunehmendem Verbrauch kostenrelevant wird (absoluter Anteil an den Netzkosten als auch verhältnismäßig der Anteil der Netzkosten an den gesamten Bezugskosten), muss zur

⁵⁹ Bei der Nutzung von eigenerzeugtem Strom oberhalb von zehn Megawattstunden im Jahr in Erzeugungsanlagen mit mehr als zehn Kilowatt Leistung wird eine auf 30 Prozent ermäßigte EEG-Umlage erhoben (ab 2016: 35 Prozent). Für Kleinanlagen mit bis zu zehn Kilowatt Leistung und zehn Megawattstunden Verbrauch pro Kalenderjahr besteht eine De-minimis-Regelung, nach der die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entfällt (EEG 2014; EEG 2017). Als Orientierungshilfe hat die Bundesnetzagentur einen Leitfaden zur Eigenversorgung herausgegeben (BNetzA, 2016).

Optimierung der Eigenversorgung neben der elektrischen Arbeit auch die Spitzenlastoptimierung einbezogen werden.

Für die Rentabilität der Eigenversorgung spielt zudem eine Rolle, was mit dem Teil der Erzeugungsmenge geschieht, die nicht selbst genutzt werden kann. Im Falle der Photovoltaik- und KWK-Erzeugung werden Vergütungen gewährt, die über den Marktpreisen liegen. Für kleine Photovoltaikanlagen beträgt die Einspeisevergütung Anfang 2016 beispielsweise rund zwölf Cent je Kilowattstunde, kleine Blockheizkraftwerke (BHKW) erhalten gemäß KWK-Gesetz 2016 einen KWK-Zuschlag in Höhe von acht Cent je Kilowattstunde. Außerdem fallen für Kleinanlagen kaum Transaktionskosten an.⁶⁰

Vor dem Hintergrund dieser betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten ist die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung derzeit wie folgt zu beurteilen:

→ Eine Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik ist bei der Industrie nicht gegeben: Die Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz beginnen bei vier Cent je Kilowattstunde, inklusive der Leistungspreise für das Netz.⁶¹ Auch auf Großdächern dürften die Photovoltaikgestehungskosten aber etwa zehn Cent je Kilowattstunde betragen.⁶² Eine Wirtschaftlichkeit auf Kilowattstunden-Betrachtung ist damit nur für Verbraucher mit höheren Bezugskosten absehbar. Da aber für diese Kunden die Lastspitzenoptimierung und damit verknüpfte Netzentgeltbefreiungen signifikant sind, ist eine Wirtschaftlichkeit durch eine Kostendegression

der Erzeugung nicht zu erreichen. Mit Hinzunahme von Batteriespeichern wird die Wirtschaftlichkeit weiter verschlechtert.

→ Im Gewerbebereich ist eine Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungs-Photovoltaikanlagen zum Teil gegeben, da hier wesentlich höhere Strombezugskosten anfallen.⁶³ Häufiges Hindernis ist hier die nicht vorhandene Personenidentität von Eigenerzeuger und Verbraucher. Der Transaktionsaufwand beziehungsweise die Kosten für die Herstellung der juristischen Voraussetzungen unterbinden häufig die Wirtschaftlichkeit. Auch hier gilt, dass Batteriespeicher die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgungsinvestition nicht verbessern. Weiterhin ist zu beachten, dass Energieinvestitionen für die hier relevanten gewerblichen als auch industriellen Verbraucher nicht im Mittelpunkt ihres wirtschaftlichen Handelns stehen. Das heißt, die Rentabilität der Energieinvestition muss sich in die Erwartung der Gesamtinvestition beziehungsweise ihres wirtschaftlichen Handelns insgesamt einfügen. Entsprechend sind für getätigte Investitionen die Abschreibungszeiträume wesentlich kürzer als die 20-jährige EEG-Vergütung. Oft werden als notwendige Amortisationszeiten für Investitionen in Industrie und Gewerbe zwei bis drei Jahre genannt und diesem Kriterium können Eigenerzeugungsanlagen nicht genügen. Ausnahmen bilden hier in der Regel nur familiengeführte Betriebe, die auch Investitionen mit einer Amortisationszeit von fünf bis zehn Jahre in den Blick nehmen, wie etwa die Solardach-Installationen von Aldi Süd, die eine Amortisationszeit von sieben bis acht Jahren haben sollen.⁶⁴

→ Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen und Photovoltaik-Speicher-Kombinationen in Privathaushalten: Während Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern bisher noch nicht wirtschaft-

60 Bei Kleinanlagen erfolgt die Vermarktung der ins Netz eingespeisten Reststrommengen hoheitlich durch die Übertragungsnetzbetreiber, was die ansonsten bei fossiler oder direktvermarkteter Erneuerbarer-Energien-Einspeisung relevanten Transaktionskosten beinahe auf null reduziert. (siehe zum Beispiel Sonnen, 2016; www.grundgruen.de)

61 BDEW (2016)

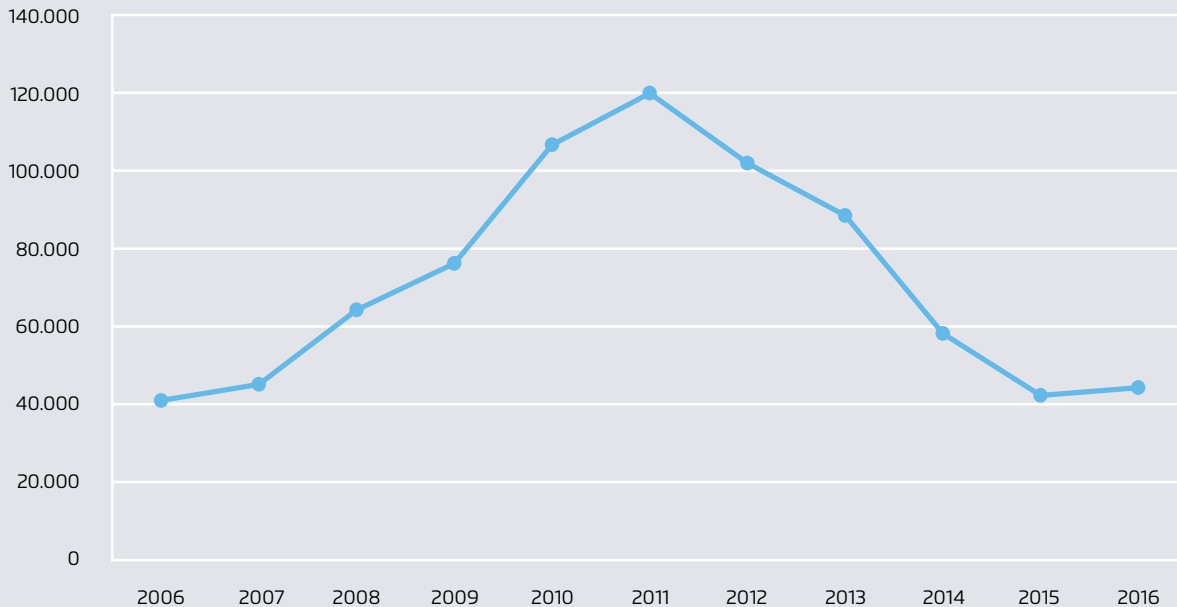
62 REC Solar Germany (2014)

63 REC Solar Germany (2014)

64 www.elektro.net/52558/pv-anlagen-fuer-discounterhttps://unternehmen.aldi-sued.de/de/verantwortung/betriebsablaeufe/erneuerbare-energien (REC Solar Germany, 2014)

Entwicklung der Photovoltaikneueinstellungen von 2006 bis 2016 bis zehn Kilowatt_{peak}

Abbildung 4



Eigene Darstellung auf Basis von BSW Solar (2017)

lich sind, können reine Photovoltaikanlagen ohne Speicher auf der Basis von Eigenversorgung wirtschaftlich betrieben werden.⁶⁵ Nichtsdestotrotz ist die Neuinstallation im Kleinanlagensegment in den letzten Jahren deutlich gesunken und aktuell wieder auf dem Niveau des Jahres 2006 angekommen (vgl. Abbildung 4). Ob dies an der abnehmenden Dachflächen-, Kapital-, und Eigentumsverfügbarkeit, an den höheren Transaktionskosten oder an den typischen Verzerrungen eines Endkundenmarktes (Informationsdefizit, Unsicherheit etc.) liegt, ist nicht geklärt.

→ Die Wirtschaftlichkeit von Blockheizkraftwerken hängt vom erzielbaren Eigenversorgungsanteil und von der Förderung ab.⁶⁶ In Fällen, in denen es gelingt, die Eigenversorgung stark zu steigern, kann auch eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Allerdings sind selbst mit der im KWKG 2016 angepassten Förderung Anlagen in kleinen Wohn-

gebäuden nicht grundsätzlich wirtschaftlich zu betreiben. Erst für Anlagen mit einer Leistung ab 50 Kilowatt, die in Verbindung mit konstanten Wärmesenken wie in Hotels oder Krankenhäusern betrieben werden, steigt die Rentabilität in einen wirtschaftlich interessanten, zweistelligen Prozentbereich.

3.6.2 Einzelwirtschaftlichkeit in der Zukunft und mögliche Auswirkungen

Wie sich die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen in Zukunft entwickeln wird, hängt im Wesentlichen von drei Entwicklungen ab:

- Kostenentwicklung bei Photovoltaikanlagen und Speichern: Kosten werden weiter sinken. Je stärker und schneller sie sinken, desto mehr rechnet sich die Eigenerzeugung.
- Entwicklung der Strombezugskosten, gegen die die Eigenversorgung konkurriert. Entsprechend gehören dazu auch die Netzentgelte, Abgaben und Umlagen sowie die Verteilung nach Kundengruppe,

⁶⁵ ISEA et al. (2015)

⁶⁶ Prognos et al. (2014)

Belastungsart (Leistungs- oder Arbeitspreis) und deren Differenzierung nach Ort und Zeit.

- Schließlich sind die direkte Förderung der einzelnen Eigenversorgungstechnologien zu nennen, die wie bei der KWK deutlich positiv ist, sowie die negative Förderung von Eigenversorgung durch Belastung derselben durch die EEG-Umlage (ab einer Anlagenleistung von zehn Kilowatt).

In einer Kurzstudie für Agora Energiewende geht Prognos davon aus, dass sich Photovoltaik- beziehungsweise Photovoltaik-Batterie-Eigenversorgung in Zukunft rechnen wird.⁶⁷

- Die Investition ist in allen betrachteten Zieljahren 2020, 2030 und 2035 wirtschaftlich; eine reine Photovoltaikanlage, also ohne Batterie, kann dabei die besten Renditen von 12 bis 24 Prozent erzielen. In Verbindung mit einem Batteriespeicher sinken zwar die Renditen (auf 4 bis 14 Prozent), die absoluten Projektüberschüsse können jedoch in vielen der untersuchten Anwendungsfällen mit Batteriespeichern um 20 bis 30 Prozent gegenüber reinen Photovoltaikanlagen gesteigert werden.

Daraus ergeben sich folgende Szenarien:

Im Bereich der privaten Haushalte ist die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikeigenversorgung ohne Speicher schon heute gegeben und in naher Zukunft auch für die Photovoltaik-Speicher-Kombination zu erwarten. Technisch-wirtschaftlich könnten damit bis zu 20 Terawattstunden pro Jahr, das heißt 15 Prozent des heutigen Bezugs der Haushalte von rund 132 Terawattstunden, aus dem öffentlichen Netz durch Eigenversorgung kompensiert werden⁶⁸ – doch unter dem Hinweis, dass dies theoretische Werte sind und in der Praxis durch andere Faktoren stark gehemmt werden können.

Im GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) ist die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik- sowie der Photovoltaik-Batterie-Konstellation für Eigenversorgung ebenfalls ersichtlich. Tatsächlich wird diese jedoch nur für einige Bereiche zu realisieren sein, die über eine ideale Kombination von Dachfläche und Strombedarf verfügen, wie zum Beispiel Viehbetriebe oder freistehende Einzelhandelsgebäude.⁶⁹ Da dies in den meisten GHD-Bereichen nicht der Fall ist, sind Eigenversorgungsmengen oberhalb von fünf Prozent für den gesamten GHD-Sektor⁷⁰ auch langfristig nicht realistisch.

3.6.3 Volkswirtschaftliche Betrachtung

Dieser betriebswirtschaftlichen Sicht auf die Eigenversorgung steht auf der anderen Seite die volkswirtschaftliche gegenüber. Demnach ist Eigenversorgung wohlfahrtsökonomisch aus mehreren Gründen problematisch. Zum einen besteht der Anreiz, die Investitionsentscheidungen maßgeblich am eigenen Bedarf auszurichten. Je niedriger dabei die Vergütung für die Reststrommengen liegt, desto kleinere Photovoltaiksysteme werden installiert, weil auch diese Vergütung zur Refinanzierung der Anlagen beiträgt.⁷¹ In der Folge werden Dachflächen nur teilweise mit Photovoltaikanlagen belegt, obwohl die Größe der Anlage nur ein Teilaspekt der Investitionskosten ausmacht. Die Installation selbst sowie der Wechselrichter etc. sind davon kaum oder gar nicht betroffen. Sind Dachflächen erst einmal mit unterdimensionierten Photovoltaikanlagen versehen, so ist davon auszugehen, dass diese Flächen für einen weiteren Photovoltaikausbau auf lange Zeit verloren sind, da sich eine ergänzende Installation nicht rechnen würde.

Das andere Problem der Eigenversorgung liegt in dem Anreiz, den Betrieb der Anlage vorrangig am eigenen Bedarf auszurichten und sich damit unflexibel

⁶⁷ Prognos AG (2016a)

⁶⁸ AG Energiebilanzen (2016)

⁶⁹ Prognos AG (2016a)

⁷⁰ 2015 betrug der GHD-Stromverbrauch insgesamt rund 140 Terawattstunden (AG Energiebilanzen, 2016).

⁷¹ Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2014); ZSW et al. (2014)

gegenüber den Anforderungen des Stromsystems zu zeigen. In einem System mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien sollten Anlagen, insbesondere solche mit Strom- oder Wärmespeicher, flexibel reagieren und in Zeiten von Knappheit und hohen Strompreisen ins Netz einspeisen können oder den Strombezug aus dem Netz in Zeiten mit hoher Wind- und Solareinspeisung verlagern. Dieser ökonomischen Logik des Anlageneinsatzes entzieht sich die Eigenversorgung tendenziell, da der Ersatz des Strombezugs von außen Priorität hat.

3.7 Die soziale Dimension: Ausdruck von Autonomie und Teilhabe

Für viele Verbraucher ist Eigenversorgung gelebte Freiheit. Wer Eigenversorgung betreibt, entscheidet sich selbstständig für die Investition in eine bestimmte Erzeugungstechnologie und damit gegen die extern vorgegebenen, am Markt angebotenen Strommixvarianten. Die Wirksamkeit seiner Entscheidung kann er jederzeit an der selbsterzeugten Strommenge ablesen. Diese erlebte Energieunabhängigkeit und das Gefühl, einen eigenen Beitrag zur Energiewende zu leisten, stehen häufig im Zentrum der Motivation von Privatpersonen. Erst danach folgend Erwartungen an Rendite oder Projektüberschüsse.⁷² Folglich besteht hier ein höheres Commitment als bei ausschließlich wirtschaftlich handelnden Akteuren. In diesem Zusammenhang argumentieren Anbieter von Eigenversorgungsanlagen für private Haushaltskunden, dass sich Ansprüche und Verhältnismäßigkeit der Energieversorgung stark ändern werden: vom Investitionsgut hin zu einem Konsumgut, in dem Investition und Nutzung aller energetischen Belange kombiniert werden.⁷³ Eigenversorgung würde, so gedacht, aufgrund der Kundenwünsche und -bedürfnisse zu einem zentralen sozialen Gestaltungselement der künftigen Energieversorgung.

Durch Eigenversorgung wird das Wirtschaften in überschaubaren sozialen Einheiten ermöglicht; dies betrifft den einzelnen Haushalt, eine Sharing-Community⁷⁴ oder kann in seltenen Fällen sogar ganze Gemeinden⁷⁵ in Abgrenzung zur anonymen Energiewirtschaft betreffen. Diese lokalen Werte stellen damit ein Engagement für die Energiewende dar.

Da die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgung unter anderem durch die Vermeidung von Abgaben und Umlagen bedingt wird⁷⁶, kommt es zwangsläufig zu einer (mehr oder minder großen) Umverteilung der Kosten des Stromsystems. Dieser Effekt hat sich in den letzten Jahren schon teilweise als Neiddebatte gezeigt. Wenn, plakativ gesprochen, der Bewohner des Mietshauses einen steigenden Strompreis inklusive aller Abgaben und Umlagen bezahlen muss, während der vermögende Eigenheimbesitzer sich über Eigenversorgung aus diesem System verabschiedet (und damit die Kosten für die anderen noch erhöht), dann kann die heutige, indirekte Förderung der Eigenversorgung auch für anhaltende Gerechtigkeitsdiskussionen sorgen.

Die räumliche Dimension dieses Konfliktfeldes lässt sich anhand von Dachflächenpotenzialen für Photovoltaik auf Wohngebäuden illustrieren, die im Bundesländervergleich sehr unterschiedlich ausfallen.⁷⁷ Abbildung 5 zeigt das Photovoltaikpotential in Kilowatt pro Einwohner, das für Ein-/Zweifamilienhäuser und Garagen insbesondere in den Stadtstaaten Berlin (0,2 Kilowatt je Einwohner), Hamburg (0,4 Kilowatt je Einwohner) und Bremen (0,4 Kilowatt je Einwohner) gering ausfällt. Demgegenüber erreicht das Saarland auf diesen Dachflächen 1,6 Kilowatt pro Einwohner. Im Vergleich dazu fallen die Potenziale auf Mehrfamilienhäusern insgesamt geringer aus.

⁷² Gähns, S. et al. (2015)

⁷³ Krawinkel, H. (2015)

⁷⁴ wie zum Beispiel die sonnenCommunity (Fuhs, M., 2016; sonnen, 2016)

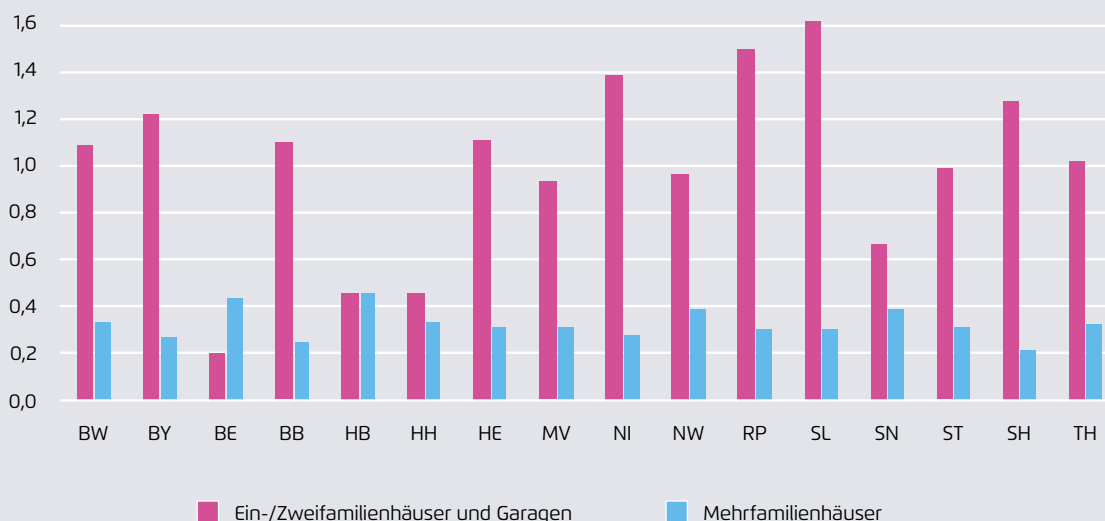
⁷⁵ wie zum Beispiel das Dorf Feldheim in Brandenburg (Agentur für Erneuerbare Energien, 2010)

⁷⁶ ISEA et al. (2015)

⁷⁷ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2015)

Photovoltaikpotenzial auf Wohngebäuden nach Bundesländern in Kilowatt pro Einwohner

Abbildung 5



Eigene Darstellung mit Daten von Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2015) und Statistisches Bundesamt (2015)

Neben den verfügbaren Photovoltaikflächen unterscheidet sich auch die Höhe der Netzentgelte je nach Region. Heute wird eine signifikant unterschiedliche Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung durch die Netzentgelte bedingt, da diese für Haushaltskunden um bis zu fünf Cent je Kilowattstunde differieren. Das bedeutet, dass gerade in teuren (Netz-)Gebieten Eigenversorgung wesentlich eher rentabel ist beziehungsweise höhere Renditen generiert. Dadurch kommt es in diesen zumeist ländlichen Regionen mit einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Verbrauchern, welche die Netzkosten tragen müssen, zu einer stärkeren Umverteilung gegenüber städtischen Netzen. Es handelt sich also um einen potenziellen Konflikt zwischen dem Eigenversorger und dem Nichteigenversorger in einem Netz, aber auch zwischen den Regionen.

Neben der Eigenversorgung – für die eine Personennidentität von Erzeuger und Verbraucher notwendig ist⁷⁸ – sind im Markt auch zunehmend Direktversor-

gungs-Geschäftsmodelle wie zum Beispiel der sogenannte Mieterstrom zu finden, die mit der ökologischen Stromversorgung vor Ort und den finanziellen Vorteilen argumentieren und werben. Mit Mieterstrom ist lokal erzeugter Strom aus Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerken gemeint, den der Anlageneigentümer direkt an die Mieter im gleichen Gebäude verkauft. Der Strom fließt nicht durch öffentliche Leitungen, sodass keine Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Stromsteuern anfallen. Damit kann der Erzeuger den Preis des Stroms aus dem öffentlichen Stromnetz unterbieten. Die Mieter können zwischen beiden Bezugsoptionen wählen.⁷⁹ Allerdings fällt bisher noch die EEG-Umlage an. Mit den kürzlich beschlossenen Regelungen zu Mieterstrommodellen im §95 EEG 2017 wird die Bundesregierung ermächtigt, per Verordnung die EEG-Umlage für Mieterstrom zu verringern. Damit könnte sich auch in Mehrfamilienhäusern perspektivisch eine stärkere Direktversorgung mit Photovoltaikstrom entwickeln.

78 BNetzA (2016)

79 Diermann, R. (2016)

3.8 Die politische Dimension

Die politische Dimension von Dezentralität beinhaltet die Rollenverteilung unterschiedlicher Gebietskörperschaften in der Planung und Gestaltung der Energiewende. Eigenversorgung entzieht sich dieser Systematik tendenziell, weil sie den größtmöglichen Rückzug ins Private darstellt – wenngleich auch in unterschiedlichen Abstufungen wie zum Beispiel im Rahmen von *Sharing Communities* (siehe oben).

Eigenversorgung, gerade auch in Kombination mit Speicherung, hat jedoch auch zwei politische Komponenten: Zum einen wurde Eigenversorgung von der Politik lange als Zukunftsmodell zur Ablösung der Erneuerbaren-Energien-Förderung propagiert und gefördert. So wurde 2009 (§33 (2) EEG 2009) eine gesonderte Vergütung für den Verbrauch der eigenen Photovoltaikerzeugung eingeführt, die eine größere Rentabilität bedeutete als die Einspeisung ins öffentliche Netz. Weiterhin ist das (kürzlich verlängerte) Batterie-Förderprogramm zu nennen, das die Markt- und Technologieentwicklung von systemdienlichen Batteriespeichern zur besseren Integration von Photovoltaikanlagen erhöhen soll⁸⁰ und auf diesem Weg eine stärkere Eigenversorgung fördert.

Zum anderen dürften gerade diejenigen, die auf Eigenversorgung setzen, sich hierbei in der Regel weder von ihrer Kommune, noch von Land oder Bund hineinplanen lassen wollen. Diese erwartbaren Grenzen politischer Steuerbarkeit klingen auch an, wenn über die mögliche Notwendigkeit einer „Eigenversorgungspolizei“ gesprochen wird. Eine solche würde man benötigen, wenn man die Regulierung der Eigenversorgung effektiv vollziehen wollte⁸¹ – insbesondere in einer Welt, in der Eigenversorgungsanlagen entstehen, die keinerlei EEG-Förderung in

Anspruch nehmen. Zu völligem Unverständnis muss diese Herangehensweise beim Verbraucher führen, da er ja (aus guten Gründen) zum effizienten Umgang mit Energie und damit zur Vermeidung des Strombezugs aus dem Netz angehalten wird. Im Fall der Eigenversorgung hingegen würde er für seine Kompensation des Strombezugs aus dem Netz faktisch bestraft.

3.9 Risiken und Chancen

Eigenversorgung wird oft als ein signifikanter Treiber für die Energiewende bezeichnet. So sind mit einer erhöhten Eigenversorgung insbesondere folgende wichtige Chancen für die Energiewende verbunden:

- **Beteiligung und Akzeptanz:** Mit der eigenen Photovoltaikanlage auf dem Dach können Bürger sich greifbar und direkt am Ausbau der Erneuerbaren Energien beteiligen. Damit steigt die Zahl der insgesamt an der Energiewende beteiligten Akteure, und die historisch gewachsene Marktmacht einzelner Stromanbieter wird begrenzt. Die individuelle, aktive Mitgestaltung des Ausbaus Erneuerbarer Energien kann dabei auch zur Akzeptanz der Energiewende insgesamt beitragen.
- **Kapital:** Bürgerbeteiligung am Ausbau der Erneuerbaren impliziert den Einsatz von privatem Kapital für Investitionen in die Energiewende. Ohne den Anreiz zur Eigenversorgung wäre es schwieriger, solche privaten Mittel für die Energiewende zu aktivieren.
- **Verbrauchsoptimierung:** Wer sich mit der eigenen Erzeugung von Strom beschäftigt, dürfte früher oder später auch auf verbrauchsseitige Aspekte stoßen – wie Energieeffizienz und Lastmanagement. Somit kann Eigenversorgung eine gezielte Auseinandersetzung mit der eigenen Haustechnik und dem eigenen Verhalten begünstigen und damit insgesamt zu energetischen Verbesserungen beitragen.
- **Dachflächen:** Eigenversorgung schafft Zugang zu Dachflächen für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Das mögliche Hemmnis, überhaupt irgend-

⁸⁰ Bundesanzeiger (2016)

⁸¹ Analog hierzu bräuchte man eine durchsetzungsstarke „Tomatenpolizei“, wenn man verhindern wollte, dass Menschen zu Hause selbst Tomaten anpflanzen, anstatt diese von Dritten einzukaufen.

etwas auf dem Dach eines Gebäudes zu verändern, kann mithilfe der Eigenversorgung überwunden werden. Sie trägt dazu bei, die verfügbaren Dachflächenpotenziale grundsätzlich für die Energiewende zu erschließen.

Mit einer erhöhten Eigenversorgung sind, zumindest im derzeitigen Kontext, aber auch Risiken verbunden, insbesondere folgende:

- **Entsolidarisierung:** Das bestehende System der Umlagen und Netzentgelte setzt darauf, die Kosten der Stromversorgung auf möglichst viele Schultern zu verteilen. Je mehr Stromverbraucher sich aber per Eigenversorgung teilweise aus diesem System verabschieden, desto größer werden die negativen Umverteilungswirkungen für den Rest der Verbraucher, die keine Eigenversorgung betreiben können.
- **Dachflächen:** Eine Optimierung der Photovoltaikanlage zum Zweck der Eigenversorgung führt tendenziell zu einer Unterdimensionierung im Vergleich zur verfügbaren Dachfläche. Damit ermöglicht Eigenversorgung zwar zunächst den Zugang zum Dach, blockiert aber effektiv eine weitergehende Dachflächennutzung, weil es sich aus Sicht des Betreibers auf absehbare Zeit nicht lohnen dürfte, die installierte Anlage zu erweitern. Hinzu kommt aus volkswirtschaftlicher Sicht die fehlende Steuerungsmöglichkeit hinsichtlich der Lage der Dachflächen mit Photovoltaikanlagen, weil Eigenversorgung eine individuelle Entscheidung voraussetzt, die sich einer zentraleren Planung und Steuerung entzieht.
- **Systemkosten:** Eigenversorgung kann die Kosten des Gesamtsystems erhöhen, da der Anlagenbetreiber sich eher an der Maximierung seines Eigenversorgungsgrads als an den zentralen Systemknappheitssignalen über den Börsenstrompreis orientiert.

Letztlich ist aufgrund der technologischen Entwicklung – immer günstigere Photovoltaikanlagen und Stromspeicher – der Trend zu einer stärkeren Eigen-

versorgung nur mit einem nicht vertretbaren Aufwand aufzuhalten. Ziel muss es daher sein, durch geeignete Rahmensetzungen die mit einer immer größer werdenden Eigenversorgung verbundenen Risiken zu minimieren und so die Chancen möglichst zum Tragen kommen zu lassen.

3.10 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

Der energiepolitische Handlungsspielraum bezüglich der Eigenversorgung ist sehr weit und lässt sich anhand zweier Extreme aufspannen: Er reicht von einem faktischen Verhindern durch allgemeine Tarifgestaltung und Belastungen der Eigenversorgung bis hin zu einer direkten Förderung.⁸²

Zu den maßgeblichen Strompreisbestandteilen der Haushaltskunden – also zur EEG-Umlage und zu den Netzentgelten – gibt es verschiedene Vorschläge, um bessere Anreizwirkungen zu erzielen und Ungerechtigkeiten zu mindern. Hierzu ist insbesondere der horizontale Ausgleich der Netzkosten zu zählen, der auch den zunehmenden Anreiz zur Eigenversorgung vermindert.⁸³

Darüber hinaus ist grundsätzlich zu empfehlen, dass ein aktiver energiepolitischer Weg eingeschlagen wird, welcher sowohl Risiken begrenzt und Chancen konstruktiv ausgestaltet als auch dem Bürger maxi-

82 IEA-RETD (2014). – Eine Behinderung findet faktisch auch bei einer angemessenen Belastung der zeitlichen Nutzung des Systems statt. Insbesondere, wenn man Umlagen und Abgaben hinzuzieht. Über zusätzliche Umsteuerung hin zu Marktbedingungen für Vermarktungskosten und Prognoserisiken sowie Umschichtung hin zu Anschluss- oder Grundgebühren oder auch Steuer- oder Umlagebelastungen der Eigenversorgung kann eine Verhinderung jeglicher Eigenversorgung erreicht werden. Starke Förderung kann hingegen über Net-Metering (auf Jahresbasis, das heißt ohne physische Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch) erreicht werden, was zum Beispiel in einigen US-Bundesstaaten beziehungsweise -Netzregionen zur Anwendung kommt.

83 RAP (2014)

malen Handlungsspielraum gewährt und folglich auf „Polizeimaßnahmen“ verzichtet. Konkret ist darunter zu verstehen, dass jeder Anreiz ressourcenneutral an seinem Systembeitrag gemessen werden muss. Auf Erzeugungsseite hat sich diese Erkenntnis weitestgehend durchgesetzt, bei der Nachfrage jedoch noch nicht: Wenn eine Verringerung des Strombezugs durch Energieeffizienz richtig ist, muss eine Bezugsminderung durch Eigenversorgung dies in gleichem Maße sein, insbesondere, wenn die Investitionen vollständig privat getätigt werden. Sofern es jedoch einen Grund gibt, den Systembeitrag nach Ort (Engpässe) oder Zeit (Flexibilitätsbedarf) zu differenzieren, muss dies für beide Ressourcen gleichermaßen gelten. Darüber hinaus gibt es keinen Anlass, den Beitrag des Einzelnen über die Eigenversorgung zu beschneiden, solange durch die bisherige, indirekte Förderung keine unkontrollierbaren System- oder Kosteneffekten resultieren. Umgekehrt sind natürlich Maßnahmen sinnvoll, die Eigenversorgung besser administrierbar machen, zum Beispiel indem die indirekte Förderung nivelliert oder systemkonform ausgestaltet wird.

Vor diesem Hintergrund ist es Aufgabe der Politik, zeitnah für einen stabilen Ordnungsrahmen im Bereich der Eigenversorgung und der Mieterstrommodelle zu sorgen, um so entsprechenden Geschäftsmodellen eine sichere Basis zu gewähren. Entscheidend ist hierfür die Gestaltung der Abgaben- und Umlagensysteme, insbesondere im Bereich der EEG-Umlage und Netzentgelte als derzeit größte Posten des Haushaltsstrompreises. So sollte eine zukunftsgerichtete Neuordnung der Abgaben und Umlagen die Eigenversorger und Mieterstromnutzer an den Kosten des Gesamtsystems angemessen beteiligen – und ihnen dann für die Zukunft aber auch garantieren, dass es durch spätere Änderungen keine rückwirkende Entwertung der Geschäftsmodelle geben wird.

Wie oben diskutiert, hat Eigenversorgung viele positive, aber eben auch negative Aspekte, die abgewogen und mit möglichen Alternativen verglichen werden

müssen.⁸⁴ Ein ideales Instrument schafft Anreize für effiziente Photovoltaikdachanlagen, die auf eine vollständige Photovoltaikbedeckung der Dachfläche abzielen; es differenziert möglicherweise nach Stadt und Land, nutzt das Investitionsinteresse des Bürgers, schafft keine administrativen Hürden und zieht eine Optimierung hinter dem Zähler nicht per se der Systemoptimierung signifikant vor.

3.11 Fazit und Ausblick

Eigenversorgung ist schon länger ein bedeutender Teil der Energieversorgung. Durch die sinkenden Gestehungskosten bei Photovoltaik und Speichern bekommt die Diskussion eine neue Dynamik, insbesondere da sich damit für mehr und auch kleinere Stakeholder neue Chancen eröffnen. Insgesamt scheint die neue Eigenversorgung aber überbewertet zu sein, sowohl von den Befürwortern als auch von den Bedenkensträgern. Fakt ist jedoch eine Kostenumverteilung, die weniger den alten Lobbystrukturen unterworfen ist. Sofern man sich von diesen Einflüssen freimachen kann, sind damit mehr Chancen als Risiken verbunden.

84 vgl. auch May, N.; Neuhoﬀ, K. (2016)

IV. Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch

Dr. Stephanie Ropenus

4.1 Welche Bedeutung hat die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch?	59
4.1.1 Wie viel Zubau von erneuerbaren Energieträgern findet wo statt?	60
4.2 Netztopologische Dimension	62
4.2.1 Das alte System steht auf dem Kopf: Viele kleine EE-Erzeuger, die direkt in das Verteilnetz einspeisen	62
4.2.2 Heterogenität des Verteilnetzes: Es gibt nicht die <i>eine</i> neue Netztopologie, sondern eine Vielzahl von Netzregionen in Deutschland	63
4.2.3 Die Illusion der Kupferplatte: Physikalische Restriktionen im Netzbetrieb, <i>Redispatch</i> und Einspeisemanagement	64
4.2.4 Verschiedene Konzepte für Regionalisierung und Auslegung des Netzausbaus	69
4.3 Ökonomische Dimension der Regionalisierung	71
4.3.1 Standortwahl in Abhängigkeit von Ertrag und Vergütung	71
4.3.2 Resultierende Kosten für den Netzausbau bei Standortwahl in Abhängigkeit von Ertrag und Vergütung	72
4.4 Gemeinschaftsbezogene oder soziale Dimension	73
4.4.1 Rechtliche und lokale Faktoren der Standortwahl und Auswirkung auf die Regionalisierung	73
4.4.2 Gemeinschaftsbezogene Aufgaben: Allokation der Kosten für Erneuerbare Energien und für den Netzausbau	73
4.4.3 Einfluss von Erneuerbare-Energien-Regionalisierung auf den Stromtrassenbau	74
4.5 Politische Dimension	74
4.6 Chancen und Risiken	76
4.7 Handlungsoptionen: Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	77
4.8 Fazit und Ausblick	79

IV. Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch

4.1 Welche Bedeutung hat die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch?

Die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch ist maßgeblich für die Struktur des Stromsystems. Die Stromnetze stellen das Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch dar, um den Transport und die Abnahme der elektrischen Energie jederzeit zu gewährleisten. Ein nachhaltiger Wandel in der Erzeugungs- und Nachfragestruktur führt daher ebenso Änderungen in der Auslegung der Netze mit sich. Strom ist ein Gut, welches in Echtzeit bereitgestellt wird. Damit die Systembilanz ausgeglichen ist, müssen Angebot und Nachfrage stets im Gleichgewicht sein. Es gibt somit eine örtliche und eine zeitliche Komponente, die für den Einklang von Erzeugung und Verbrauch entscheidend sind.

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das 1935 erstmals in Kraft getreten ist, wurden Monopolversorgungsgebiete festgelegt. In diesen Monopolversorgungsgebieten hatten die Energieversorgungsunternehmen eine alleinige Anschluss- und Versorgungspflicht: Stromerzeugung, -verteilung und -verkauf oblagen in der Regel einem vertikal integrierten Unternehmen. Aus dieser Perspektive kann die damalige Erzeugungsstruktur in einem gewissen Sinne als eine dezentral fragmentierte Struktur betrachtet werden. Das Höchstspannungs-Verbundnetz, welches im Laufe der Jahrzehnte über die einzelnen Gebietsmonopole hinweg entstand, diente insbesondere der Erhöhung der Versorgungssicherheit, der Vorbeugung von Stromausfällen und dem Betrieb von Grundlastkraftwerken, deren Erzeugung oft den Bedarf eines Versorgungsgebiets überstieg.⁸⁵ Der Stromaustausch über lange Distanzen innerhalb

Deutschlands stand hierbei jedoch zunächst weniger im Fokus.⁸⁶ Im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes – und mit der Implementierung durch das 1998 novellierte EnWG – begann die Entflechtung der zuvor vertikal integrierten Unternehmen; und der Wettbewerb in Erzeugung und Vertrieb wurde eingeführt. Einige Jahre zuvor – 1991 – war das Stromeinspeisegesetz, ein Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), in Kraft getreten. Durch die stabilen Rahmenbedingungen und die gegebene Investitionssicherheit durch eine feste Einspeisevergütung gewann der Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) mit der Fortsetzung des EEG zunehmend an Bedeutung. Dies führte in den letzten 25 Jahren zu einem Wandel in der Erzeugungsstruktur: Im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken verfügen Erneuerbare-Energien-Anlagen über geringere installierte Leistung, stellen also in diesem Sinne kleinere Erzeugungseinheiten dar, deren Standorte sich vor allem nach der Verfügbarkeit von Sonne und Wind richten und damit weniger zentral sind als die bisherige konventionelle Erzeugung. Zudem sind EE-Anlagen zum Großteil an das Verteilnetz – und nicht wie Großkraftwerke an das Übertragungsnetz – angeschlossen, wodurch die Granularität des Systems zunimmt. Manche EE-Anlagen speisen geografisch näher am Endverbraucher ein (zum Beispiel Photovoltaikaufdachanlagen in Süddeutschland). Mit der weiteren Diffusion „neuer“ Erzeugungstechnologien durch Kostensenkungseffekte bei der Stromgestehung können sich somit auch die geografische Verteilung der Produktion und damit die Netzstruktur ändern. Disruptive Technologien – wie beispielsweise Kostendegressionen im Bereich der Batteriespeicherung – können zusätzlich zu einem *Game Changer* werden, wenn hierdurch ein kombinierter Photovoltaik-Speicher-Zubau attraktiv

85 vgl. Wenzel, B. (2015). S. 5

86 vgl. Wenzel, B. (2015). S. 6

wird.⁸⁷ Zugleich werden neue Verbrauchsanwendungen auf der Nachfrageseite wie Wärmepumpen oder Elektromobilität eine zunehmende Rolle spielen und können zu Änderungen von Verbrauchsschwerpunkten führen.

Für die künftige Auslegung des Stromversorgungssystems sind folgende Entwicklungen von Bedeutung:

→ **Entwicklung der Erzeugungsstruktur:** Geografische Verteilung des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Speichern und Back-up-Kraftwerken sowie der Offshore-Windenergie. Für den EE-Zubau sind Standortgüte, aber auch lokale und rechtliche Faktoren entscheidend (zum Beispiel verfügbare Fläche, Abstandsregelungen). Die Ausgestaltung der EEG-Vergütung und die darin enthaltene Steuerungswirkung für die Wahl von Standorten (zum Beispiel bei Windenergie an Land: Referenzertragsmodell) enthält zusätzliche maßgebliche Anreize für die geografische Verteilung von neuen Anlagen, wie beispielsweise die Wahl eines Windstandortes im Binnenland mit geringerer Windhöflichkeit. Für Photovoltaikaufdachanlagen spielen Faktoren wie Dachneigung, Dachausrichtung und mögliche Verschattungseffekte eine wichtige Rolle.

→ **Entwicklung der Laststruktur:** Nicht nur der prognostizierte Gesamtstrombedarf, sondern auch die Regionalisierung des Verbrauchs in ländlichen, halbstädtischen und städtischen Gebieten ist ausschlaggebend. Faktoren, die diesen Trend beeinflussen, sind die Einwohnerdichte, die Wirtschaftsentwicklung in einzelnen Gebieten (zum Beispiel produzierendes Gewerbe) und weitere Strukturparameter, welche regional verschieden sein können und den lokalen Verbrauch beeinflussen.⁸⁸ Des Weiteren wirkt sich die geografische

Verteilung von neuen Verbrauchsanwendungen, insbesondere von Elektromobilität und Wärmepumpen, auf den zukünftigen regionalen Strombezug aus. Offen ist, ob dynamische Entwicklungen der Elektromobilität nach städtischen oder ländlichen Gebieten zu höherem oder geringerem Netzausbaubedarf führen. Elektromobilität kann sich zum Beispiel in Städten, wo entsprechende Anreize gesetzt werden, schnell zu einem neuen Trend entwickeln (Beispiel: Oslo⁸⁹).

→ **Grenzüberschreitender Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern:** Mit der Schaffung eines integrierten europäischen Energiemarktes nimmt der großräumige Austausch von elektrischer Energie über die Ländergrenzen hinweg zu. Dies schafft die Möglichkeit, Schwankungen bei der Einspeisung (zum Beispiel von Erneuerbare-Energien-Anlagen) überregional auszugleichen. Zugleich bedeutet dies, dass über Interkonnektoren zu bestimmten Zeiten mehr Strom importiert oder exportiert wird und es zu Stromtransiten kommt.

Die künftige Auslegung der Netzinfrastruktur dient der Abnahme und Verteilung des Stroms von den Erzeugungs- zu den Verbrauchsstandorten. Das heißt, der Netzausbau folgt in diesem Sinne der künftigen Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch. Ein anderer Ansatz der Systemoptimierung wäre es, neue Erzeugungskapazitäten genau dort zu errichten, wo es aus netztechnischer Sicht günstig wäre. Hierauf wird später in der netztopologischen Dimension weiter eingegangen.

4.1.1 Wie viel Zubau von erneuerbaren Energieträgern findet wo statt?

Der **Anteil an Erneuerbaren Energien („Wann wie viel?“)** ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) in Form eines Ausbaukorridors festge-

87 Agora Energiewende (2015)

88 Der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030, 1. Entwurf (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2016) gibt als Beispiele für regionale Strukturparameter die Erreichbarkeit von Ballungsgebieten, die Einwoh-

ner- und Pkw-Dichte, Erreichbarkeit von Autobahnen und Flughäfen, das Haushaltseinkommen, die Anzahl der Erwerbstätigen sowie der Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser und die Größe der Wohnflächen an (vgl. S. 77).

89 vgl. Schatzinger, S. (2015)

legt worden: Demnach sollen Erneuerbare Energien⁹⁰ 40 bis 45 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 beitragen, 55 bis 60 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent bis 2050. Auch das im Juli 2016 beschlossene Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017) hält an diesen Maßgaben fest. Um diese Ziele zu erreichen, sind **für die einzelnen Technologien Ausbaupfade** im Gesetz verankert worden.⁹¹ So ist im EEG 2017 für Windenergieanlagen an Land ein jährlicher Bruttozubau von 2,8 Gigawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und von 2,9 Gigawatt ab dem Jahr 2020 vorgesehen. Der Bruttozubau für Photovoltaikanlagen beträgt 2,5 Gi-

gawatt pro Jahr. Für Biomasseanlagen ist der Ausbaupfad gestaffelt mit 150 Megawatt brutto pro Jahr in den Jahren 2017 bis 2019 und 200 Megawatt brutto in den Jahren 2020 bis 2022. Bei Offshore-Windenergie soll eine Steigerung auf insgesamt 6,5 Gigawatt bis 2020 und auf 15 Gigawatt bis 2030 erbracht werden. Insgesamt stehen in Deutschland momentan 25.980 Onshore-Windenergieanlagen⁹² und rund 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen.⁹³ Hinzu kommen die Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee mit gegenwärtig 2.786 Megawatt Erzeugungskapazität.⁹⁴ Letztere speisen über einen Netzverknüpfungspunkt an Land in das deutsche Übertragungsnetz ein. Im Jahre 2015 haben Erneuerbare Energien 30 Prozent des Stroms in Deutschland produziert. 12 Prozent des Gesamtstroms wurden hierbei durch Windenergieanlagen an Land erzeugt, 1,3 Prozent durch Off-

90 §1 EEG 2014

91 Gegenwärtig nach dem EEG 2014 (§3 EEG 2014) lauten die Ausbaupfade noch wie folgt: für Onshore-Windenergie ein jährlicher Zubau von (netto) 2,5 Gigawatt, für Photovoltaikanlagen von 2,5 Gigawatt (brutto) und für Biomasseanlagen von 100 Megawatt pro Jahr. Bei Offshore-Windenergie soll eine Steigerung auf insgesamt 6,5 Gigawatt bis 2020 und auf 15 Gigawatt bis 2030 erbracht werden.

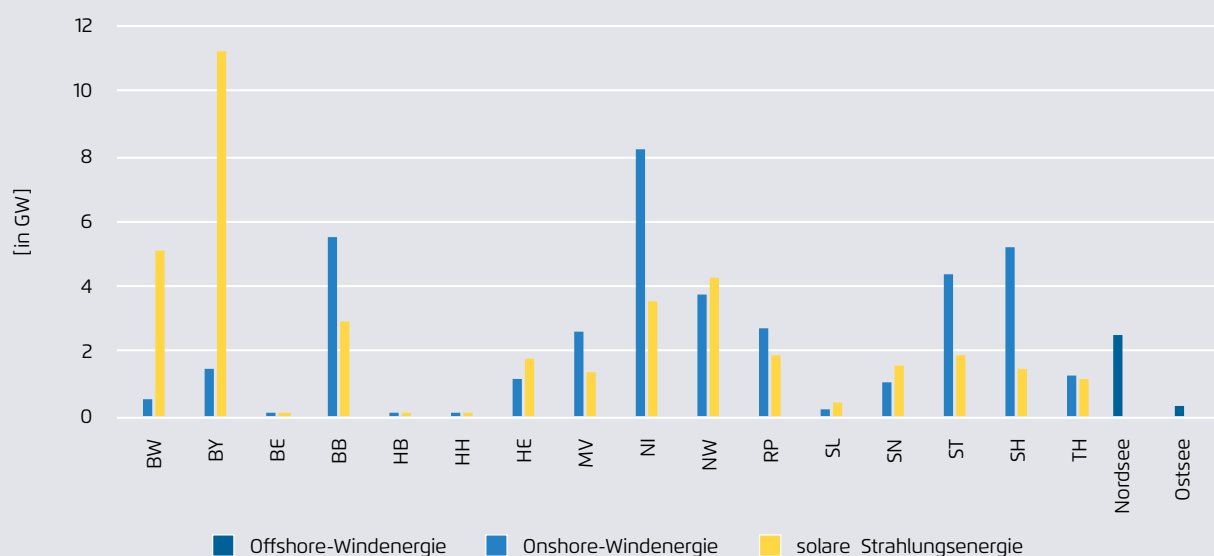
92 Deutsche Windguard (2015)

93 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2015)

94 BNetzA, Bundeskartellamt (2015), S. 45

Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energieträgern pro Bundesland in Gigawatt

Abbildung 6



BNetzA, Bundeskartellamt (2015), S. 45

shore-Windenergie und 5,9 Prozent durch Photovoltaik.⁹⁵

Zusätzlich zu der quantitativen Frage des „Wann wie viel?“ gibt es beim EE-Ausbau die qualitative **Frage der Regionalisierung beziehungsweise der geografischen Verteilung, also des „Wo?“**. Auch wenn es keine hundertprozentige Deckungsgleichheit von Standortoptimalität und installierter EE-Leistung gibt, so existiert doch eine starke Korrelation von der Standortgüte und dem Zubau dargebotsabhängiger Erzeugung. Über 40 Prozent der Erzeugungskapazität von solarer Strahlungsenergie ist in den beiden südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg installiert (Stand: August 2015)⁹⁶, wie in Abbildung 6 ersichtlich. Über zwei Drittel der Windenergieanlagen an Land stehen in den fünf nördlicher gelegenen Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein, wo das Winddargebot höher ist (Abbildung 6).⁹⁷ Mit fortschreitendem Zubau von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen kommt der Flächendichte der installierten Leistung und den noch verfügbaren Flächen – als knapper werdende Ressource – eine immer größere Bedeutung zu. Konkurrenzen um Standorte und Konflikte bei der Flächennutzung werden prägnanter. Des Weiteren spielen rechtliche und lokale Faktoren, auf die später noch eingegangen wird, eine wichtige Rolle.

4.2 Netztopologische Dimension

4.2.1 Das alte System steht auf dem Kopf: Viele kleine EE-Erzeuger, die direkt in das Verteilnetz einspeisen

Rund 98 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind an das Verteilnetz angeschlossen.⁹⁸ Dies ist eine Umkehrung der klassischen Top-down-Struktur, die

das früher vertikal integrierte Energieversorgungssystem geprägt hat. Traditionell wurde elektrische Energie von Großkraftwerkwerken in das Übertragungsnetz eingespeist und dann über die unterlagerten Spannungsebenen im Verteilnetz zu den Verbrauchern transportiert. Für dieses alte System mit seinen konventionellen Erzeugungsschwerpunkten ist das Stromnetz ausgelegt worden. Heute gelangt hingegen von regional breit verteilten EE-Anlagen produzierter Strom direkt in das Verteilnetz: Windenergieanlagen sind – je nach Leistungsgröße – meist an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen. Photovoltaikanlagen speisen zum Großteil⁹⁹ in die Niederspannungsebene ein. Auf der Erzeugungsseite steht jetzt verhältnismäßig wenigen Großkraftwerken eine Vielzahl von kleinen Erzeugungsanlagen in Form von knapp 26.000 Onshore-Windenergieanlagen und 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen gegenüber. Ein weiterer Unterscheidungsfaktor für die Regionalisierung von Erneuerbaren Energien in Bezug auf die Netzstruktur ist die horizontale und die vertikale Verteilung des EE-Zubaus. Die *horizontale Verteilung* erfasst den zu Beginn dieses Kapitels beschriebenen regionalen Zubau in den verschiedenen Bundesländern und damit die regionale und lokale Allokation von EE-Anlagen. Für die Netzplanung und den Netzbetrieb ist jedoch genauso die *vertikale Verteilung* von EE-Anlagen entscheidend, das heißt, wie der EE-Zubau über die einzelnen Spannungsebenen hinweg erfolgt (Abbildung 7). Aufgrund dieser Änderungen in der Erzeugungsstruktur mit Stromeinspeisungen direkt in das Verteilnetz, welche auch zu Rückspeisungen in die höheren Spannungsebenen des Übertragungsnetzes führen können, steht das System im übertragenen Sinne auf dem Kopf. Dafür war das Bestandsnetz ursprünglich so nicht ausgelegt. Daher ist eine Anpassung der Infrastruktur – sozusagen ein Netzbau – erforderlich, um die Netze für die Auf-

⁹⁵ Agora Energiewende (2016)

⁹⁶ BNetzA, Bundeskartellamt (2015), S. 45

⁹⁷ BNetzA, Bundeskartellamt (2015), S. 45

⁹⁸ E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), S. 15

⁹⁹ Dies gilt insbesondere für die Leistungsklassen der Solarmodule im Kilowattbereich, die zu den Aufdachanlagen, mittleren Dachanlagen und gebäudeintegrierten Anlagen gehören. Große Photovoltaikanlagen (zum Beispiel Freiflächenanlagen) sind hingegen typischerweise an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen.

nahme höherer Erneuerbaren-Energien-Anteile zu ertüchtigen, wenn es Richtung 80-Prozent-Marke geht. Zugleich können zukünftige Änderungen in der Verbrauchsstruktur zu einem weiteren wesentlichen Treiber der neuen Netztopologie werden.

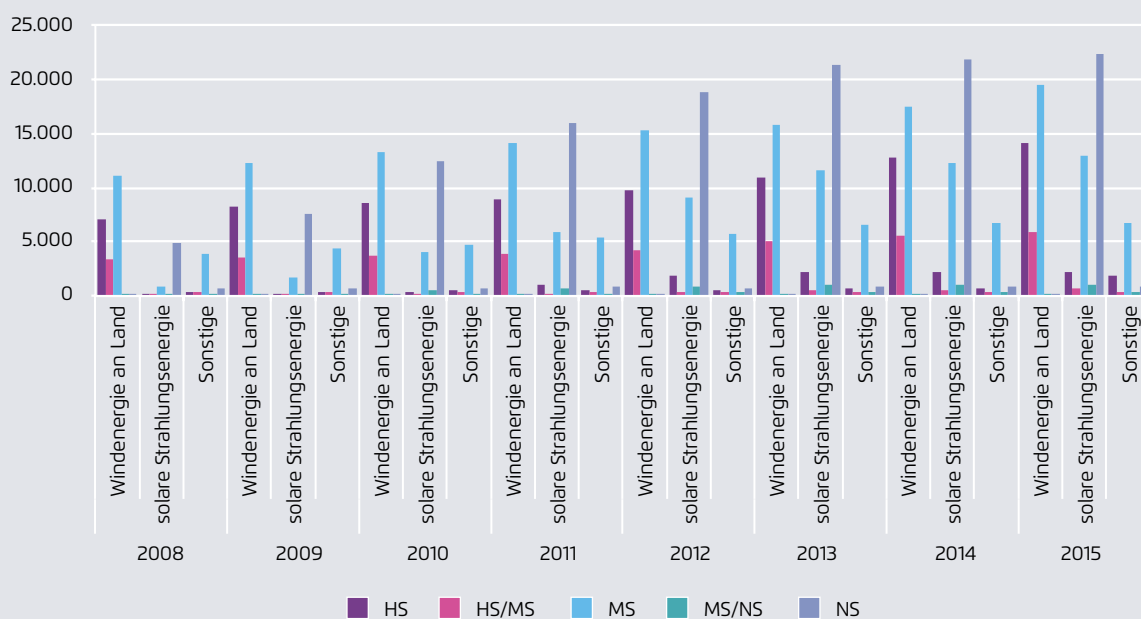
4.2.2 Heterogenität des Verteilnetzes: Es gibt nicht die eine neue Netztopologie, sondern eine Vielzahl von Netzregionen in Deutschland

Das Netz in Deutschland – insbesondere das Verteilnetz – lässt sich durch eine Vielzahl unterschiedlicher Netzgebietskassen charakterisieren. Die Regionalisierung des EE-Zubaus führt in Kombination mit der geografischen Verteilung der Lasten in städtischen, halbstädtischen und ländlichen Gebieten zu unterschiedlichen Netzstrukturen. Hinzu kommen der langfristige Ausstieg aus der konventionellen Erzeugung, also mit Stein- und Braunkohlekraftwerken, sowie der bereits beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Außerdem stellen die 6,5 Gigawatt Offshore-Windenergie, die bis 2020 in der Nord- und Ostsee installiert werden

sollen, eine neue Art von zentraler Energieerzeugung im Norden dar. Es gibt also Netzregionen mit hoher und geringer Leistungsdichte bei Erzeugung und Verbrauch – und Erzeugungsanlagen mit hoher oder geringer installierter Leistung, vom Großkraftwerk im Gigawatt-Bereich bis hin zur Photovoltaikanlage im Kilowatt-Bereich. Je mehr konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen und je mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen im Bereich Onshore-Windenergie und Photovoltaik zugebaut werden, desto kleinteiliger oder granularer wird die zukünftige Erzeugungsstruktur sein. Der Grad der Kleinteiligkeit der Erzeugungsstruktur fällt jedoch in Abhängigkeit vom Zuwachs der erneuerbaren Energieträger regional unterschiedlich aus – je nachdem, ob eine Region durch stärkeren Zubau von Photovoltaikanlagen oder durch Umsetzung von Onshore-Windenergieprojekten charakterisiert ist. Es gibt im Zusammenspiel von angeschlossener Leistung und Last nicht die eine neue Netzstruktur, sondern zahlreiche Varianten hiervon. Je nach der geografischen (regionalen) und zeitlichen Korrelation der Leistungsdichte von Erzeu-

Vertikale Verteilung des Erneuerbare-Energien-Zubaus: Die Entwicklung der installierten Leistung je Spannungsebene im Verteilnetz

Abbildung 7



Bundesnetzagentur

gung und Verbrauch lassen sich Netzgebiete klassifizieren und lässt sich der Netzausbaubedarf ermitteln. In der Verteilernetzstudie¹⁰⁰, die den zukünftigen Netzausbau im Verteilnetz quantifiziert, wurden beispielsweise für die unterschiedlichen Netzgebietenklassen auf Basis realer Strukturparameter über zwei Millionen Modellnetze simuliert.

4.2.3 Die Illusion der Kupferplatte: Physikalische Restriktionen im Netzbetrieb, Redispatch und Einspeisemanagement

Für den Preisbildungsmechanismus der Strommärkte wird eine Kupferplatte angenommen. Auf den *Energy-only*-Märkten agieren Stromerzeuger und Stromabnehmer, als ob keine Netzengpässe entstünden. Die zeitliche und regionale Komponente der Einspeisung in Bezug auf die tatsächliche physikalische Netzsituation wird durch diesen Mechanismus also nicht abgebildet. Deutschland bildet gemeinsam mit Österreich eine einheitliche Preiszone. Sogenannte *Locational Signals* – lokale oder regionale Signale mit einer Steuerungswirkung für Erzeugung und Verbrauch in Bezug auf die übergeordnete Netzsituation – werden durch den Marktpreis in der bundesweit einheitlichen Preiszone nicht übermittelt. Das heißt, die Lokalisierung neuer Erzeugung erfolgt nach anderen Einflussgrößen wie Standortgüte (Verfügbarkeit von Ressourcen, wie zum Beispiel Biogas, Windhöffigkeit, Globalstrahlung) und nach lokalen sowie rechtlichen Faktoren. Die Lokalisierung neuer Erzeugung geschieht nicht aber nach Kriterien einer effizienten Netzplanung und eines effizienten Netzbetriebs, die für die Auslegung des Systems ebenfalls volkswirtschaftlich relevant sind.

4.2.3.1 Konsequenzen der fiktiven Kupferplatte am Markt: Entstehung von Rückspeisungen und Netzengpässen

Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, gilt es, Grenzwertverletzungen (Spannung, Strom, Frequenz), die den sicheren Systembetrieb gefährden, vorzubeugen und zu vermeiden. Wenn die elektrische Ener-

gie im Verteilnetz lokal nicht abgenommen werden kann¹⁰¹, kommt es vermehrt zu **Rückspeisungen** aus den unterlagerten Spannungsebenen in das Hoch- und Höchstspannungsnetz. Im Verteilnetz gibt es dann sozusagen Gegenverkehr durch bidirektionale Lastflüsse. Dieser Trend nimmt im Laufe der Energiewende zwangsläufig weiter zu, da diese Rückspeisungen aus dem Verteilnetz auch dazu dienen, Städte mit emissionsfreiem Strom – beispielsweise aus Onshore-Windenergie- oder Photovoltaikanlagen – zu versorgen. Zudem gibt es immer mehr Kunden, die selbst Strom produzieren, diesen aber nicht unbedingt zur gleichen Zeit abnehmen beziehungsweise nutzen oder speichern. Ebenso kann eine lastschwache Region mit wenigen Verbrauchern überspeist sein, wenn die Produktion lokal oder regional die Nachfrage übersteigt. Obwohl die dezentralen Erzeugungsanlagen dann geografisch nahe an Siedlungen oder Endverbrauchern stehen, wird ein Teil der Produktion lokal nicht abgenommen, sondern muss zur Deckung entfernter Verbräuche in andere Regionen transportiert werden. Eine Voraussetzung hierfür ist, dass ausreichend Netzkapazität besteht, um die eingespeisten Energiemengen zu transportieren. Da das Netz in der Realität jedoch keine Kupferplatte ist, kann es zum Entstehen von Netzengpässen kommen. **Netzengpässe** können durch verschiedene Ursachen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite bei nicht ausreichender Netzkapazität entstehen. Hierbei ist sowohl die örtliche als auch die zeitliche Komponente ausschlaggebend. Ursachen für Netzengpässe sind unter anderem¹⁰²:

→ **Erzeugungsseite – insbesondere Netzengpässe im Übertragungsnetz:** Einspeisung durch (unflexible) konventionelle Kraftwerke bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung (dadurch gegebenenfalls Rück-

100 E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), S. III und S. 16ff.

101 Ein *Game Changer* wie ein Durchbruch der dezentralen Speichertechnologien könnte dies signifikant ändern, wenn sie nicht rein markt- sondern netzdienlich ausgelegt und betrieben werden.

102 Teilweise angelehnt an: Fritz, T. et al. (2015). S. 6-13

speisungen von EE-Anlagen aus dem Verteil- ins Übertragungsnetz).

- **Erzeugungsseite – insbesondere Netzengpässe im Verteilnetz:** Engpass durch a) Einspeisung aus EE-Anlagen und b) Speicher (beispielsweise bei marktbasierter Fahrweise des Speichers).
- **Verbrauchsseite:** Engpass durch a) Zubau oder Erhöhung von konventioneller Last oder b) durch den Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität, das heißt durch die flexible Fahrweise von industriellen Verbrauchern oder Haushaltskunden wie beispielsweise synchronisiertes Einsatzverhalten (daraus resultierend: hohe Gleichzeitigkeit), durch das Einspeisespitzen entstehen können. Ein Beispiel hierfür wäre das zeitgleiche Aufladen von vielen Elektroautos, wodurch eine Lastspitze entstehen kann.
- **Stromtransite** aus den europäischen Nachbarländern (Import/Export), durch die über die Interkonnektoren elektrische Energie in das Übertragungsnetz eingespeist wird.

4.2.3.2 Abgrenzung: Netzengpässe und Systembilanz

Von den regional beziehungsweise lokal auftretenden Netzengpässen im Übertragungs- und Verteilnetz ist die **Systembilanz** zu unterscheiden, die sich auf das Gesamtsystem bezieht. Stromerzeugung und -verbrauch müssen sich stets im Gleichgewicht befinden, damit die Systembilanz ausgeglichen ist. Um die Systemstabilität sicherzustellen, muss die Netzfrequenz in dem mit Wechselstrom gespeisten europäischen Verbundnetz – bis auf kleine regeltechnische Abweichungen – immer um die 50 Hertz¹⁰³ betragen. Eine Überspeisung bedeutet, dass ein Zuviel an Strom im Verhältnis zur Nachfrage eingespeist wird: Die Frequenz steigt. Eine Unterspeisung bedeutet hinge-

gen, dass insgesamt zu wenig Strom produziert wird, um mit dem Verbrauch im Gleichgewicht zu sein: Die Frequenz fällt. Um die Systembilanz ausgeglichen zu halten, prokurieren die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Arten von Regelleistung. Die vorgehaltene Regelleistung – beispielsweise durch einen flexiblen Anbieter wie eine Gasturbine – muss stets abrufbereit sein, damit sie bei Bedarf sofort aktiviert werden kann. Die bei Aktivierung eingespeiste Regelleistung sorgt dann für einen Ausgleich der Systembilanz. Wenn zu einem Zeitpunkt hingegen zu viel an Erzeugung im Verhältnis zum Verbrauch da ist (Überspeisung), müssen flexible Erzeuger heruntergeregt oder flexible Verbraucher als zusätzliche Lasten zugeschaltet werden. Eine unausgeglichene Systembilanz (zum Beispiel Überspeisung bei hohem Windaufkommen und gleichzeitiger konventioneller Stromproduktion) kann, muss aber nicht, gleichzeitig mit lokalen Netzengpässen (zum Beispiel in Norddeutschland) auftreten. Aus netztopologischer Sicht ist die Systembilanz also eine systemweite Größe, während die Netzengpässe regional oder lokal sind.

4.2.3.3 Notwendige Konsequenz: Maßnahmen der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen

Wenn das Risiko der Überlastung einer Leitung oder eines Betriebsmittels besteht, müssen die Netzbetreiber rechtzeitig eingreifen, um den sicheren und stabilen Systembetrieb zu gewährleisten. Für die Netzengpassbehebung stehen den Netzbetreibern verschiedene Instrumente zur Verfügung. Zunächst greifen netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen. Diese umfassen ein breites Spektrum: Netzsicherungen, Regelenergie, vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten (zum Beispiel große industrielle Verbraucher), präventives Engpassmanagement, *Redispatch* und *Countertrading*.¹⁰⁴ Beim *Countertrading* versuchen die Übertragungsnetzbetreiber, auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen, indem sie gegenläufige Handelsgeschäfte an-

¹⁰³ Dies ist der Nennwert der Netzfrequenz in Deutschland, das wiederum in das europäische Verbundnetz eingebunden ist. Die meisten Länder haben wie Europa eine Netzfrequenz von 50 Hertz. Es gibt jedoch auch einige Länder, wie beispielsweise die USA und Kanada, die einen Nennwert von 60 Hertz für die Frequenz ihres Stromnetzes verwenden.

¹⁰⁴ Diese Maßnahmen werden gemäß §13(1) EnWG angewandt.

kurzfristigen Märkten durchführen. Beim **Redispatch** passen die Übertragungsnetzbetreiber zur Netzengpassbeseitigung die Einspeisung von Kraftwerken an. Dies geschieht – vereinfacht dargestellt – mit „Kraftwerkspärchen“ auf den unterschiedlichen Seiten des Netzengpasses: Auf der einen Seite des Netzengpasses muss ein Kraftwerk seine Leistung reduzieren. Auf der anderen Seite des Engpasses muss ein anderes Kraftwerk dafür seine Leistung erhöhen. Somit wird der Netzengpass behoben oder idealerweise gar vermieden. Wichtig ist, dass sich hierbei lediglich die örtliche Verteilung der eingespeisten Energie auf beiden Seiten des Engpasses ändert. Die Summe der eingespeisten Erzeugung – und damit die Systembilanz – bleibt hingegen nahezu unverändert.¹⁰⁵ In der Praxis können natürlich auch mehrere Kraftwerke auf den jeweiligen Seiten des Netzengpasses

zum Einsatz kommen. *Redispatch* wird mit Erzeugungsanlagen ab 10 Megawatt installierter Leistung durchgeführt. Die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung kann eine Reduktion bis auf 0 Megawatt, also die komplette Abregelung der Erzeugungsanlage, umfassen. Wenn Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen oder Speichern einen *Redispatch*-Vertrag abschließen, gehört hierzu auch eine angemessene Vergütung, die nach festgelegten Kriterien erfolgt. Wie Abbildung 8 zeigt, hat der Einsatz von *Redispatch*-Maßnahmen auf Übertragungsnetzebene in den letzten fünf Jahren deutlich zugenommen. Zwischen 2010 und 2015 hat sich die Eingriffshäufigkeit von 1.588 Stunden auf 15.811 Stunden nahezu verzehnfacht.¹⁰⁶ Entsprechend lässt sich auch ein starker Anstieg des *Redispatch*-Volumens verzeichnen: Im ersten Halbjahr 2015 wurde mit einem *Redispatch*-Volumen von 5.253 Gigawattstunden bereits die Gesamtmenge des

105 Zudem gibt es spannungsbedingten *Redispatch* und grenzüberschreitende *Redispatch*-Maßnahmen mit den Nachbarländern, auf die in diesem Kapitel nicht weiter eingegangen wird.

106 BNetzA (2016a)

Entwicklung der *Redispatch*-Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz – Eingriffshäufigkeit in Stunden

Abbildung 8



BNetzA (2016a)

Vorjahres überschritten, mit resultierenden Kosten von 253 Millionen Euro.¹⁰⁷ Im dritten Quartal 2015 wurden *Redispatch*-Maßnahmen im Umfang von 3.336 Gigawattstunden¹⁰⁸ durchgeführt, im vierten Quartal allein war ein Anstieg auf 7.411 Gigawattstunden¹⁰⁹ zu verzeichnen. Insgesamt wurden im Jahr 2015 durch *Redispatch*-Maßnahmen 16.000 Gigawattstunden an Einspeisung von Kraftwerken durch die Übertragungsnetzbetreiber gedrosselt oder erhöht.¹¹⁰ Dies führte zu geschätzten Kosten für das Gesamtjahr 2015 von 402,5 Millionen Euro.¹¹¹ Zum Vergleich: Im gesamten Jahr 2014 betrugen die Kosten für *Redispatch*-Maßnahmen 187 Millionen Euro.¹¹² Für 2016 ist aufgrund der Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ für den überregionalen Stromtransport von den östlichen zu den südwestlichen Bundesländern eine Entspannung zu erwarten. Mit zunehmendem Ausbau von Windenergieanlagen in Norddeutschland könnte – je nach Lokalisierung des Zubaus – in den kommenden Jahren das Volumen aber wieder zunehmen.

Nur wenn es mit den Eingriffen bei konventionellen Kraftwerken nicht gelingt, die Netzengpässe und Gefährdungen zu beseitigen, darf **Einspeisemanagement** (EinsMan) angewandt werden. Dies bedeutet, dass EE- und KWK-Anlagen abgeregelt werden. Grundsätzlich gilt der Einspeisevorrang für EE- und KWK-Anlagen. Die Netzbetreiber müssen vor dem Ergreifen einer EinsMan-Maßnahme sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wurde. In diesem Sinne stellt das Einspeisemanagement eine Ultima Ratio für den Notfall dar, auch wenn die Anwendung in der Praxis in bestimmten Re-

gionen – insbesondere in Norddeutschland – stark zugenommen hat und nicht mehr ungewöhnlich ist. Netzbetreiber ergreifen **Einspeisemanagementmaßnahmen** dann, wenn im Netz oder im vorgelagerten Netz ein Netzengpass entstehen würde (§14 EEG). Einspeisemanagement kann durch den Verteilnetzbetreiber erfolgen, aber auch auf Anordnung des Übertragungsnetzbetreibers geschehen¹¹³, um einen Netzengpass auf einer höheren Spannungsebene zu beseitigen, wenn alle anderen Möglichkeiten bereits erschöpft sind. Die EE-Anlagenbetreiber werden für die entgangenen Einnahmen entschädigt. Netztopologisch stellt sich bei der Abregelung die Frage, ob sich eine Erzeugungsanlage zu dem Zeitpunkt *vor* oder *hinter* dem Netzengpass befindet.

Einspeisemanagementmaßnahmen sind bisher lokal im Norden konzentriert. So entfielen im ersten Jahr 2015 fast 70 Prozent der Ausfallarbeit durch Abregelung in Verteilnetzen auf Schleswig-Holstein (Tabelle 1). Durch Einspeisemanagement wurden im Jahr 2015 insgesamt rund 4.722 Gigawattstunden abgeregelt (Tabelle 1 und Tabelle 2), davon 4.379 Gigawattstunden in Verteilnetzen und 343 Gigawattstunden bei Anlagen, die direkt in die Übertragungsnetze einspeisen. Hierbei ist zu erwähnen, dass Erzeugungsanlagen wie Windenergieanlagen in der Regel am Verteilnetz angeschlossen sind, aber insbesondere auch aufgrund von Anforderungen – also Netzengpässen – im Übertragungsnetz abgeregelt werden können. Mit anderen Worten: Die Netzebene, auf der die Maßnahmen verursacht werden, und die Netzebene, die die Entschädigungsansprüche tragen muss, stimmen nicht notwendigerweise überein. Nach Regelzonen betrachtet entfielen im Jahr 2015 rund 73 Prozent der EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT, gefolgt von 50Hertz mit rund 26 Prozent der Maßnahmen.¹¹⁴ Insgesamt ist dennoch zu erwähnen, dass 2015 die abgeregelte Energiemenge durch EinsMan-Einsätze deutlich geringer ausfiel als das Volumen von *Redispatch*-Maßnahmen, das 2015

107 BNetzA (2015) und BNetzA, Bundeskartellamt (2015)

108 BNetzA (2016b)

109 BNetzA (2016d)

110 BNetzA (2016d)

111 BNetzA (2016d)

112 BNetzA (2015) und BNetzA, Bundeskartellamt (2015)

113 Dies geschieht nach §13(2) EnWG i. V. m. §14 EEG.

114 BNetzA (2016d), S. 22

Regionale Verteilung der Abregelung durch Einspeisemanagementmaßnahmen
in Verteilnetzen im Jahr 2015

Tabelle 1

Bundesland	Ausfallarbeit [GWh]	Anteil Ausfallarbeit [%]	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche [Euro]
Schleswig-Holstein	3.055,11	69,8	309.544.279
Niedersachsen	428,94	9,8	46.080.990
Brandenburg	374,47	8,6	39.181.407
Mecklenburg-Vorpommern	260,27	5,9	24.374.443
Sachsen-Anhalt	130,38	3,0	11.603.892
Thüringen	72,74	1,7	6.847.607
Nordrhein-Westfalen	26,16	0,6	1.867.768
Rheinland-Pfalz	13,79	0,3	612.119
Sachsen	11,38	0,3	1.090.341
Hessen	2,49	0,1	223.974
Baden-Württemberg	1,68	0,0	163.756
Bayern	1,65	0,0	333.345
Hamburg, Berlin, Bremen, Saarland	0	0	0
Gesamt	4.379,06	100,0%	441.923.920

BNetzA (2016d)

Regionale Verteilung der Abregelung durch Einspeisemanagementmaßnahmen im
Übertragungsnetz im Jahr 2015

Tabelle 2

Bundesland	Ausfallarbeit [GWh]	Anteil Ausfallarbeit [%]	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche [Euro]
Brandenburg	314,86	91,7	32.150.060
Schleswig-Holstein	23,63	6,9	3.398.000
Mecklenburg-Vorpommern	4,47	1,3	523.769
Hamburg	0,27	0,1	27.163
andere Bundesländer	0	0	0
Gesamt	343,23	100,0	36.098.991

BNetzA (2016d)

16.000 Gigawattstunden betrug. Der Großteil der Ausfallarbeit bei EinsMan-Abregelungen fiel bei dem Energieträger Windenergie an (87 Prozent), gefolgt von Biogas.¹¹⁵ Damit verdrängt Biogas die Photovoltaik, die im Vorjahr den Energieträger darstellte, der am zweithäufigsten abgeregelt wurde.

Bei Netzengpässen ist es zudem wichtig, zwischen *vorübergehenden* und *dauerhaften* Netzengpässen zu unterscheiden. Des Weiteren lässt sich beobachten, dass in den letzten Jahren eine Verschiebung von Netzengpässen im Verteilnetz zu Engpässen im Übertragungsnetz als Ursache der EinsMan-Maßnahmen stattgefunden hat. So fand Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein in den Jahren 2009 und 2010 fast ausschließlich aufgrund von drohenden Netzengpässen im regionalen 110-Kilovolt-Verteilnetz statt.¹¹⁶ Ab 2011 kamen drohende Netzengpässe in Umspannwerken zwischen der 110-Kilovolt- und der Mittelspannungsebene sowie im 220-/380-Kilovolt-Übertragungsnetz als neuer Treiber hinzu. Heute und künftig spielen insbesondere Engpässe im Übertragungsnetz die ausschlaggebende Rolle. So erfolgten in Schleswig-Holstein 2014 über 90 Prozent aller Abregelungen aufgrund von Anforderungen im Höchstspannungsnetz. Ein Teil der Engpassproblematik mag allerdings vorübergehender Art sein. So ist zu erwarten, dass mit Inbetriebnahme der Westküstenleitung die regionalen Netzengpässe in Schleswig-Holstein wieder deutlich sinken.¹¹⁷ Die Netztopologie ist mit der Umsetzung des Netzausbaus und der Ansiedlung neuer Erzeugung dynamisch und nicht statisch – und damit auch die Lokalisation künftiger Netzengpässe.

4.2.4 Verschiedene Konzepte für Regionalisierung und Auslegung des Netzausbaus

Da die Illusion der Kupferplatte der physikalischen Netzsituation nicht standhält, stellt sich die Frage, nach welchem Konzept das zukünftige Stromversor-

gungssystem dimensioniert werden soll. Die Verzahnung von Netzplanung und Netzbetrieb spielt hierbei eine integrale Rolle.

4.2.4.1 Neue Ansätze in der Netzplanung: Abschied von der Kupferplatte

Der Abschied von der Kupferplatte bei der Auslegung des Netzes findet neuerdings bereits statt. Dies bedeutet einen Paradigmenwechsel in der Netzplanung. Traditionell wurde der Netzausbaubedarf quantitativ so ermittelt, dass das Netz die sogenannte letzte Kilowattstunde aus Erneuerbarer-Energien-Einspeisung aufnehmen und an die Verbraucher liefern kann. Das heißt, dass das Netz für Situationen mit Einspeisespitzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die in nur wenigen Stunden des Jahres auftreten, ausgelegt werden musste. Mit zunehmenden EE-Anteilen kann jedoch eine begrenzte Abregelung von EE-Anlagen im unteren einstelligen Prozentbereich der Jahresarbeit bereits zu einem hohen gesamtwirtschaftlichen Kosteneinsparpotenzial beim Netzausbau führen. Dieses Einspeisemanagement von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Form einer Spitzenkappung kann somit die Netzauslegung für das Auftreten seltener Einspeisespitzen vermeiden. Das im Zuge des Strommarktgesetzes novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 2016¹¹⁸ sieht eine entsprechende Änderung des Ordnungsrahmens zum Netzausbau in den entsprechenden Paragraphen des Energiewirtschaftsgesetzes vor: Nach dem geänderten §11 (2) EnWG können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung für un-mittelbar an ihr Netz angeschlossene Onshore-Windenergie- oder Photovoltaikanlagen um bis zu drei Prozent reduziert werden darf. Laut dem geänderten §12b EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Regelung der Spitzenkappung in der Netzplanung anwenden. Vergleichbare Regelungen für neue Verbraucher mit hoher Zeitgleichheit (zum Beispiel bei Elektromobilität) werden bisher nicht diskutiert.

¹¹⁵ BNetzA (2016d), S. 18

¹¹⁶ MELUR (2015)

¹¹⁷ MELUR (2015)

¹¹⁸ Strommarktgesetz (2016)

Weiteres Einsparpotenzial beim Netzausbau kann aus der Nutzung intelligenter Netztechnologien sowie aus der Anwendung von innovativen Planungs- und Betriebsstrategien gehoben werden. Diese können Großteils im Verteilnetz zum Einsatz kommen und zu Ausregelungen auf lokaler Ebene beitragen. Neben der Spitzenkappung sind dies beispielsweise Lastmanagement in der Netzplanung, intelligente Netztechnologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Spannungslängsregler sowie Blindleistungsmanagement (cos-phi-Vorgaben). Das Einsparpotenzial – und somit die Eignung – der jeweiligen Anwendungen fällt je nach Netzregion unterschiedlich aus. Es gibt also keine technische „*One size fits all*“-Lösung, sondern vielmehr regional unterschiedliche Kombinationen von Ansätzen. Auf den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wird detaillierter im Kapitel über *Smart Markets* eingegangen.

4.2.4.2 Der herkömmliche Ansatz: Netz folgt Erzeugung und Verbrauch

Konzeptuell betrachtet folgt die Planung des Netzes gegenwärtig der Regionalisierung des künftigen Bedarfs, welcher sich wiederum aus Erzeugung und Verbrauch zusammensetzt. Das Netz wird – vereinfacht ausgedrückt – hinterhergebaut. Der Netzentwicklungsplan (NEP), der alle zwei Jahre von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern erstellt wird, ermittelt den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz für die nächsten 10 bis 15 beziehungsweise 15 bis 20 Jahre¹¹⁹. Die netzknotenscharfe Regionalisierung der Erzeugung und des Verbrauchs ist ausschlaggebend für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Die geografisch dezentrale, an das Verteilnetz angeschlossene Erzeugung hat auf diese Weise direkte Auswirkung auf die zentrale Netzplanung. Zugleich stellt der im Norden konzentrierte – also nicht gleichmäßig überregional verteilte – Ausbau der Onshore- und Offshore-Windenergie einen maßgeblichen Treiber des ermittelten Netzausbaus dar. So hat beispielsweise in den Modellierungsergebnissen des NEP

2025 in allen Szenarien der Ausbau der Windenergie an Land und auf See „einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet“¹²⁰. Die drei vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore (HGÜ-Korridore) dienen vor allem dem Stromtransport über lange Distanzen vom Norden in den Süden. Dies bedeutet, dass das Übertragungsnetz für einen überregionalen Ausgleich sorgt, was gewissermaßen als Paradigma dieses Ansatzes zugrunde liegt. Zugleich stellen aber auch die Standorte konventioneller Kraftwerke und Stromtransite zu den europäischen Nachbarländern maßgebliche Treiber für den Netzausbau dar. Im Zuge der Gesetzesnovellen im Juli 2016 wurden neue Instrumente für eine bessere Abstimmung von Netz- und Erneuerbare-Energien-Ausbauplanung eingeführt. Diese umfassen den bereits erwähnten Drei-Prozent-Ansatz der Spitzenkappung, aber auch die Steuerung des EE-Zubaus in sogenannten Netzausbaubereichen, wo vermehrt Netzengpässe auftreten. Hierauf wird im nächsten Abschnitt näher eingegangen. Der NEP 2025 folgt noch dem alten Paradigma der Netzausbauplanung und wird daher nicht weiter fortgeführt. Dafür trägt der *Szenariorahmen 2030* für den neuen Netzentwicklungsplan den neuen Entwicklungen Rechnung.

4.2.4.3 Alternative: Abgestimmte Optimierung von EE-Ausbau, Netzausbau und Stromsystem

Ein alternativer Ansatz der Netzplanung ist eine Optimierung in Bezug auf die Kosten des gesamten Stromsystems, welche sich wiederum zusammensetzen aus den Kosten der Erneuerbaren Energien, den Kosten der Stromnetze und den Effekten auf das restliche Stromsystem. Die Vorteile der verbrauchsnahe Erzeugung (insbesondere vermiedene Kosten für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen) können die höheren Kosten eines verteilten EE-Zu-

119 Dieser neue Zeithorizont gilt ab dem *Szenariorahmen 2030*.

120 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2015), S. 95

baus fast aufwiegen.¹²¹ Die Allokation von Windenergieanlagen im Binnenland, wo die Windhöffigkeit zwar geringer ist, ein EE-Ausbau netzseitig aber vorteilhaft sein kann, bedarf jedoch einer entsprechenden Anreizstruktur. Solch ein Planungsansatz würde bedeuten, dass der Netzausbau und die Verteilung von neuer Erzeugung und Verbrauch aus einer systemischen Sicht gemeinsam optimiert werden. Auf verschiedene Ansätze, *Locational Signals* umzusetzen – also lokale Signale, die eine Steuerungswirkung bezogen auf die Netzinfrastruktur beziehungsweise das Gesamtsystem entfalten –, wird in dem Abschnitt zu Handlungsoptionen und energiepolitischen Handlungsspielräumen näher eingegangen. An dieser Stelle ist aber zu erwähnen, dass im novellierten EEG 2017¹²² ein neues Steuerungsinstrument eingeführt wird: Es erfolgt eine Begrenzung des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen, wo regional eine besonders starke Überlastung der Übertragungsnetze vorliegt. Hierfür legt die Bundesregierung per Verordnung bis März 2017 ein sogenanntes Netzausbaubereich fest. Dieses muss räumlich zusammenhängen, darf maximal 20 Prozent der Bundesfläche erfassen und muss netzgebiets- oder landkreisscharf definiert werden. Für dieses Gebiet wird eine jährliche Obergrenze für den weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land festgelegt. Diese Obergrenze ist die maximale Menge an zu installierender Leistung, die insgesamt für Onshore-Windenergieanlagen im Netzausbaubereich innerhalb der Ausschreibung bezuschlagt werden darf. Die Gebotsmenge, die sich maximal für das Netzausbaubereich in dem Kalenderjahr ergibt, wird dann gleichmäßig auf alle Ausschreibungen, die in dem Jahr durchgeführt werden, verteilt. In dem Netzausbaubereich muss feststehen, dass ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen an Land zu einer besonders starken Belastung der Übertragungsnetze führen oder die bereits bestehende Belastung weiter verschärfen würde.

121 Consentec GmbH und Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende (2013)

122 §36c EEG 2017

4.3 Ökonomische Dimension der Regionalisierung

4.3.1 Standortwahl in Abhängigkeit von Ertrag und Vergütung

Windenergie und Photovoltaik sind dargebotsabhängige Erzeugungsarten.¹²³ Das bedeutet, dass Sonneneinstrahlungswerte bei Photovoltaikanlagen (Globalstrahlung) und lokale Windverhältnisse bei Windenergieanlagen (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) für den Erzeugungsstandort ausschlaggebend sind. Dieses Kriterium der Regionalisierung von EE-Anlagen ist die bereits adressierte Standortgüte. Die Struktur und Ausgestaltung der EEG-Vergütung setzt bei der Standortwahl zusätzlich maßgebliche Anreize. So vermag das Referenzertragsmodell im Rahmen der Vergütung von Onshore-Windenergieanlagen Standorte mit geringerer Windhöffigkeit im Binnenland zu incentivieren. Gegenwärtig (im EEG 2014) gibt es ein zweistufiges Referenzertragsmodell, bei dem sich die höhere Anfangsvergütung je nach Standortgüte entsprechend verlängert. Dies führt zu zusätzlichen Anreizen für Windenergiezubau auch an Orten mit geringerer Windhöffigkeit, wie beispielsweise im Binnenland. Im Rahmen des EEG 2017 ist der Übergang zu einem einstufigen Referenzertragsmodell vorgesehen, zu dem werden Ausschreibungen als neues Instrumentarium für Onshore-Windenergieanlagen eingeführt. Bei Photovoltaikanlagen sind Dachneigung und -ausrichtung sowie potenzielle Verschattungseffekte zu berücksichtigen.¹²⁴ Ein Teil der Photovoltaikanla-

123 Der Fokus der Regionalisierung neuer Erzeugung liegt hier bei Windenergie und Photovoltaik, da diese die Hauptträger der Energiewende sind. Natürlich stellt sich die Frage einer fehlenden positiven Anreizwirkung in Bezug auf eine Optimierung des Gesamtsystems ebenso für alle anderen Netznutzer, das heißt andere Erzeuger (auch konventionell) und Verbraucher.

124 Dies gilt insbesondere für Aufdachanlagen. Bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist außerdem die Frage der Flächenkulisse relevant – Konversionsflächen, Seitenrandstreifen (110 Meter entlang Autobahnen und Schienenwegen), versiegelte Flächen, Begrenzung auf höchstens

gen ist ebenfalls von der Einführung der Ausschreibung umfasst; für Photovoltaik-Freiflächenanlagen haben Ausschreibungen bereits als erste Technologie unter dem EEG 2014 stattgefunden. Des Weiteren gibt es diverse lokale und rechtliche Faktoren am jeweiligen Standort, die einen EE-Zubau begünstigen oder hemmen beziehungsweise gar verhindern können. Auf diese Faktoren wird im Abschnitt der gemeinschaftsbezogenen beziehungsweise sozialen Dimension der Regionalisierung weiter eingegangen. An dieser Stelle soll aber der Vollständigkeit halber erwähnt sein, dass die lokalen und rechtlichen Faktoren zu einer Verzögerung von Projekten und zu einem erhöhten Realisierungsrisiko führen können, was sich entsprechend auch ökonomisch auf die Finanzierung der Projekte (Risikozuschläge) auswirkt.

Die **Einführung von Ausschreibungen** für On-shore-Windenergie, Offshore-Windenergie und große Photovoltaikanlagen mit einer Leistung über 750 Kilowatt ab 2017 wird künftig rund 80 Prozent der jährlich durch EE-Zubau erzeugten Strommenge umfassen.¹²⁵ Das Ausschreibungsdesign kann sich – je nach Ausgestaltung (zum Beispiel zugelassene Flächen bei Photovoltaik und Übergang zu einstufigem Referenzertrag bei Windenergie) – auch auf die Regionalisierung von EE-Anlagen auswirken. Hinzu kommt abhängig vom Standort die Unsicherheit der Zuschlagserteilung.

4.3.2 Resultierende Kosten für den Netzausbau bei Standortwahl in Abhängigkeit von Ertrag und Vergütung

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird für die einzelnen Szenarien auch eine Ermittlung der Netzausbaukosten im Übertragungsnetz durchgeführt. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, den Netzausbau auf die künftige Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch abgestimmt zu ermit-

teln. Je nach Szenario beläuft sich das geschätzte Investitionsvolumen für die notwendigen Maßnahmen bis zum Jahr 2025 zwischen 22 und 25 Milliarden Euro (inklusive Startnetz, reine Ausführung als Freileitung).¹²⁶ Eine Ausführung der HGÜ-Korridore zu 100 Prozent als Erdkabel, wie es aus Akzeptanzgründen prioritär vorgesehen ist, würde das Investitionsvolumen in den Szenarien auf ermittelte 31 bis 36 Milliarden Euro erhöhen.¹²⁷ Den hierdurch entstehenden Mehrkosten stehen erhöhte Akzeptanz und vermiedene Opportunitätskosten einer verzögerten Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen gegenüber. Die neu eingeführten Instrumente zur besseren Verzahnung von EE- und Netzausbauplanung können zu einer Verringerung der Netzausbaukosten beitragen.

Für das **Verteilnetz** hat die Verteilernetzstudie im Auftrag des BMWi¹²⁸ den Netzausbaubedarf in deutschen Verteilnetzen ermittelt. Für den Zeithorizont 2032 beläuft sich das ermittelte Investitionsvolumen auf 23 bis 49 Milliarden Euro, wovon 80 Prozent in Mittel- und Hochspannungsebene anfallen (allerdings regional unterschiedlich). Jedoch wurden bei der Anwendung einzelner Flexibilitätsoptionen signifikante Einsparpotenziale beim Netzausbau quantifiziert. Die Anwendung von Spitzenkappung führt der Studie zufolge zu einer signifikanten Reduktion des Netzausbaubedarfs.¹²⁹ Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztrafos (RONT) könnte die jährlichen Zusatzkosten um zehn Prozent reduzieren und zu einem verminderten Netzausbau insbesondere in der Niederspannungsebene führen. Dies bedeutet, dass es einen *Trade-off* zwischen konventionellem Netzausbau

zehn Ackerflächen pro Jahr in benachteiligten Gebieten im Rahmen des Ausschreibungsdesigns etc.

125 BMWi (2016)

126 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2015), S. 96ff.

– Es ist zu beachten, dass das NOVA-Prinzip angewandt wird: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Das Investitionsvolumen schließt somit auch Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen mit ein.

127 ebd.

128 E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014)

129 1 Prozent Erzeugungsmanagement führt demnach zu einer Reduktion des Netzausbaus um 30 Prozent, 3 Prozent zu einer Reduktion um 40 Prozent.

auf der einen Seite und Einsparpotenzialen durch den Einsatz teils lokaler Flexibilitätsoptionen und intelligenter Netztechnologien auf der anderen Seite gibt.

4.4 Gemeinschaftsbezogene oder soziale Dimension

4.4.1 Rechtliche und lokale Faktoren der Standortwahl und Auswirkung auf die Regionalisierung

Zusätzlich zu der Standortgüte sind rechtliche und lokale Faktoren bei der Standortwahl und somit für die Regionalisierung von EE-Anlagen maßgeblich. Die gemeinschaftsbezogene Dimension ist hierbei die Abwägung verschiedener sozialer, naturschutzrechtlicher und anderweitiger Belange, die eine Beeinträchtigung des EE-Anlagen-Zubaus bewirken können. Bei Windenergieanlagen spielen die Ausweisung von Vorrang- und Eignungsflächen sowie Teilflächennutzungspläne (Gemeinden) eine große Rolle. Hinzu kommen Höhen- und Abstandsregelungen, beispielsweise zu Einzelhäusern/Siedlungen, Waldflächen, Naturschutzgebieten, Autobahnen/Bundesstraßen. Diese sind teilweise auch Landesrecht. Ein Beispiel ist die seit dem 17. November 2014 gültige 10-H-Regelung innerhalb der Bayerischen Landesbauordnung, welche besagt, dass Windkraftanlagen „einen Mindestabstand vom 10-Fachen ihrer Höhe zu Wohngebäuden in Gebieten mit Bebauungsplänen, innerhalb im Zusammenhang bebauter Ortsteile und im Geltungsbereich von Satzungen nach §35 Abs. 6 BauGB einhalten“¹³⁰ müssen. Dies hat den Zubau der Windenergie regional stark erschwert. Zusätzlich zu baurechtlichen Regelungen sind naturschutzrechtliche Regelungen, Schall- und Schattenimmissionen und andere Faktoren wie Flugverkehr oder auch die Wahl eines günstig gelegenen Netzverknüpfungspunktes zu beachten.

Zunehmend an Bedeutung gewinnt der Faktor Akzeptanz: Lokaloppositionen können die Umsetzung von Projekten erheblich verzögern. Aufgrund

der zunehmenden Knappheit von Flächen werden Potenziale des Repowering von Altanlagen weiter ausgeschöpft. Bei Solaranlagen ist ein Großteil Dachanlagen. Die Akzeptanzfrage stellt sich vorwiegend bei Freiflächenanlagen, wo sich – ähnlich wie bei der Windenergie – die Frage der Einwirkung auf das Landschaftsbild stellt. Statt „Verspargelung“ ist hier dann von „Verspiegelung“ der Landschaft die Rede. Zudem stellt sich die Frage der Flächennutzungskonkurrenz, wenn teils hochwertige Böden für die Installation von Freiflächenanlagen genutzt werden. Während die Energiewende mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, wie im Kapitel zur Akteursvielfalt detailliert beschrieben, die Möglichkeit zur Partizipation und gesellschaftlichen Teilhabe eröffnet, rückt mit zunehmend lokaler Regionalisierung sowohl die Landes- als auch die Gemeindeebene in den Vordergrund. Dem möglichen Engagement vor Ort steht damit automatisch die Frage der lokalen Akzeptanz von Projekten gegenüber.

4.4.2 Gemeinschaftsbezogene Aufgaben: Allokation der Kosten für Erneuerbare Energien und für den Netzausbau

Die Förderung für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird über die EEG-Umlage als Gemeinschaftsaufgabe bundesweit grundsätzlich von allen Verbrauchern in gleicher Weise finanziert, das heißt, sie ist bundeseinheitlich von allen Letztverbrauchern pro Kilowattstunde zu entrichten. Eine Ausnahme bilden die Eigenversorger, die die EEG-Umlage nur anteilig mittragen müssen (§61 EEG 2014).¹³¹ Im Jahr 2016 beträgt die EEG-Umlage 6,354 Cent je Kilowattstunde. Sie wird als Bestandteil der Stromrechnung des Letztverbrauchers transparent ausgewiesen. Für die Finanzierung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus über den Endverbraucher spielt die Regionalisierung der EE-Anlagen somit keine Rolle: Ungeachtet dessen, ob

¹³⁰ Bayerische Bauordnung, Art. 82 (1)

¹³¹ Auf Ausnahmetatbestände für energieintensive Betriebe beziehungsweise Industrie wird hier nicht weiter eingegangen, da dies über den Umfang dieses Kapitels zur Regionalisierung hinausgeht. Ungeachtet dessen gibt es hier natürlich eine weitere Verteilungsfrage der Kostenallokation unter den Stromverbrauchern.

sich der Endverbraucher in einem Gebiet mit viel oder wenig EE-Zubau befindet, ist die Höhe der EEG-Umlage gleich. Auf diese Weise kann der Erneuerbare-Energien-Ausbau als eine gemeinschaftsbezogene Aufgabe im Rahmen der Energiewende interpretiert werden, an deren Finanzierung überregional die Endkunden gleichermaßen beteiligt sind. Dies betrifft allerdings nur die Förderung des EE-Anlagen-Zubaus.

Eine weitere gemeinschaftsbezogene Frage ist die Allokation der Netzentgelte. Im Gegensatz zur EEG-Umlage variieren die Netzentgelte geografisch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Endkunden eines lokalen Verteilnetzes die regulierten Erlöse des jeweiligen Netzeigentums – inklusive eines Anteils des vorgelagerten Netzes – aufbringen müssen.¹³² Durch die zuvor beschriebene Heterogenität des Verteilnetzes bedingt dies regional unterschiedlich hohe Netzentgelte. Die Verbrauchsstruktur (Land/Stadt), die Größe des Netzeigentums (Stromkreislänge), aber vor allem der Bedarf an zusätzlichen Leitungen durch starken EE-Zubau in bestimmten Regionen sind für die Höhe der Netzentgelte ausschlaggebend. In den geografisch östlich gelegenen Bundesländern lagen 2014 – mit der Ausnahme Berlins – die Netzentgelte zum Großteil mit 7 bis > 8,5 Cent je Kilowattstunde am höchsten verglichen mit den alten Bundesländern. Die geringere Bevölkerungsdichte in den neuen Bundesländern und die Modernisierung der Netzinfrastruktur sind hierbei wichtige Faktoren, aber ebenso der Ausbau von Windenergieanlagen. So zeigt sich in Prognosen, dass mit der bestehenden Netzentgeltsystematik die jährlichen Kosten vor allem in windreichen ländlichen Regionen in Ost- und Norddeutschland auch zukünftig von hohen Steigerungsraten betroffen sein werden.¹³³ Auf diese Weise wirkt die Regionalisierung des EE-Zubaus mittelbar auf den Bau neuer Stromtrassen im Übertragungsnetz und auf die Ertüchtigung der Verteilnetze, das heißt, eine zentrale Tragung der

Netzkostenlasten ist heute schon nur bedingt richtig und wird über die Zeit noch weiter zunehmen.

4.4.3 Einfluss von Erneuerbare-Energien-Regionalisierung auf den Stromtrassenbau

Durch den Bau neuer Leitungen ist die Zivilgesellschaft am Netzausbau direkt beteiligt, allerdings mit unterschiedlichen Graden der Betroffenheit durch neue Trassen. Eine sichere und stabile Stromversorgung muss für alle gewährleistet sein, und – in Analogie zur Straßenbeleuchtung – darf die Nutzung durch eine Person nicht die Nutzung des Gutes durch eine andere Person beeinträchtigen.¹³⁴ Zugleich sind aber die Auswirkungen auf das Landschaftsbild, auf die Natur und auf die Anwohner vor Ort – je nach Trassenführung – unterschiedlich stark. In den Städten ist die Betroffenheit vergleichsweise gering. Hingegen sind insbesondere ländliche Regionen betroffen, durch die für den überregionalen Transit neue Stromtrassen verlegt werden oder in denen neue Stromnetze gebaut werden müssen, um lokal erzeugten EE-Strom, der vor Ort nicht abgenommen werden kann, überregional zu verteilen. Hierbei spielt die Regionalisierung von EE-Anlagen als möglicher Treiber für den Netzausbau hinein. Aufgrund dieser asymmetrischen Verteilungseffekte ist die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Verfahren zur Festlegung neuer Trassen essenziell für die Akzeptanz neuer Stromleitungen. Ist Letzteres nicht gegeben, können sich Konstellationen einer kombinierten Opposition gegen Erneuerbare-Energien-Anlagen und den Netzausbau ergeben, die die Umsetzung der Energiewende stark verzögern können.

4.5 Politische Dimension

Die politische Dimension der Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch – und des damit einher-

132 RAP (2014)

133 vgl. TU Dresden (2015). Das Prognosejahr in dieser Studie ist das Jahr 2024.

134 Physikalisch ist dies in Bezug auf Frequenz und Spannung nicht der Fall. Aber konzeptuell wird die Analogie zum „Recht auf Strom“ als ein Grundrecht angesehen. Der Begriff des öffentlichen Gutes mit den Charakteristiken der Nichtausschließbarkeit und Nichtrivalität ist nicht eins zu eins übertragbar.

Verschiedene politische Entscheidungsebenen mit Beispielen – schematische Darstellung

Tabelle 3

	Bund	Land/Region	Gemeinde/„vor Ort“
EE-Ausbau	EE-Ziele Ausbaukorridor Ausschreibung (EEG) Baugesetzbuch	Regionalpläne (über regionale Planungsgemeinschaften) Abstandsregelungen	Flächennutzungsplan, Bebauungsplan (Gemeinde) Akzeptanz
EE-Ausbau- Finanzierung	EEG-Umlage, bundeseinheitlich		regionale Finanzierung über Genossenschaft, Beteiligung an Windprojektierer-Gesellschaft etc.
Netzausbau- planung	Netzentwicklungsplan Bundesbedarfsplangesetz mit Korridoren bundesweit	Raumordnungsverfahren Planfeststellung (durch Landes- behörde oder BNetzA)	Planfeststellung (Beteiligung der Bürger vor Ort)
Netzentgelte	Anreizregulierungsverordnung, Netzentgeltverordnung etc., Kontrolle über Bundesnetzagentur	teilweise Landes - Netzagentu- ren zuständig für Kontrollen	lokal nach Netzeigentum, inklusive Anteil des vorgelagerten Netzes

Eigene Darstellung

gehenden Netzausbaus – umfasst politische Strukturen auf verschiedenen Entscheidungsebenen. Die Komplexität der Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Netz auf den verschiedenen politischen Entscheidungsebenen geschieht wiederum unter der Einbeziehung einer großen Anzahl unterschiedlicher Akteure und Behörden. Dies ist in Tabelle 3 schematisch dargestellt.

So werden die Ausbauzahlen für Erneuerbare-Energien-Technologien im Rahmen des Ausbaukorridors und der EE-Ziele im Erneuerbare-Energien-Gesetz bundesweit festgelegt. Bei der konkreten Umsetzung von EE-Projekten spielen jedoch die Bundesländerebene (Beispiel: Regionalpläne, aber auch Abstandsregelungen wie die 10-H-Regelung in Bayern) bis hin zur Gemeindeebene (Beispiel: Teilflächennutzungspläne, lokale Akzeptanz) eine wesentliche Rolle. Auf Verbrauchsseite sind Anreize aus bundesgesetzlichen Regelungen (zum Beispiel Zahlung der EEG-Umlage) maßgeblich. Relativ ähnlich gestaltet sich der *Multilevel-Governance*-Ansatz auch beim Netzausbau. Hier ergibt sich bei der Festlegung konkreter Trassen

ein komplexes Zusammenspiel aus zuständigen Landesbehörden und der Bundesnetzagentur. Fußend auf dem Netzentwicklungsplan (NEP¹³⁵) und dem dazugehörigen Umweltbericht muss die Bundesregierung mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber den Entwurf eines Bundesbedarfsplans vorlegen. Zur Beschleunigung des Netzausbaus sind mit der Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes für die darin enthaltenen Netzausbauvorhaben die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt. Bei den Netzausbauvorhaben handelt es sich um die Identifikation von Anfangs- und Endpunkten der Leitungen. Über die Bundesfachplanung und das Raumordnungsverfahren werden Trassenkorridore festgelegt (unter Berücksichtigung der Raumverträglichkeitsstudie und der Strategischen Umweltprüfung). Die tatsächliche Umsetzung im Rahmen der Festlegung der exakten Leitungsverläufe erfolgt im späteren Verfahrensschritt der Planfeststellung. Dieser Schritt ist maß-

135 Dies umfasst sowohl den Offshore-Netzentwicklungsplan als auch den Onshore-Netzentwicklungsplan.

geblich für die Beteiligung der Träger öffentlicher Belange, Verbände und Bürger vor Ort. Es steht jedem offen, den Antrag inklusive aller Pläne und Unterlagen zu den Umweltauswirkungen einzusehen und hierzu Stellung zu beziehen. Die Bundesnetzagentur oder die zuständige Landesbehörde führt eine Antragskonferenz durch. Am Ende des Prozesses steht der Planfeststellungsbeschluss.¹³⁶ Im Zuge der Festlegung konkreter Leitungsvorhaben stellt sich die Frage, welche Auswirkungen finanziell und materiell für betroffene Parteien wie Anwohner entstehen. Hiermit verbunden sind mögliche Kompensationsregelungen bei Infrastrukturbelastungen.

Eine Dezentralisierung im Sinne einer gleichmäßigeren geografischen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch hat sicherlich einen positiven Einfluss auf die politische Unterstützung der mit der Energiewende einhergehenden Veränderungen vor Ort. Wenn sich aber in gewissen Konstellationen herausstellt, dass diese lokalen Veränderungen gar nicht der Region zugutekommen (zum Beispiel hoher Windenergiezubau in einer Region mit wenig Verbrauch, wo dann aber ein hoher Netzausbaubedarf besteht), kann dies auch zu einer gegenteiligen politischen Reaktion führen.

4.6 Chancen und Risiken

Die Steuerung der Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch beinhaltet die Chance, optimierende Anreize in Bezug auf das Gesamtsystem zu setzen. Dies schließt die Auswirkungen auf die Auslegung der Netzinfrastruktur mit ein.

Gegenwärtig folgt der Netzausbau der Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch. Die Standortwahl neuer EE-Anlagen richtet sich primär nach Standortgüte (Windhöffigkeit, Globaleinstrahlung),

Flächenverfügbarkeit sowie diversen rechtlichen und lokalen Faktoren. Der Zubau von EE-Anlagen ist – abhängig von seiner geografischen Verteilung im Verhältnis zum Verbrauch – ein wesentlicher Treiber für den zukünftigen Netzausbau unter dem bisherigen Paradigma der Netzausbauplanung. Die Chance einer Weiterverfolgung des bisherigen Ansatzes besteht darin, eine freie Standortwahl nach Standortgüte und verfügbaren Flächen zu belassen. Allerdings birgt dies das Risiko, dass die Konsequenzen von verzögertem Netzausbau zunehmend prägnanter werden, wenn keine Abstimmung von EE-Zubau und Netzausbau erfolgt. So sind von den knapp 8.000 Kilometern Höchstspannungsleitungen, die nach Bundesbedarfsplangesetz und Energieleitungsausbaugesetz gebaut werden sollen, gegenwärtig erst etwa 700 Kilometer realisiert worden (Stand: 1. Quartal 2016). Zudem werden – insbesondere in Regionen mit einer großen Anzahl von EE-Anlagen und einem hohen Netzausbaubedarf – die Akzeptanzfragen immer drängender. Wenn die Kosten für Abregelungen durch *Redispatch* und Einspeisemanagement weiter steigen, wirkt sich das ebenfalls negativ in der öffentlichen Wahrnehmung aus. Im schlimmsten Falle kann diese Kombination zu einer verringerten Akzeptanz für die Energiewende im Allgemeinen führen.

Es gibt verschiedene Ansätze, wie eine systemoptimierende Regionalisierung von neuer Erzeugung und Verbrauch zusätzlich angereizt werden kann. Eine Möglichkeit ist, eine regionalisierte EE-Ausbau-Planung im Rahmen von Ausschreibungen umzusetzen. Dies bedeutet, dass zusätzlich zum Referenzertrags-ertragsmodell – welches bereits Anreize für Binnenlandstandorte mit geringerer Windhöffigkeit setzt – in Regionen, wo es aus netztopologischer Sicht sinnvoll ist, größere Kontingente ausgeschrieben werden könnten. Für Standorte, wo hingegen die Abregelungsquote von EE-Anlagen bereits sehr hoch ist (zum Beispiel in Schleswig-Holstein bei Windenergieanlagen), könnten entsprechend geringere Ausschreibungskontingente allokiert werden. Allerdings birgt solch ein Ausschreibungsdesign das Risiko, dass in bestimmten Regionen mit kleinen Ausschrei-

¹³⁶ Eine detaillierte und vollständige Übersicht (im Gegensatz zu der hier stark verkürzten Darstellungsweise) der fünf Verfahrensschritte des Netzausbaus ist hier verfügbar: www.netzausbau.de/5schritte/de.html.

bungskontingenten nicht ausreichend Liquidität vorhanden wäre. Zudem könnte solch ein Design unter Umständen den EE-Zubau an Standorten mit einer hohen Standortgüte zu stark ausbremsen.

Das gegenwärtige Ausschreibungsdesign unter dem EEG 2017 geht hierbei einen Mittelweg: Es sieht – wie bereits im Unterkapitel zur netztopologischen Dimension beschrieben – eine Obergrenze beim Zubau von Onshore-Windenergie innerhalb einer Netzausbauregion vor, deren Umsetzung über die Ausschreibung erfolgt. Die Nutzung einer lokalen Steuerung birgt die Chance, Netzausbau und EE-Zubau besser zu integrieren und aufeinander abzustimmen. Zugleich wird nur in derjenigen Region – der Netzausbauregion – steuernd eingegriffen, in der bereits eine starke Überbelastung des Übertragungsnetzes vorliegt oder sich mit fortschreitendem Windzubau verstärken würde. Ab Juli 2019 werden die Festlegung des Netzausbaubereiches und die Obergrenze der Leistung von der Bundesnetzagentur evaluiert. Danach geschieht die Überprüfung alle zwei Jahre. Durch diesen fortlaufenden Evaluierungsprozess kann sowohl der Dynamik des EE-Zubaus als auch dem Vorranschreiten des Netzausbaus Rechnung getragen werden, und es können entsprechende Anpassungen erfolgen. Daher birgt dieser Ansatz die Chance, eine Steuerung des EE-Zubaus in begrenztem Umfang in kritischen Netzgebieten umzusetzen und erste Erfahrungen mit diesem politischen Instrument zu sammeln.

4.7 Handlungsoptionen: Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

Die Herausforderung bei der künftigen Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch besteht darin, diese systemoptimierend mit der Auslegung des Netzes in Einklang zu bringen. Auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite gibt es eine Vielzahl von Akteuren, die ihre Entscheidungen orientiert an den Märkten (*Day-ahead* und *Intraday*) treffen, denen die Illusion einer Kupferplatte zugrunde liegt.

Es gibt eine Vielzahl von Handlungsoptionen, um zusätzliche regionale oder lokale Signale zu integrieren:

Eine Variante ist, den Netzausbau weiterhin als günstigste Flexibilitätsoption nach dem jetzigen Paradigma zu nutzen – und den bestehenden regulatorischen Rahmen weiterzuentwickeln. Der erste Schritt ist der bereits dargestellte Drei-Prozent-Ansatz bei der Netzausbauplanung, der eine Abregelung von drei Prozent bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen vorsieht und somit vom Netzausbau „auf die letzte Kilowattstunde“ abrückt. Dieser Ansatz kann durch die Konzeptualisierung und Entwicklung sogenannter *Smart Markets* zur Bewirtschaftung von Netzeingängen weiterentwickelt werden (siehe hierzu auch: Kapitel „*Smart Grid* und *Smart Market*“). Die zugrunde liegende Idee ist, dass Anreize für regionale Flexibilitätsanbieter geschaffen werden, um lokal Netzeingänge zu bewirtschaften. Die Zubaubegrenzung von EE-Anlagen im Netzausgebiet ist eine weitere Maßnahme, die komplementär als Steuerungsinstrument eingesetzt werden kann.

Zusätzlich gibt es Ansätze, die in der lokalen Steuerung von Erzeugung und/oder Verbrauch noch weiter gehen. Eine Möglichkeit ist die Einführung lokaler Signale wie G-Komponenten (G = Generation) oder – im positiven Sinne – Baukostenzuschüsse für Anlagen, die systemoptimierend lokal errichtet werden. G-Komponenten können ihre lokale Steuerungswirkung zum Beispiel über Netzentgelte entfalten. Bei G-Komponenten ist die Entgelthöhe für Erzeuger abhängig vom Netzanschlusspunkt, das heißt von Anschlussort und Spannungsebene sowie den damit verbundenen Netzausbaukosten, die dann von den Erzeugern entsprechend zu tragen sind. Obwohl die G-Komponente in der Theorie für die Regionalisierung des EE-Zubaus ein optimales Steuerungsinstrument für das Netzsegment wäre, stellt sich die Frage der gerechten Kostenallokation (Kausalitätsprinzip). Eine Netzausbaumaßnahme ist nicht immer eindeutig einem Erzeuger zuordenbar, sodass sich eine verursachergerechte Kostenverteilung in der Praxis schwierig gestaltet. Die Netztopologie ent-

wickelt sich dynamisch und ist nicht statisch: Zuvor getätigte Investitionen in die Netzinfrastruktur können daher auch positive Effekte für später installierte Erzeugungsanlagen haben (*Second-Mover-Vorteil*). Zum Beispiel kann eine erhöhte vorhandene Leitungskapazität durch bereits getätigten Netzausbau vorhanden sein, für den ein zuvor angeschlossener Erzeuger die Kosten getragen hat. Eine diskriminierungsfreie Umsetzung der G-Komponente bedarf daher vollständiger Transparenz, klarer Regeln und großen Aufwands.

Ein weiterer Hebel für die Steuerung von Erzeugungsanlagen ist die künftige Ausgestaltung der Entschädigung beim Einspeisemanagement. Wenn für Neuanlagen in vorher klar ausgewiesenen Regionen ab einem bestimmten Prozentsatz (zum Beispiel wenn bereits im Voraus transparent ist, dass eine Anlage über 70 Prozent der Zeit abgeregelt wird) keine Entschädigung mehr gezahlt wird, hat dies auch eine klare Allokationswirkung, um den Zubau in bereits völlig überspeisten Regionen zu bremsen – und stattdessen in andere Regionen zu verlagern (zum Beispiel in Regionen weiter im Binnenland). Allerdings muss es hierzu eine Regelung ausschließlich für Neuanlagen mit klarer Ex-ante-Ausweisung der betroffenen überspeisten Regionen geben, da ansonsten die Investitionsunsicherheit in anderen, weniger betroffenen Regionen ebenfalls steigen würde (Risikozuschlag). Zudem lässt sich in manchen Fällen keine eindeutige Kausalität für die Gründe der Abregelung (ebenso: Stromtransite, Strom von konventionellen Kraftwerken) identifizieren, weshalb dieser Ansatz nur in Regionen mit Extremsituationen zum Tragen kommen sollte. Zugleich ist es wichtig, den Anreiz für den Netzausbau durch solch eine Änderung der gegenwärtigen Regelung nicht zu senken. Daher ist eine positive Regelung in Form eines Baukostenzuschusses zu bevorzugen.

Eine weitergehende Variante ist, die lokalen Signale – oder *Locational Signals* – in das Strommarktdesign zu integrieren. Es gibt verschiedene Konzepte für die Integration von *Locational Signals*, um – auch aus

Netzperspektive – die Stromeinspeisung, die Stromabnahme und die Netznutzung in das Marktdesign zu integrieren. Lokale Signale können sowohl kurzfristig als auch langfristig eine Steuerungswirkung entfalten, um die physikalische Netzsituation abzubilden und entsprechend den Einsatz von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten an optimalen Standorten auch aus Netzsicht anzureizen. Der Unterschied dieser Allokationsmechanismen liegt in dem Grad der Zentralisierung, in dem sie die Netzsituation abbilden. Die einfachste Variante ist die bereits erwähnte einheitliche Preiszone (*Postage-Stamp-Ansatz*)¹³⁷, in der der Strompreis an allen Netzknoten äquivalent ist. Dieses Modell wird in Deutschland und Österreich angewandt. Obgleich die Liquidität eines solchen Marktes aufgrund seiner Größe sehr hoch ist, werden in diesem Modell keinerlei Anreize für eine Steuerung zukünftiger Erzeuger und Verbraucher gesetzt, die Kosten hierfür werden sozialisiert. Eine Variante hiervon ist *Postage Stamp mit Market Splitting*: Unter diesem Ansatz kann der Markt in mehrere Preiszonen aufgeteilt werden, wenn Netzengpässe entstehen. Dieses Modell wird zum Beispiel in Skandinavien angewandt, wo Dänemark in zwei, Schweden in vier und Norwegen in fünf Preiszonen gegliedert ist. Die Aufteilung in Preiszonen führt zur regionalen Differenzierung der Erzeugungs- und Nachfragesituation in der jeweiligen Preiszone beim Auftreten von Netzengpässen. So stellt eine Preiszone, in der das Angebot die Nachfrage übersteigt, eine Niedrigpreiszone dar. Umgekehrt wird eine Region, in der die Nachfrage größer als das Angebot ist, zur Hochpreiszone. Die Idee ist, auf diese Weise Investitionsanreize für neue Erzeugung zu generieren, wo sie vonnöten ist. Jedoch ist auch die Einführung von Preiszonen nicht kurativ für einen bereits verzögerten Netzausbau. Für schon existierende physikalische Netzengpässe würde dieser Ansatz also nicht unmittelbar eine Lösung darstellen. Allerdings kann bereits die Androhung der Einführung von Preiszonen zusätzlichen Druck auf die Umsetzung von verzögerten Netzausbauvorhaben haben. Zudem bilden Preis-

137 Für eine detaillierte Übersicht vgl. zum Beispiel Harris, C. (2006), S. 249-260

zonen Netzenspässe und Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel nicht bis in die Tiefen des Verteilernetzes netzknotenscharf ab. Trotzdem würden große Stromkunden regional Beeinträchtigungen durch höhere Strompreise erfahren. Dagegen stellt der Strompreis nur einen geringen Anteil der Rechnung von kleinen und mittleren Stromkunden dar. Daher würde der Durchreichungseffekt nicht ausreichend sein, um effektiv flexiblen Verbrauch an den richtigen Standorten aus Systemsicht anzureizen.

Zonal Pricing und – in letzter Konsequenz – *Nodal Pricing* stellen eine Annäherung an die physikalische Situation in einer Zone oder sogar am Netzknoten durch stark regionalisierte Preissignale dar. Beim *Nodal Pricing* steht jeder Netzknoten für einen eigenen Teilmarkt, an dem ein Preis für das Kuppelprodukt Strom samt Netznutzung ermittelt wird.¹³⁸ Somit handelt es sich beim *Nodal Pricing* um eine Art impliziter Auktion, bei der Netzenspässe, Netznutzung und Strom kombiniert ermittelt werden.¹³⁹ Der Vorteil vom *Nodal Pricing* ist, dass es im Idealfall eine idealtypische Abbildung für eine optimale Preis- und Kostenallokation schaffen würde. Probleme bei der Umsetzung dieses Ansatzes können fehlende Transparenz und geringe Liquidität darstellen. In der Praxis bedeutet eine granulare oder kleinteilige Ausgestaltung auch immer das Risiko nur sehr weniger Anbieter – und damit der Ausübung von Marktmacht. Die Ausgestaltung einer effizienten praktischen Umsetzbarkeit ist daher fraglich.

Das Spektrum der Handlungsvorschläge für die Ausgestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung geht bis zum sehr dezentral orientierten Konzept des sogenannten zellularen Ansatzes¹⁴⁰. Die dahinter stehende Idee ist, den Verbrauch und die Erzeugung von Energie über sogenannte Energiezellen lokal – auf der niedrig machbarsten Ebene – auszubalancieren

(lokale Bilanzierung). Die Energiezellen folgen einem multi-modalen Ansatz, das heißt, alle angewandten Energiearten der jeweiligen Zelle wie Elektrizität und Wärme werden in die Betrachtung mit einbezogen. So können Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie solche Energiezellen darstellen. Zwischen benachbarten Regionen (zum Beispiel Bundesländer) gibt es Verbindungskorridore, die zusammen geschaltet ein überlagertes Netz bilden. Der Austausch mit benachbarten Energiezellen und Regionen soll dabei möglichst niedrig gehalten werden, was idealerweise zu einem entsprechend geringen Bedarf an Leitungskapazitäten führen würde. Die Zellen als Teilsysteme könnten nach den Anforderungen des übergeordneten Gesamtsystems reagieren, inklusive Bereitstellung von Systemdienstleistungen und temporär autarkem Betrieb von Teilsystemen, was zu einer insgesamt erhöhten Robustheit und Versorgungssicherheit beitragen könnte. Der zelluläre Ansatz mit der Idee eines Ausgleichs auf der niedrig machbarsten Ebene setzt die Annahme einer „grünen Wiese“ ohne bereits bestehende (Infra-)Strukturen voraus und ist daher in der Praxis so nicht umsetzbar. Ungeachtet dessen kann das lokale Anreizen von zusätzlichen Lasten oder zusätzlicher Erzeugung in bestimmten Regionen sinnvoll sein, um für regionalen Ausgleich zu sorgen und lokale Netzenspässe zu beheben.¹⁴¹

4.8 Fazit und Ausblick

Mit dem weiteren Zubau an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Flexibilisierung des Verbrauchs kommt der Verzahnung von Regionalisierung und Systemoptimierung eine immer größere Rolle zu. Durch die Diskussion des Netzausbaus und der Netzenspässe im Betrieb werden die Begrenzungen des Ansatzes der Kupferplatte zunehmend deutlicher. Damit stellt sich automatisch die Frage nach systemdienlichen Anreizen, um Erzeugung, Verbrauch und Netzplanung sowie Netzbetrieb in Einklang zu brin-

¹³⁸ Wawer, T. (2007)

¹³⁹ Wawer, T. (2007)

¹⁴⁰ Benz et al. (2015), S. 109–116

¹⁴¹ Das Thema *Microgrids* und Inselnetzfähigkeit wird in dem Kapitel „*Smart Grid* und *Smart Market*“ weiter beleuchtet.

gen. Durch eine deutliche Steigerung der *Redispatch*-Kosten in den letzten beiden Jahren gewinnt diese Diskussion zunehmend an Fahrt. Gegenwärtig wird eine Einbeziehung von EE-Anlagen in den *Redispatch* diskutiert, was eine Abkehr von der klassischen Reihenfolge von *Redispatch* und Einspeisemanagement darstellen würde.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht stellt sich vor allem die Frage, wie Standortoptimalität aus Erzeugungssicht (Dargebot) und Systemoptimalität (Netzschritt) in Einklang gebracht werden können – beziehungsweise wo das Gleichgewicht zwischen diesen beiden Optima liegt.

Es gibt diverse Ansätze für die Umsetzung von *Locational Signals*. Jedoch müssen mikroökonomische Auswirkungen (Liquidität, Anzahl der Anbieter, Transparenz der Signale im Stromsegment) und makroökonomische Auswirkungen (regional differenzierte Preise für Stromkunden) sorgfältig in einer Analyse mit einbezogen werden. Im Zuge der Gesetzesnovellen im Juli 2016 wurden im bestehenden regulatorischen Rahmen neue Instrumente für eine bessere Abstimmung von Netz- und Erneuerbare-Energien-Ausbauplanung eingeführt. Für die Zukunft ist die Frage, inwieweit Steuerungssignale vermehrt über eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns oder direkt über das Netzsegment selbst integriert werden.

V. Regionale Grünstromvermarktung

Dr. Patrick Graichen und Fabian Zuber

5.1 Was ist Regionale Grünstromvermarktung?	83
5.1.1 Die netztopologische Dimension: Netze prägen räumliche Marktstrukturen	84
5.1.2 Die ökonomische Dimension: Angebot und Nachfrage für regionalen Grünstrom	85
5.1.3 Die soziale Dimension: Regionale Grünstromvermarktung als Mittel zur regionalen Teilhabe und Akzeptanz	87
5.1.4 Die politische Dimension: Von der regionalen Energiepolitik zu regionalen Grünstrommärkten	88
5.2 Risiken und Chancen	89
5.3 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	91
5.4 Fazit und Ausblick	92

V. Regionale Grünstromvermarktung

5.1 Was ist Regionale Grünstromvermarktung?

Die Energiewende findet in den Regionen statt. Mit dem wachsenden Anteil von Erneuerbaren Energien steigt die regionale Präsenz von lastnahen Erzeugungsanlagen. Dies fördert Möglichkeiten, Erzeugung und Verbrauch vor Ort zu koppeln. Für Grünstrom aus der Region eröffnet der technologische Trend zu kleinteiligen, erneuerbaren Produktions- und Speichereinheiten neue, potenzielle Marktplätze. Hinzu kommen Effekte der Kopplung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren. Insbesondere in regionalen Zusammenhängen weicht dabei die klassische Beziehung von Energieversorgern und Kunden zunehmend auf. Potenzielle Kunden werden teilweise selbst zu Produzenten oder Teilhabern an Erzeugungsanlagen, sie können Speicher betreiben und dem Energiemarkt im Sinne des *Prosumer-Poolings* Infrastruktur zur Verfügung stellen.

Die Region als energiewirtschaftlicher Raum ist dabei nicht eindeutig definiert. Es existieren vielfältige energiewirtschaftliche Anwendungen des Regionalitätsbegriffs, wie zum Beispiel bei der Einteilung in Regelzonen, Netzgebiete, bei der Befreiung von Stromsteuern im „räumlichen Zusammenhang“ oder bei der Anwendung von EEG- und Stromsteuer-Regelungen in „räumlicher Nähe“.¹⁴²

Grundsätzlich bestehen vielfältige Möglichkeiten räumlicher Zuordnungen, die entweder sozial-politischen Ursprungs sind oder sich auf natürliche Begebenheiten und materielle Infrastrukturen beziehen. Je nach Betrachtung können Räume spezifische Merkmale aufweisen, die ihrer Bestimmung dienen. Man unterscheidet etwa in der Geografie zwischen physisch-materiellen und sozio-politischen Räumen. Energiewirtschaftlich kommen beide Dimensionen zum Tragen. So sind Ressourcen von Erneuerbaren Energien, etwa zur Erzeugung der Wind- oder Wasserenergie, erheblich von topografischen Begebenheiten abhängig. Daneben spielen gesellschaftliche Faktoren, wie die kulturelle Prägung oder politische Grenzen von Gemeinden und Bundesländern, eine Rolle.¹⁴³ Eine eindeutige Bestimmung für eine räumliche Einordnung der regionalen Grünstrommärkte lässt sich daraus jedoch nicht herleiten. Es liegt aber nahe, regionale Grünstrommärkte anhand folgender, graduell anzuwendender Räume zu unterscheiden: a) der geografischen Nähe, gemessen in Kilometern, b) der Netzinfrastruktur sowie c) der kulturellen und politischen Kontexte.

Die regionale Grünstromvermarktung hat sich in den vergangenen Jahren dynamisch entwickelt. Die technische Verfügbarkeit einerseits und der Wunsch von Energiekonsumenten nach regionalen Energieprodukten andererseits führen zur Herausbildung von

¹⁴² Regelungen, bei denen räumliche Definitionen Anwendung finden und eine Erleichterung von ansonsten anzuwendenden Regelungen begründen, manifestieren sich in etlichen energiewirtschaftlichen Gesetzen und Gesetzesvorhaben. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definiert gemäß §5 EEG (9) den Eigenverbrauch in Zusammenhang mit der Stromnutzung in „unmittelbarer räumlicher Nähe“, das heißt auf demselben oder dem angrenzenden Grundstück. Das Stromsteuergesetz sieht in §9 Abs. 1 Nr. 3 (StromStG) eine Stromsteuerbefreiung vor, wenn der Strom in einem „räumlichen Zusammenhang“ verbraucht wird. Gemäß bisheriger Rechtsprechung bezieht sich diese Definition auf die Region im Umkreis von

4,5 Kilometern im besiedelten beziehungsweise 8 Kilometern im ländlichen Raum um die Erzeugungsanlage. Eine weitere Anwendung des Raumbegriffs wird im Zuge der EEG-Novelle 2016 eingeführt. So sind Sonderregeln bei Ausschreibungen für Bürgerenergiegesellschaften geplant, sofern diese eine lokale Verankerung vorweisen können.

¹⁴³ Mitunter wird im energiewirtschaftlichen Diskurs auch zum Beispiel Europa als Region bezeichnet. Internationale oder europäische Begriffsanwendungen werden in der vorliegenden Betrachtung ausgeblendet. Regionalität wird hier als „signifikant unterhalb der Bundesgrenzen“ verstanden.

regionalen Stromprodukten beziehungsweise Stromprodukten, die regional gelabelt werden. Somit hat Regionalität über den Stromvertrieb bereits Eingang in den Energiemarkt gefunden. Gleichwohl besteht für die regionale Grünstromvermarktung derzeit weder ein solides Geschäftsmodell, noch existiert ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen. Die Voraussetzungen für eine kontinuierliche Marktentwicklung sind nicht gegeben. Regionale Grünstrommärkte, die sich durch die Bilanzierung eines signifikanten Teils des erneuerbaren Stroms in einem räumlichen Zusammenhang auszeichnen, sind derzeit nur in Ansätzen erkennbar. Dies liegt insbesondere daran, dass der regionale Verkauf von Strom aus EEG-geförderten Anlagen in Deutschland derzeit nicht gestattet ist.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welchen Beitrag die regionale Grünstromvermarktung im Rahmen der Weiterentwicklung des Energiesystems zum Gelingen der Energiewende liefern kann. Bislang fehlt auch ein systematisches Verständnis über den energiewirtschaftlichen wie gesellschaftlichen Mehrwert der regionalen Grünstromvermarktung.

Das vorliegende Kapitel befasst sich daher mit der Frage, welche Rolle diese aus (1) netztopologischer, (2) ökonomischer, (3) sozialer und (4) politischer Sicht spielen, und wie ein geeigneter Ordnungsrahmen aussehen könnte.

5.1.1 Die netztopologische Dimension: Netze prägen räumliche Marktstrukturen

Stromnetze sind die Elektrizitätsadern geographischer Räume. Sie haben von der Verteilung bis zur Übertragung unterschiedliche räumliche beziehungsweise raumübergreifende Funktionen. Elektrizitätsnetze markieren eine räumliche Untergliederung des Bundesgebiets, etwa in Form von vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie den Konzessionsgebieten von rund 890 heterogenen Netzbetreibern. Eine Relevanz für die Regionalität von Strommärkten kann die Netztopologie einerseits über die physikalische Netzinfrastruktur

und andererseits über die Gestaltung der Netzentgelte entfalten.

So folgt der Ausbau der Netzinfrastruktur der Logik bestehender Markträume. Dies war historisch zunächst lokal begrenzt der Fall und wurde im Falle Deutschlands später auf nationaler und europäischer Ebene erweitert. Das Stromnetz ist im Rahmen der frühen Elektrifizierung zunächst regional entstanden und wurde zur Erhöhung der Energiesicherheit erst ab den 1930er-Jahren Stück für Stück in einem nationalen Verbundnetz zusammengeschlossen. Mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935 wurde Deutschland mittels Demarkationsverträgen in Gebietsmonopole eingeteilt, die Energieversorgungsunternehmen eine räumliche Zuständigkeit zuteilte.

Der Verfügbarkeit eines deutschlandweiten Stromnetzes ermöglichte die Umsetzung des nationalen Strommarktes. Der von der Strombörse organisierte Stromhandel, der mit der Liberalisierung der Stromwirtschaft 1998 in Deutschland nach und nach etabliert wurde, basiert dabei auf der Idee der räumlich entkoppelten Kupferplatte, das heißt, es kommt innerhalb einer Preiszone zu der Verknüpfung von Angebot und Nachfrage entsprechend den günstigsten Geboten, ohne dass etwaige Stromtransportkosten eine Rolle spielen. Historisch im Zuge der Elektrifizierung entstandene und geografisch zusammenhängende Versorgungsgebiete wurden durch räumlich entkoppelte Bilanzkreise ersetzt. Im Ergebnis wird der Lastausgleich heute nicht mehr regional, sondern über das bundesweite beziehungsweise europäische Netz geregelt. Die Liberalisierung des Strommarktes folgte dem Grundgedanken, dass der Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energieversorgung ökonomisch am effizientesten auf größtmöglicher Ebene mit vielen Anbietern organisiert wird. Deutschland wurde damit in eine einheitliche Preiszone überführt, deren Voraussetzung die Vernetzung ist. Insofern sind das Netz und seine Organisation derzeit nicht so ausgerichtet, dass sie einer regionalen Grünstromvermarktung Vorschub leisten.

Wenn sich jedoch der Stromnetzausbau als limitierender Faktor erweist, kann die verfügbare Netzinfrastruktur die Entwicklung von (regionalen) Märkten prägen – so wurde etwa Schweden angesichts dauerhafter Netzengpässe in vier Strompreiszonen aufgeteilt. Dieser Effekt wird in Deutschland insbesondere durch die Zunahme fluktuierender Energieeinspeisung relevant. So könnten Netzengpässe ein Anlass sein, um Erzeugung und Verbrauch verstärkt vor Ort zu koppeln. Hierzu werden aktuell verschiedene Ansätze diskutiert. Siehe dafür das Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“. Käme es aufgrund von Netzengpässen zu regionalen Strommärkten, würde dies auch eine regionale Grünstromvermarktung befördern.

5.1.2 Die ökonomische Dimension: Angebot und Nachfrage für regionalen Grünstrom

Die ökonomische Dimension der regionalen Grünstromvermarktung kristallisiert sich anhand dreier Fragestellungen: Wie ist die Wirtschaftlichkeit der Grünstromvermarktung? Welche Geschäftsmodelle werden angewandt? Und: Gibt es ein Konsumenteninteresse an regionalen Stromprodukten?

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien geht mit einer hohen Heterogenität der Betreiber und einer starken lokalen Verankerung einher. Dies führt im Zuge sinkender Stromgestehungskosten auch zu einer Ausdifferenzierung der Vermarktungswege für Strom aus Erneuerbaren Energien.¹⁴⁴ Grundsätzlich ist dabei

der Effekt zu beobachten, dass mit der Herausbildung neuer Geschäftsmodelle und Unternehmen im Stromhandel auch neue Wege der Grünstromvermarktung entwickelt wurden, die regionale Komponenten stärker berücksichtigen.¹⁴⁵

Die heute gängige Form der regionalen Grünstromvermarktung ist die „sonstige Direktvermarktung“ gemäß §20 EEG 2014. Diese ermöglicht es dem Anlagenbetreiber, den produzierten Strom ganz oder anteilig an Abnehmer zu vertreiben und damit die Börsenstromvermarktung zu vermeiden. Allerdings entfällt in diesem Fall jegliche Förderung nach dem EEG. Wenngleich die Inanspruchnahme der Option zur sonstigen Direktvermarktung bislang marginal ist (2014 haben Anlagen mit einer Leistung von rund 176 Megawatt insbesondere aus Wasser- und Windkraft daran teilgenommen¹⁴⁶), bietet sie aktuell die einzige gangbare Möglichkeit, die regionale Grünstromvermarktung aus eindeutig zuordenbaren Erzeugungsanlagen zu gewährleisten. Denn bei der bisherigen Gesetzeslage verliert erneuerbarer Strom seine Grünstromeigenschaft und Herkunft, wenn ein über das EEG geförderter Vermarktungsweg gewählt wird. Die doppelte Vermarktung ist untersagt. Einige Regionalstromanbieter weisen daher zwischen 1 und 25 Prozent an Anlagen aus der sonstigen Direktvermarktung aus. Ein größeres und im Lauf der Jahre steigendes Marktvolumen für die regionale Strombeschaffung dürfte sich ergeben, wenn ab 2021 vermehrt Anlagen aus dem Fördersystem des EEG ausscheiden, aber weiterhin Strom produzieren.¹⁴⁷

Die heute am deutschen Markt angebotenen Regionalstromprodukte variieren stark, etwa hinsichtlich ihrer räumlichen Reichweite oder des Anteils des tatsächlich regional erzeugten Stroms. Zu beobach-

Strom spezialisiert haben, sind entstanden, die in diesem Zuge auch Geschäftsmodelle der regionalen Grünstromvermarktung entwickeln.

145 vgl. Franz, S. (2015)

146 BMWi (2014)

147 Energate (2016)

144 Während in den Anfangsjahren des EEG der Strom vollständig direkt über die Netzbetreiber beziehungsweise über eine Umlage vermarktet wurde, sieht das Gesetz seit 2009 eine Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien vor. Im Folgenden haben sich (jenseits der Eigenerzeugung) verschiedene Modelle der netzgebundenen Grünstromvermarktung „hinter dem Zähler“ entwickelt und im Energiemarkt etabliert. Während die Direktvermarktung im EEG 2009 noch mit dem Verlust des Vergütungsanspruches einherging, ist seit Inkrafttreten des EEG 2012 eine Förderung über die Marktprämie möglich (vgl. §33 EEG 2012). Die neuen Regelungen führten zu einer erhöhten Dynamik auf den Stromhandelsmärkten. Zahlreiche neue Anbieter, die sich auf den Handel mit erneuerbarem

ten sind Anwendungen der regionalen Grünstromvermarktung sowohl für lokale Versorgungsmärkte, zum Beispiel auf Gemeindeebene mit wenigen Abnehmern, bis hin zu regionalen Stromprodukten auf Bundesländerebene¹⁴⁸. Regionalität wird meist durch anteilige Einbindung von Anlagen in den Bilanzkreis aus der sonstigen Direktvermarktung berücksichtigt (zum Beispiel BavariaStrom, Regionalstromtarife von GrünStromwerk). Die Anbieter des Fichtelgebirgsstroms reklamieren für ihr Produkt, dass die Anlagen in einem regionalen Bilanzkreis geführt werden, in dem Stadtwerke und private Anlagenbetreiber ihren Solar-, Wind- und Biogasstrom in einem regionalen virtuellen Kraftwerk verknüpfen und vor Ort vermarkten. Andere Anbieter verweisen nur auf Reinvestitionen in der Region (zum Beispiel Thüringer Landstrom, BUND-Regionalstrom) oder setzen ausschließlich auf einen Marketingeffekt über den Regionalbezug im Namen des Produktes (zum Beispiel BerlinStrom von E.ON, Friesenenergie). Einen Lieferanten von 100-prozentigem Regionalstrom gibt es derzeit nicht.

Grundsätzlich weisen aber viele Anbieter auf ihre Vision einer regionalen Versorgung hin, verknüpft an die Bedingung, dass die ökonomischen und regulativen Rahmenbedingungen dies ermöglichen. Ein Teil der Anbieter beansprucht zudem, einen energiewirtschaftlichen Mehrwert mit ihrem Geschäftsmodell zu erzielen, etwa durch die angestrebte Verknüpfung

von Angebot und Nachfrage innerhalb von regionalen Grünstrommärkten (zum Beispiel Regionalstrom Franken, EBERStrom im Landkreis Ebersberg).

Wichtige Akteure auf regionalen Energiemärkten sind neben den traditionellen Ökostromhändlern vor allem Stadtwerke mit lokaler Verankerung sowie Energiegenossenschaften. Von den rund 1.000 Energiegenossenschaften, die bis 2015 gegründet wurden, weist die überwiegende Mehrheit einen regionalen Bezug bereits im Namen auf. Teilweise ist dieser lokal begrenzt auf die Gemeinde, teilweise aber auch regional wirksam. Zu nennen ist hier beispielsweise die Energiegenossenschaft Odenwald eG, deren Projekte und Mitgliedschaft einen hohen regionalen Bezug aufweisen, sich aber mit ihrem Einzugsgebiet über drei Bundesländer erstrecken. Generell haben Energiegenossenschaften ein hohes Interesse an regionaler Vermarktung von Energie und arbeiten (teilweise im Verbund) an Versorgungskonzepten für ihre Mitglieder und Kunden in der Region.¹⁴⁹

Die Geschäftsmodelle der regionalen Grünstromvermarktung weisen einen hohen Grad an lokaler Teilhabe auf. Oft sind es die Produzenten selbst, die in die Vermarktung erneuerbaren Stroms einsteigen und somit von vornherein diese Bereiche verknüpfen. Durch den vermehrten Einsatz von kleinteiligen Energiespeichern ist zu erwarten, dass weitere Energieakteure hinzukommen werden. Teilweise fungieren Händler als Plattformen, bei denen Anlagenbetreiber, wie Genossenschaften, zu Teilhabern werden und sich selbst beziehungsweise die Mitglieder ihrer Genossenschaft beliefern (vgl. Regionalstrom Franken, Bürgerwerke). Dadurch verändern sich die traditionellen Händler-Konsumenten-Beziehungen hin zu regionalen *Prosumer*-Modellen.¹⁵⁰

148 Beispiele hierfür sind etwa die folgenden regionalen Grünstromangebote:
www.grundgruen.de, www.gruenstromwerk.de,
www.buergerwerke.de, www.unser-landstrom.de,
www.bavariastrom.de, www.buergerenergie-ths.de,
www.thueringer-landstrom.de,
www.fichtelgebirgsstrom.de, www.westfalenwind.de,
www.friesenenergie.de, www.regionalstrom-franken.de,
www.energiegenossenschaft-odenwald.de,
www.buergerwindpark-suedliche-ortenau.de,
www.energie-vernetzen.de, www.eon.de/pk/de/strom/optimalstrom/berlinstrom.html, www.buergerenergie-ebersberg.de, microsite.sonnenbatterie.de/en/sonnenCommunity, www.buzzn.net,
www.lichtblick.de/privatkunden/schwarm-energie,

149 Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. (2013); Energieagentur Rheinland-Pfalz (2016)

150 Neben den Geschäftsmodellen, die eindeutig regionalen Zusammenhängen zugeordnet werden können, haben sich auch Plattformen entwickelt, die im virtuellen Raum oder deutschlandweit Erzeugungsanlagen oder

Die Angebote für regionale Grünstromprodukte setzen voraus, dass es für ihre Produkte eine Nachfrage gibt. Eine eindeutige, quantifizierbare Aussage lässt sich auf Basis der bislang verfügbaren Daten nicht treffen. Jedoch spricht eine Reihe von energiewirtschaftlichen Studien und Umfragen dafür, dass regionale Energie auf eine signifikante Nachfrage trifft. Demnach spielt die Lokalisierbarkeit der Erzeugungsanlagen, aus der Energie bezogen wird, bei den Konsumentenentscheidungen eine Rolle und das Stromprodukt wird dadurch als höherwertig eingeschätzt.¹⁵¹ Das Interesse an Strom aus der Region ist gegeben. Mit 56 Prozent beantwortet über die Hälfte der Bundesbürger die Frage, ob sie bevorzugt Strom von Windenergieanlagen in der Nähe des Wohnortes beziehen wollen, mit Ja.¹⁵² Untersuchungen aus der Lebensmittelbranche weisen in dieselbe Richtung. Demnach hat Regionalität bei Konsumentenentscheidungen in den letzten Jahren einen starken Boom erfahren und sogar einen zunehmend höheren Stellenwert inne, als die Bio-Eigenschaft. Als Herausforderung gilt auch hier, dass die räumliche Zuordnung von Produzenten und Verbrauchern willkürlich ausgelegt wird, das heißt, Regionalität ist nicht eindeutig definiert.¹⁵³ Offen ist jedoch, ob es für Regionalstrom eine höhere Zahlungsbereitschaft gibt, die die potenziell höheren Kosten eines regionalen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage decken würde.

Speicher poolen (vgl. Schwarmenergie von Lichtblick, Sonnen-Community). Zudem wurden Stromprodukte entwickelt, die es dem Kunden ermöglichen, die Quelle beziehungsweise die Inhaber der Erzeugungsanlagen nachzuvollziehen. Hierbei stehen die Lokalisierbarkeit der Anlage sowie die *Governance*-Strukturen des Anbieters im Vordergrund – ohne jedoch unmittelbar auf regionalen Grünstrommärkten zu agieren (zum Beispiel Buzzn). Daher werden diese Angebote nicht zur regionalen Grünstromvermarktung gezählt.

151 vgl. Mattes, A. (2012); Emnid (2013)

152 EEHC – Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur (2016)

153 vgl. Kearney, A. T. (2013); DLR (2013); Liebrich, S. (2016)

5.1.3 Die soziale Dimension: Regionale Grünstromvermarktung als Mittel zur regionalen Teilhabe und Akzeptanz

Die regionale Grünstromvermarktung entfaltet in der sozialen Dimension für das Gelingen der Energiewende eine hohe Relevanz. Hier wird der Beitrag zum Energiesystem erkennbar und Teilhabe möglich. Das wirkt sich positiv auf die Akzeptanz für Infrastrukturmaßnahmen sowie die regionale Wertschöpfung vor Ort aus. Durch die Sichtbarkeit von Photovoltaik-, Windenergie- oder Biogasanlagen ist die erneuerbare Energieerzeugung heute erfahrbar geworden. Die Möglichkeit, selbst zum Energieerzeuger zu werden, ergreifen immer mehr Bürgerinnen und Bürger. Rund zwei Drittel der Deutschen sehen sich heute oder in Zukunft als Erzeuger ihrer eigenen Energie.¹⁵⁴

In Abgrenzung zum Eigenverbrauch bieten regionale Grünstrommärkte all jenen Menschen eine Möglichkeit zur Teilhabe, die beispielsweise nicht über ein eigenes Hausdach für eine Photovoltaikanlage verfügen. Regionalstrombezug kann somit das nachfrageseitige Element einer gemeinschaftlichen Wirtschaftspraxis darstellen, die in ihrer ausgeprägten Form auch Erzeugung und Verbrauch verbindet, etwa wenn ein Stadtbewohner Mitglied wird in einer regionalen Genossenschaft mit Erzeugungsanlagen im Umland. Aus Endverbrauchersicht kann ein Regionalstromprodukt somit als Autonomie-Surrogat fungieren (siehe auch Kapitel „Akteursvielfalt“).

Anlagenbetreiber erhoffen sich von regionalen Strommarken auch Akzeptanz für ihre Kraftwerke. Dies ist insofern von großer Bedeutung, da das Gelingen der Energiewende davon abhängt, ob Anwohnerinnen und Anwohner den Bau Tausender neuer Windräder und Millionen von Solaranlagen in ihrer Lebenswelt befürworten oder ablehnen. Daher liegt es nahe, dass Projektentwickler Anwohnern nicht nur eine finanzielle Beteiligung an den Erzeugungsanlagen anbieten, sondern auch der unmittelbare Bezug

154 Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. – vzbv (2013)

des dort erzeugten Strom angeboten oder in Aussicht gestellt wird (zum Beispiel Bürgerwindpark Südliche Ortenau).

Die gesellschaftliche Relevanz von Grünstrommärkten manifestiert sich in sozialer Hinsicht nicht zuletzt im Heimatbezug bei der Energieversorgung. Darauf weisen Regionalstromprodukte hin, die gehäuft in kulturellen Identitätsräumen entstehen und entsprechend benannt werden.¹⁵⁵ Dies suggeriert, dass die Erfahrbarkeit von erneuerbarer Energieproduktion durch beispielsweise Windenergie- oder Solaranlagen vor Ort auch zu einer veränderten Nachfrage führt, bei der Regionalität neue Bedeutung bekommt.

5.1.4 Die politische Dimension: Von der regionalen Energiepolitik zu regionalen Grünstrommärkten

Das politische System in Deutschland zeichnet sich durch seine kommunale und föderale Struktur aus. Die Verwurzelung der politischen Entscheider in ihren Heimatregionen, institutionell über die Direktwahl in den Wahlkreisen und die Aufstellung von Landeslisten organisiert, ist ein wesentlicher Parameter jeglicher politischen Entscheidungen. Dies gilt auch für die Energiepolitik. So hat die Energiewende in Deutschland eine starke Verankerung in den Bundesländern, Landkreisen und Kommunen.

Mit dem vermehrten Aufkommen von Erneuerbaren Energien haben sich sogenannte Energieregionen als Umsetzungsebenen der regionalen Energiewende herausgebildet. Je nach Standort finden sich diese zum Beispiel auf Gemeinde-, Kreis- oder Stadtebene. Beispielsweise listet das Institut dezentrale Energietechnologien (IdE) 160 sogenannte 100-Prozent-Erneuerbare-Energien-Regionen auf, die sich entweder bilanziell zu 100 Prozent mit Erneuerbaren Energien versorgen oder entsprechende Ziele beschlossen haben. Die Landes- und Kommunalpolitik prägt über die Regionalplanung, lokale Energiekonzepte oder die Mitsprache an bundespolitischen

Rahmenbedingungen unmittelbar die Entstehung und Gestaltung von regionalen Grünstrommärkten mit. Als Katalysator für regionale Grünstrommärkte dürften regionale Akteursnetzwerke fungieren, wie etwa die Bioenergie-Regionen¹⁵⁶ oder die 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium ins Leben gerufenen Schaufensterregionen zur Erprobung intelligenter Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie zum Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte¹⁵⁷. Untersuchungen zeigen, dass von der Ausarbeitung und Umsetzung von regionalen Energiekonzepten eine prägende Wirkung auf regionale Energiemärkte ausgeht oder ausgehen kann, etwa durch die Vernetzung der Akteure oder die Herstellung von regionalen Regelkreisen mit systemintegrierender Wirkung.¹⁵⁸

Ob eine regionale Energiemarktstruktur über die derzeit existierenden kleinen Ansätze hinaus entsteht oder nicht, entscheidet letztlich die Bundespolitik über ihre Gesetzgebungskompetenz. Von der Förderung Erneuerbarer Energien über Regelungen zum Strommarktdesign, der Bestimmung von Abgaben, Umlagen und Steuern bis hin zur Netzausbauplanung

156 Das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft förderte seit 2009 die Entstehung von sogenannten Bioenergie-Regionen, in denen sich benachbarte Gebietskörperschaften zu Regionen zusammengeschlossen und vor Ort Kooperationen und Projekte vorangebracht haben.

157 vgl. IdE – Institut dezentrale Energietechnologien (2015); BMWi (2015) – Das Ziel der „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) ist es laut BMWi, „in großflächigen Modellregionen („Schaufenster“) massentaugliche Musterlösungen für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Energieversorgung bei hohen Anteilen schwankender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zu entwickeln und zu demonstrieren. Im Zentrum stehen dabei die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte. Das Förderprogramm thematisiert damit zentrale Herausforderungen der Energiewende wie Systemintegration, Flexibilität, Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Energieeffizienz sowie den Aufbau intelligenter Energienetze und Marktstrukturen“. BMWi (2015)

158 BMVI (2015)

155 vgl. BavariaStrom, FrankenStrom, Friesenenergie, Thüringer LandStrom, FichtelgebirgsStrom etc.

liegt die Federführung der relevanten Regelungen auf nationaler Ebene. Dies betrifft auch die konkrete Ausgestaltung der regionalen Grünstromvermarktung. Dazu wurden verschiedene Modelle in die Diskussion gebracht.¹⁵⁹

Im Rahmen der jüngsten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurde eine neue Regelung zur regionalen Grünstromkennzeichnung eingeführt. Diese berücksichtigt nicht die direkte Stromvermarktung, ermöglicht aber die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus regionalen Erzeugungsanlagen (vgl. §79a EEG 2017).

Als regional gilt der Strom demnach dann, wenn der Letztverbraucher aus Anlagen beliefert wird, die sich im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet des Verbrauchers befinden. Für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Kilowattstunde können sogenannte Regionálnachweise ausgestellt werden. Elektrizitätsversorgungsunternehmen können diese beim Umweltbundesamt beantragen. Sie bekommen so die Möglichkeit, ihren Kunden den Anteil an Strom aus der Region entsprechend auszuweisen. Allerdings verringert sich bei Inanspruchnahme dieser Regelung die EEG-Förderung gemäß §53b um 0,1 Cent pro Kilowattstunde.

Der Gesetzgeber will mit der Einführung von Regionálnachweisen eine Erhöhung der Akzeptanz der Energiewende vor Ort erreichen: „Durch eine solche Kennzeichnung können sich Stromverbraucher besser mit den Erneuerbare-Energien-Anlagen in ihrer Region identifizieren.“¹⁶⁰ In der Branche wird die neue Regelung zur regionalen Grünstromkennzeichnung kontrovers diskutiert. Einerseits wird in dem Modell die Chance gesehen, regionale Stromprodukte bei Verbrauchern bekannter zu machen und damit positive Impulse für die Akzeptanz der Energiewende zu setzen. Andererseits sind Marktteilnehmer bislang

skeptisch, ob die regionale Grünstromkennzeichnung aufgrund des Preisaufschlags signifikant Anwendung beziehungsweise Nachfrage finden wird. Insbesondere wird kritisiert, dass das Modell keine dezentralen Vermarktungsmodelle vorsieht, die über die Etikettierung hinausgehen. Eine reelle Lieferbeziehung zwischen dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, die zusätzliche Anreize schaffen würde, um Angebot und Nachfrage im Sinne der Systemintegration vor Ort aufeinander abzustimmen, ist nicht vorgesehen.

5.2 Risiken und Chancen

Die regionale Grünstromvermarktung ist für die weitere Ausgestaltung der Energiewende Risiko und Chance zugleich. Ihre Wirkungskraft zu ignorieren, wäre aus netztopologischer wie auch aus sozialer Hinsicht ebenso falsch, wie sie als Allheilmittel anzusehen. Es gilt vielmehr, regionale Grünstrommärkte in ein überregionales Energiesystem zu integrieren.

Dabei ist zu konstatieren, dass die Erfahrungen mit regionalen Grünstrommärkten bis dato sehr dünn sind. Wirtschaftliche Geschäftsmodelle der regionalen Grünstromvermarktung sind bisher mehr Wunschdenken und Marketingkonstrukte als energiewirtschaftlicher Alltag. Ein Herleiten von Handlungsoptionen allein aus bisherigen Markterfahrungen ist daher schlicht nicht möglich. Eine Bewertung muss vielmehr auch aus einer grundsätzlichen Analyse der Möglichkeiten und Grenzen vorgenommen werden.

Aus netztopologischer Sicht sprechen die technologischen Trends dafür, dass es in etlichen Netzregionen regelmäßig zu Netzengpässen kommt, da ein Ausbau des Stromnetzes bis zur letzten Kilowattstunde volkswirtschaftlich nicht effizient ist. Dies eröffnet die Chance, neue regionale Ökostromvermarktungsmodelle zu generieren, gerade auch für ansonsten abgeregelten Strom. Hinzu kommt: Je geringer die Kosten für dezentrale Speicheroptionen und für die digitale Regelbarkeit von Erzeugung und Verbrauch, desto eher rechnen sich regionale Grünstromange-

¹⁵⁹ Agora Energiewende/Hamburg Institut (2015)

¹⁶⁰ vgl. BMWi (2016)

bote. Demgegenüber steht jedoch die Erkenntnis, dass der Netzausbau in vielen Fällen die kostengünstigste Flexibilitätsoption ist, das heißt, dass die Kosten einer regionalen Ausregelung die Kosten eines zusätzlichen Netzausbaus übersteigen können. Darüber hinaus ist zu beachten, dass Regionalstrommärkte oft eher von politischen Identitäten geprägt sind („Frankenstrom“), dies jedoch nicht übereinstimmen muss mit etwaigen Netzengpässen – diese können genauso innerhalb von Regionen existieren.

Aus klassisch-ökonomischer Sicht spricht vieles gegen die regionale Grünstromvermarktung. Denn je größer der Markt, desto mehr Anbieter und Nachfrager können miteinander in Konkurrenz treten und desto günstiger wird das Ergebnis für den Verbraucher. Wenn zum Beispiel in einer Region zur Ausregelung von Ökostrom ein teurer Stromspeicher gebaut werden müsste, während anderswo in Deutschland eine *Power-to-Heat*-Anlage diese Dienstleistung genauso gut, aber viel günstiger erbringen kann, dann verursacht Regionalität Zusatzkosten für das Stromsystem. Die ökonomische Begründung für Regionalstrom liegt daher – neben der möglichen Vermeidung von Netzausbau (siehe oben) insbesondere darin, dass Strom für einen Teil der Kunden kein homogenes Gut ist, sondern es bei diesem Kundenkreis eine Präferenz für Regionalität und Vorort-Versorgung gibt. Die Chance von regionalen Grünstrommärkten besteht dann darin, diese Kundenpräferenzen zu materialisieren und dem Wunsch nach einer Versorgung mit regionalem Grünstrom durch klare Regelungen zur Herkunft gerecht zu werden. Dabei ist zu konstatieren, dass Regionalstromtarife auf Basis der aktuellen Regelungen bisher kaum wirtschaftlich darstellbar sind und damit sowohl für die Anbieter als auch für die Kunden mit Risiken behaftet sind. Ein weiteres Risiko wäre es, wenn sich Regionalstrom als reines Marketingprodukt entwickelt. Dominiert dieser Eindruck am Markt, dass „Region“ draufsteht, dies aber weder nachvollziehbar noch glaubwürdig ist, so könnte dies den Effekt der positiven Akzeptanz untergraben.

Aus sozialer Sicht kann die regionale Grünstromvermarktung einen gesellschaftlichen Mehrwert erbringen, wenn sie Teilhabe an der Energiewende ermöglicht. Wenn die Energiewende regional auch im positiven Sinne erfahrbar ist und die Nachfrage nach regionalen Produkten befriedigt werden kann, so kann sich dies unmittelbar auf die Akzeptanz auswirken. Zudem sind Versorgungsstrukturen heute keine Einbahnstraße mehr, bei denen es einen Händler gibt, der regionalen Strom bezieht und diesen an Dritte liefert. Kleinsterzeuger oder Erzeugergemeinschaften sowie Speicherbetreiber können über einen regionalen Grünstrommarkt mit regionalen Verbrauchern, die sie persönlich kennen, vernetzt werden, was wieder soziale Bedeutung hat. Anders herum wird es den Energiekonsumenten dauerhaft wohl kaum vermittelbar sein, warum Strom zwar vor ihrer Haustüre oder auf ihrem Dach erzeugt wird, sie ihn aber anders als zum Beispiel die Wärmeenergie vom Nachbarn oder der Kommune nicht beziehen dürfen. Die positiven belegten Assoziationen zur Heimat mit der Energieerzeugung zu verbinden, dürfte dauerhaft einen positiven Effekt auf die Akzeptanz der Energiewende haben. Riskant ist dieser Effekt dann, wenn Identitätsräume nicht mit der Netztopografie übereinstimmen. Die Entstehung von regionalen Grünstrommärkten könnte dann energiewirtschaftlich ineffizient sein, wobei es nur schwer möglich ist, dies mit etwaigen gesellschaftlichen Gewinnen abzugleichen.

Die politische Dimension ist maßgebend bei der Entwicklung regionaler Grünstromprodukte. Insbesondere in ländlichen Regionen hat sich die Energiewirtschaft als neuer Zweig der Wertschöpfung entwickelt. So ist es kaum verwunderlich, dass die Energiepolitik auf kommunaler und regionaler Ebene einen hohen Stellenwert erreicht hat. Die Erfahrungen mit der Energieproduktion haben in manchen Gegenden Deutschlands zu einem neuen Selbstbewusstsein und dem Anspruch geführt, die Energieversorgung stärker mit den Menschen vor Ort selbst zu organisie-

ren.¹⁶¹ Daher ist es naheliegend, dass Konzepte für die regionale Grünstromvermarktung, die auch sektorübergreifend gedacht und entwickelt werden, oftmals von regionalpolitischer Ebene ausgehen oder zumindest von Beginn an stark unterstützt werden. Würde die Bundespolitik bei der weiteren Entwicklung der Energiemärkte die regionale Politik und ihren Gestaltungsanspruch übergehen, so würde dies vermutlich mit dem Risiko sinkender Akzeptanz und Innovationskraft einhergehen.

5.3 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

Die größte Herausforderung hinsichtlich der regionalen Grünstromvermarktung besteht darin, dass es bislang keinen systematischen Diskurs über die Vor- und Nachteile gegeben hat. So liegt weder ein klares Bekenntnis noch eine klare Ablehnung zur Schaffung regionaler Energiemärkte in einem Gesamtkonzept der Energiewende vor. Insofern bedarf es eines besseren Verständnisses, besserer Daten und Analysen sowie eines vertieften politischen Dialogs über regionale Grünstrommärkte. Regionale Grünstrommärkte sind dabei nicht als autarke Inseln zu begreifen, sondern als integrierte Einheiten in einem überregionalen Energiemarkt.

Auf Basis der vorgegangenen Analysen existieren grundsätzlich drei energiepolitische Gestaltungsspielräume:

- (1) Bepreisung von Netzungspässen: Regionale (Grün-) Strommärkte mit einem regionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage haben dann einen ökonomischen Mehrwert für das Gesamtsystem, wenn sie teureren Netzausbau vermeiden. Das derzeitige System der Netzregulierung sieht jedoch eine entsprechende Abwägung nicht vor, stattdessen sieht es bei jeglichen Netzungspässen den Bau neuer Netze mit dem Ziel der Beseitigung des Netzungspasses vor. Analog wird an den Börsen der Strom ohne Transportkosten gehandelt. Die Energiepolitik müsste dem mit einer Anpassung der Netzentgeltstrukturen begegnen.
- (2) Reform der Herkunftsnachweise: Wenn Verbraucher eine Präferenz für regional erzeugten Strom haben, diese Nachfrage aber bisher aufgrund fehlender Regularien nicht bedient werden kann, dann ist es energiepolitisch geboten, diese Regularien entsprechend anzupassen. Konkret bedeutet dies, dass ein System von Herkunftsnachweisen etabliert wird, mit dem Stromproduktion lokal zugeordnet und damit auch regional vermarktet werden kann. Die Regelungen zu Regionalnachweisen im EEG 2017 sind dahingehend ein erster Schritt. Darüber hinaus sollte der deutsche Sonderweg beendet werden, dass EEG-Strom seine Qualität als vermarktbare Ökostrom verliert. In Zukunft sollten auch die jeweiligen Produzenten des durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geförderten Stroms ihre Erzeugungsmengen im Rahmen der Direktvermarktung als Ökostrom vermarkten können. Dies würde dem Entstehen von regionalen Grünstrommärkten deutlichen Vorschub leisten. Der aktuelle Gesetzesrahmen zur regionalen Grünstromkennzeichnung ist insofern nur in Teilen hilfreich, kann aber als erster Schritt in diese Richtung funktionieren.
- (3) Regionalbonus bei Abgaben/Umlagen: Es gibt eine politische Präferenz für Regionalität, die sich aus dem gesellschaftlich-sozialen Mehrwert von regionalen Strukturen (siehe oben) speist. Zugleich dienen regionale Strukturen einer stärkeren Akzeptanz der Energiewende. Um diese sozialen Faktoren auch ökonomisch zum Tragen kommen zu lassen, müssten sie regulatorisch in Form einer Besserstellung regionaler vor überregionalen Lösungen umgesetzt werden. Denkbar wäre etwa ein verminderter Abgaben- oder Umlagensatz für regional erzeugten und verbrauchten Strom. Demgegenüber steht die Tatsache, dass dies soziale Schieflagen produziert, da die so lokal vermiede-

¹⁶¹ Beispiele sind Regionen mit hohen Anteilen bei der Windkrafterzeugung, wie in Schleswig-Holstein, oder mit vielen Solar- und Biogasanlagen, wie in Franken oder Niederbayern.

nen Umlagen dann von anderen Verbrauchern getragen werden müssten. Zudem würde eine solche Bevorzugung von Regionalität gegenüber überregionalen Lösungen das Stromsystem insgesamt teurer und ineffizienter machen.

Diese politischen Optionen zu gestalten ist eine Herausforderung, da man damit teilweise erhebliches Neuland in der energiepolitischen Regulierung betreten würde. Zudem gibt es, wie eingangs beschrieben, kein eindeutiges geografisches Maß für die Einordnung energiewirtschaftlicher Regionen. Vielmehr müsste für jede der drei Ebenen der Regionenbegriff sachgerecht definiert werden – je nachdem ob geografische Räume, Netzbereiche oder politisch-kulturelle Identitätsräume besser geeignet sind.

5.4 Fazit und Ausblick

Regionale Grünstrommärkte sind aktuell vor allem ein theoretischer Diskurs. In der wirtschaftlichen Praxis spielen sie aufgrund der regulativen Rahmenbedingungen und geringen Wirtschaftlichkeit bislang kaum eine Rolle. Dabei wird augenscheinlich, dass die Präsenz der erneuerbaren Energieerzeugung auf den Dächern und Feldern der Menschen den Bezug zum Stromprodukt verändert. Aus einem *Commodity*-Produkt, das früher für den Verbraucher einfach aus der Steckdose kam, wird ein Produkt mit Differenzierungspotenzial nach Herkunft, Erzeugung und Händler. Zumindest ein Teil der Kunden verlangt daher nach einem regionalen Bezug oder der Möglichkeit zur Teilhabe an diesen Märkten. Auf der anderen Seite macht die technologische Entwicklung eine zelluläre Struktur der Energieversorgung möglich und ökonomisch interessant.

Dabei bleibt eine Reihe von Fragen offen. Das Feld der regionalen Grünstromvermarktung ist bislang wenig systematisch erfasst. Die Potenziale und Grenzen sind kaum erforscht. Insbesondere ist offen, welche Nachfrage es gibt und wie sie sich auf den Preis auswirkt, welche Auswirkungen regionale Teilhabe auf die Akzeptanz der Energiewende

entfalten kann und wie sich der energiewirtschaftliche Nutzen monetarisieren lässt. Auch ist die Übereinstimmung von Identitätsräumen und mit der Netztopologie bislang nicht hinreichend geklärt. Es gibt hier insofern dringenden Klärungsbedarf, als dass eine systematische Bewertung regionaler Grünstrommärkte aussteht, gleichzeitig aber weitreichende Weichenstellungen im Strommarkt vorgenommen werden.

VI. *Smart Grid* und *Smart Market*

Dr. Stephanie Ropenus

6.1	Was ist ein <i>Smart Grid</i>, und was ist ein <i>Smart Market</i>?	95
6.2	Netztopologische Dimension	97
6.2.1	Messung, Kommunikation und Steuerung: Wie zentral oder dezentral?	97
6.2.3	Mögliche Verortung des <i>Smart Market</i> vs. reiner Netzbetrieb	101
6.2.4	Fragen im Zusammenspiel von globaler und lokaler Ebene bei <i>Smart Markets</i> : Dienstleistungen und Flexibilitätsoptionen	102
6.2.5	<i>Smart Grid</i> und Einfluss auf den Netzausbau	104
6.3	Ökonomische Dimension des <i>Smart Markets</i>: Abgrenzung von Markt und Netz für die Beschaffung von lokalen und globalen Dienstleistungen	104
6.3.1	Mögliche Ausgestaltung und Allokationsmechanismen für einen <i>Smart Market</i>	104
6.3.2	Preissignale als Anreiz für die Teilnahme an <i>Smart Markets</i>	106
6.4	Gemeinschaftsbezogene Dimension: Einbeziehung von neuen Akteuren durch Digitalisierung und Automatisierung	107
6.5	Politische Dimension: Zukünftige Ausgestaltung eines kohärenten Regelwerks	109
6.6	Chancen und Risiken	110
6.7	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	111
6.8	Fazit und Ausblick	114

VI. *Smart Grid* und *Smart Market*

6.1 Was ist ein *Smart Grid*, und was ist ein *Smart Market*?

Smart Grid und *Smart Market* sind Begriffe, die oft als Schlagwort im Rahmen der Energiewende, der Digitalisierung aber auch im Diskurs der Dezentralität Verwendung finden. Es wird häufig auf die Potenziale von *Smart Grids* für eine vereinfachte Koordination bei einer steigenden Anzahl von Akteuren auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite hingewiesen. Dabei werden immer wieder ökonomische Effizienzgewinne, die Integration Erneuerbarer Energien sowie das Monitoring und die Steuerung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erwähnt.¹⁶² Aber was genau ist eigentlich ein *Smart Grid*? Und was ist der Unterschied zum *Smart Market*? Eine konkrete Definition und Abgrenzung der Begriffe gestaltet sich schwierig, zumal *Smart Grids* und *Smart Markets* umgangssprachlich zuweilen synonym verwendet werden. In unserem Kontext eines liberalisierten und entflochtenen Strommarktes ist es daher umso wichtiger, zu Beginn dieses Kapitels eine mögliche Abgrenzung der Definitionen aufzuzeigen. Die Entflechtungsvorgaben im Zuge der Liberalisierung sehen eine Trennung der Stromerzeugung und -lieferung vom Netzbetrieb vor, was eine klare Abgrenzung der Markt- von der Netzsphäre beinhaltet. Zudem wurde das Messwesen liberalisiert.

Der Begriff des *Smart Grids* bezieht sich im Grundsatz auf die Infrastruktur, welche zusätzlich zum Netz die notwendige Sensorik umfasst, um Netzzustände in Echtzeit zu erfassen. Das *Smart Grid* verfügt über Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) wie intelligente Zähler zur Messwerterfassung, Kommunikationsinfrastruktur zur Verarbeitung und Verteilung der Daten, Automatisierungstechnik sowie Technik für die Regelung und Steuerung (Schaltboxen). Die Internationale Energieagentur (IEA) hat

Smart Grids als ein elektrisches Netz definiert, das digitale und andere fortschrittliche Technologien verwendet, um den Stromtransport von allen Erzeugern zu kontrollieren und zu steuern, um somit die variierende Nachfrage von Endverbrauchern zu befriedigen.¹⁶³ Die EU betrachtet *Smart Grids* als Energienetze, die automatisch Energieflüsse monitoren und sich an Änderungen in Energieangebot und -nachfrage entsprechend anpassen.¹⁶⁴

Die Schwierigkeit bei dem sprachlichen Gebrauch von *Smart Grid* liegt in der praktischen Ausweitung des Begriffs, der in seinen unterschiedlichen Ausprägungen und teils universalen Interpretationen bis hin zur allgemeinen zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems reicht. Nach einer strengen Auslegung der Definition eines *Smart Grids* ist das heutige Übertragungsnetz mit seiner zur Verfügung stehenden IKT wie beispielsweise Monitoring von Leitungszuständen in vielerlei Hinsicht bereits sehr „smart“. Der breit gefasste Begriff des *Smart Grids* geht jedoch weit über die intelligente Netzinfrastruktur hinaus. Er wurde immer mehr zum „universellen Begriff für Konzepte und Ansätze, die in irgendeiner Weise der Integration Erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem dienen und zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität beitragen“¹⁶⁵. Damit einhergehend ist ein zunehmendes Verschwimmen zwischen der Markt- und der Netzsphäre im Kontext des *Smart Grids* zu beobachten. Erschwerend kommt hinzu, dass die unscharfe Trennung zwischen Netz

163 Im Original: „an electricity network that uses digital and other advanced technologies to monitor and manage the transport of electricity from all generation sources to meet the varying electricity demands of end-users“. In: IEA – International Energy Agency (2011)

164 Im Original: „Smart grids are energy networks that can automatically monitor energy flows and adjust to changes in energy supply and demand accordingly.“ Smart Grids Task Force.

165 Doleski, O. D.; Aichele, C. (2014), S. 9

162 zum Beispiel Cenelec

und Markt innerhalb der *Smart-Grid*-Diskussion sowohl regulierte als auch nicht regulierte Aspekte mit einschließt, was in Bezug auf die Entflechtungsbestimmungen von Erzeugung, Vertrieb und Netz nicht unproblematisch ist.

Im deutschen Energierecht gibt es derzeit keine Legaldefinition für *Smart Grid*.¹⁶⁶ Einen Ansatz für die Differenzierung zwischen *Smart Grid* und *Smart Market* liefert die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier *Smart Grid und Smart Market*.¹⁶⁷ Demnach dienen die Netzkapazität (*Grid*) und die Energiemengen, die auf dem *Market* gehandelt werden, als Unterscheidungskriterium zwischen *Smart Grid* und *Smart Market*. Anders ausgedrückt stellt das *Smart Grid* die Netzinfrastruktur dar, welche im Gegensatz zu konventionellen Elektrizitätsnetzen durch informations- und regeltechnische Erweiterungen zu einem intelligenten Netz umgebaut wurde. Die IKT fungiert somit als *Enabler*, um einen intelligenten Netzbetrieb zu ermöglichen. Der *Smart Market* ist hingegen „der Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden“¹⁶⁸. Nach dieser Differenzierung beinhaltet das *Smart Grid* Netzkapazitätsfragen wie (intelligenter) Netzausbau, Steuerung von Netzen und Management von Netzkapazitäten. Der Fokus des *Smart Markets* liegt hingegen auf Energiemengen oder Energieflüssen (Marktsphäre). Der *Smart Market* umfasst also Energiemengenaustausch zwischen Erzeugern und Kunden, Energiedienstleistungen, Energieeinsparungen und damit verbundene Preise und Anreize, welche den Einsatz der Erzeugungskapazitäten den physikalischen Übertragungseinschränkungen anpassen und das Nutzerverhalten ändern können (zum Beispiel zeit- oder lastabhängige Strompreisstufen). Neben den klassischen Akteuren

wie Stromproduzenten und Verbrauchern können auf dem *Smart Market* auch neue Akteure wie *Prosumer* oder Energiedienstleister aktiv sein.

Im deutschen Regelwerk gibt es gegenwärtig kein kohärentes Konzept für die Errichtung von *Smart Markets*, um systemoptimierend Anreize für Erzeuger, Verbraucher und Flexibilitätsanbieter zu generieren. Nichtsdestotrotz existieren auch heute schon – zumeist in Nischen – Elemente von *Smart Markets*. Unter der oben angeführten Definition können *Smart Markets* beispielsweise subsummieren: zeitliche Verlagerung des Verbrauchs aufgrund von variablen Energiepreisen (*Demand Response*), lokale Marktplätze zum Beispiel zur Vermarktung regional erzeugten Stroms, *Pooling* von Verbrauch oder Erzeugungskapazitäten zur besseren Vermarktung durch Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke und Speicher, wenn sie nicht zur Netzstabilisierung, sondern zur Verlagerung des Energieverbrauchs betrieben werden.¹⁶⁹ Da der *Smart Market* noch nicht im Regelwerk als solcher konzeptualisiert ist, wird dieses Kapitel des Öfteren auf Modelle aus der Forschung für eine mögliche Ausgestaltung verweisen.

Im Folgenden lehnt sich dieses Kapitel an die Definition der Bundesnetzagentur von *Smart Grid* und *Smart Market* an. Das *Smart Grid* bildet in diesem Sinne mit seiner technischen Infrastruktur und seinen vorhandenen Kapazitäten die Grundvoraussetzung für den *Smart Market*. Wie entlang der verschiedenen Dimensionen der Dezentralität im Folgenden deutlich wird, bewegen wir uns dabei eng an der Schnittstelle von Markt und Netz. Da der Handel elektrischer Energie sowohl in Bezug auf Energiemengen als auch zeitlich und geografisch auf das Vorhandensein von Netzkapazitäten angewiesen ist, sind trotz der Differenzierung zwischen der Markt- und der Netzsphäre die starken bestehenden Interdependenzen zu beachten. Daher ist eine strikte Trennung an der Schnittstelle von *Smart Market* und *Smart Grid* nicht immer konsequent einzuhalten.

166 Reichel, I. (2011)

167 vgl. BNetzA (2011)

168 BNetzA (2011), S. 12

169 Reichel, I. (2011)

Dies trifft insbesondere dann zu, wenn der Einsatz von Flexibilitätsoptionen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite beispielsweise zu einer Verminderung des Netzausbaus führen oder zur Beseitigung von Netzengpässen dienen kann. In diesem Sinne sind der Einsatz von Flexibilitäten im Rahmen eines *Smart Markets* und – in längerfristiger Perspektive – der Netzausbau Substitute. Umso wichtiger ist dann eine Zuordnung der jeweiligen Instrumente (zum Beispiel Nutzung von Flexibilitäten) – je nach Anwendung – zu der Markt- oder der Netzsphäre.

6.2 Netztopologische Dimension

6.2.1 Messung, Kommunikation und Steuerung: Wie zentral oder dezentral?

Die Umrüstung zu einem *Smart Grid* besteht insbesondere in der Aufrüstung der bestehenden Verteilnetze mit Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regelungs- und Automatisierungstechnik. Auf diese Weise wird im Verteilnetz eine intelligente Betriebsführung ermöglicht, indem Daten zu Energiemengen (elektrischer Arbeit) und Kapazität (Leistung) erhoben werden, die für die Steuerung und Ausregelung essenziell sind. Zudem sind weitere Größen wie beispielsweise die Ermittlung von Spannung oder Blindleistung an neuralgischen Netzknoten für die Netzbetreiber von Interesse. Die IKT als Kommunikationsinfrastruktur kann dabei sowohl den Netzbetreiber (zum Beispiel bei Netzlastprognose, Netznutzungsabrechnung, Bilanzierung) als auch die Marktteilnehmer (zum Beispiel bei Endkundenabrechnung von Lieferanten, zukünftige Energiedienstleister) mit den notwendigen Daten versorgen.¹⁷⁰ Im Rahmen der Umrüstung zu intelligenten Netzen – oder *Smart Grids* – stellt sich die Frage, wie weit – das heißt, wie dezentral – ein Rollout von IKT erfolgt. So kann beispielsweise ein intelligenter Zähler (*Smart Meter*) inklusive der dazugehörigen Kommunikationsinfrastruktur zur Übermittlung der Daten (zum Beispiel über ein *Smart-Meter-Gateway*) in jedem einzelnen Haushalt sozusagen bis in die letzte Einheit

installiert werden. Genauso ist es aber auch möglich, lediglich neuralgische Punkte im Netz für die Messung und Kommunikation von Netzdaten mit der entsprechenden IKT auszustatten. Eine Abwägung von Kosten und Nutzen sowie Konzepte wie das der Datensparsamkeit werden hierbei als Kriterien herangezogen.¹⁷¹

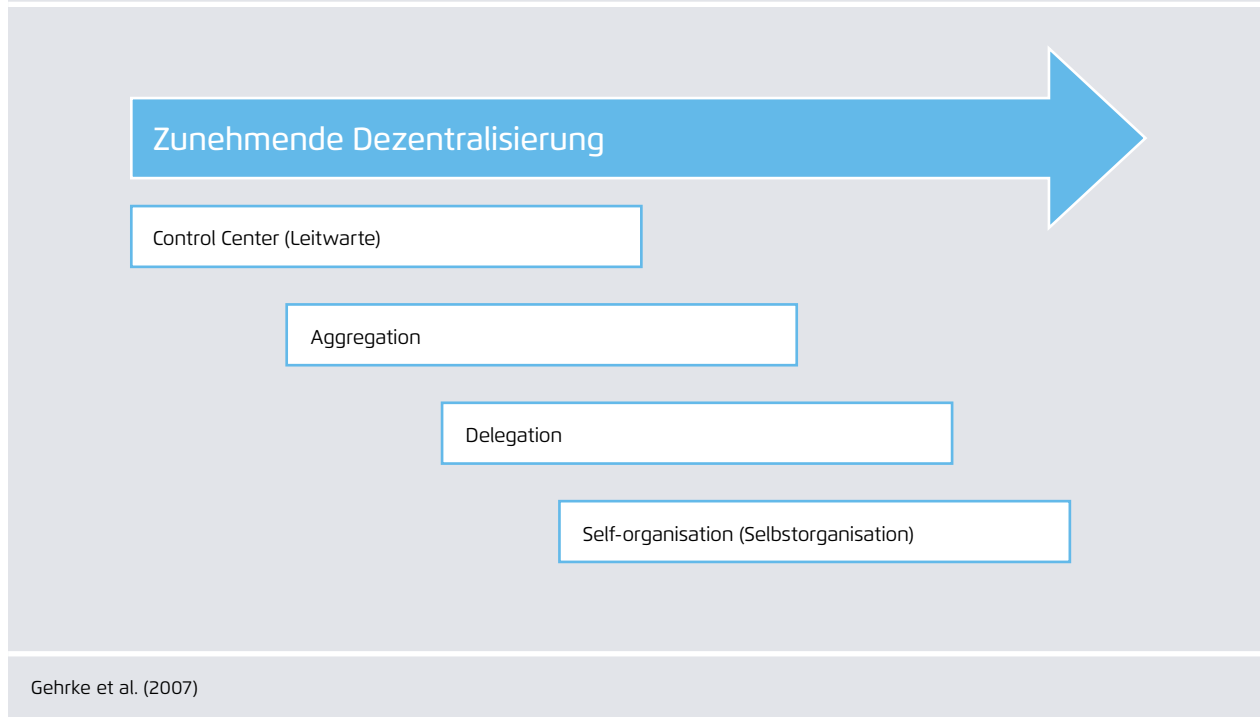
Die Steuerung und Regelung innerhalb des Netzbetriebs kann ebenfalls auf unterschiedlichen Ebenen beziehungsweise in unterschiedlicher Granularität erfolgen (*centralised vs. decentralised control strategy*). In elektrischen Netzen muss die Systembilanz stets im Gleichgewicht sein. Das bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt genauso viel elektrische Energie erzeugt werden muss, wie verbraucht wird. Wenn es in der Einsatzstunde dennoch Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch gibt, beispielsweise bei einem Kraftwerksausfall, wird Ausgleich über Regelleistung geschaffen. Die Beschaffung von Regelleistung erfolgt auf einem zentralen Markt für Regelleistung. Auf diesem Markt agiert der Übertragungsnetzbetreiber als Monopsonist, also als *Single Buyer*. Die Steuerung der Erzeugungsanlagen oder gegebenenfalls Lasten geschieht dann zentral aus der Leitwarte des Übertragungsnetzbetreibers. In dem Beispiel eines Kraftwerksausfalls würde der Übertragungsnetzbetreiber dann ein Regelsignal an ein schnell startendes Kraftwerk geben, welches für den ausgefallenen Erzeuger einspringt, oder er könnte alternativ am Regelleistungsmarkt teilnehmende Stromkunden per Laststeuerung vom Netz trennen. In

171 Beispiel *Smart-Meter-Rollout* im Digitalisierungsgesetz: Intelligente Messsysteme – auch *Smart Meter* genannt – umfassen sowohl den intelligenten Zähler als auch die Kommunikationsinfrastruktur (das *Smart-Meter-Gateway*). Das im Juni 2016 verabschiedete Digitalisierungsgesetz sieht einen Rollout von intelligenten Messsystemen für Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 7 Kilowatt und für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 Kilowattstunden vor. Unterhalb dieser Schwelle – beispielsweise bei Haushaltskunden – werden intelligente Zähler nicht installiert. Unter Berücksichtigung von Preisobergrenzen besteht jedoch auch hier die Möglichkeit einer optionalen Umrüstung auf intelligente Messsysteme.

170 vgl. BNetzA (2011)

Ansätze für zunehmende Dezentralisierung bei der Steuerung –
Power System Control (schematisch)

Abbildung 9



diesem Sinne wird bei der Systembilanz durch zentrale Steuerung für Ausgleich gesorgt. Die Steuerung und Ausregelung von Erzeugung und/oder Verbrauch kann innerhalb des Systems aber auch auf tieferen Ebenen erfolgen. Im Falle der Aggregation kann durch den Zusammenschluss mehrerer Erzeugungseinheiten eine Ausregelung auf einer untergeordneten Ebene innerhalb dieses Zusammenschlusses durch die Marktakteure selbst geschehen. Ein derartiges Konzept ist die Bildung von sogenannten virtuellen Kraftwerken, manchmal auch Kombikraftwerke oder Schwarmkraftwerke genannt. In virtuellen Kraftwerken sind mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Onshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen und Blockheizkraftwerke sowie gegebenenfalls Speicher zu einem Verbund zusammengeschlossen. Ein virtuelles Kraftwerk – oder Kombikraftwerk – beinhaltet also eine zentrale Steuerung mehrerer kleiner und dezentraler Anlagen.¹⁷² Diese zentrale Steuerung er-

folgt über den virtuellen Kraftwerksbetreiber, der von seiner eigenen Schaltzentrale beziehungsweise Leitwarte aus die Einsätze koordiniert. In der Regel speisen virtuelle Kraftwerke über eine Stichleitung in das öffentliche Versorgungsnetz ein. Diese Stichleitung wird auch Einspeisenetz genannt. Im Gegensatz zum öffentlichen Verbundnetz sind Einspeisenetze weniger redundant ausgelegt und dienen, wie der Name schon besagt, lediglich der Einspeisung von elektrischer Energie, nicht aber dem Anschluss von Endverbrauchern. Durch die Kombination verschiedener EE-Erzeugungstechnologien bieten virtuelle Kraftwerke über die Steuerung und Koordination der Erzeugungsanlagen die Möglichkeit, lokal im eigenen Erzeugungspark Schwankungen auszugleichen und eine verstetigte Einspeisung anzubieten. Ebenso können Einspeisenetze dazu dienen, über eine Stichleitung mehrere Windenergieanlagen an eine höhere Spannungsebene anzuschließen. Bei Engpässen im Verteilnetz (zum Beispiel im Mittel- oder Hochspannungsnetz) haben Einspeisenetze damit den Vorteil, dass sie das „verstopfte“ Netz quasi umgehen kön-

¹⁷² vgl. IKEE (2007)

nen, da ihr Netzverknüpfungspunkt an einer höheren Spannungsebene (zum Beispiel Höchstspannung) ist. Größere Windparks werden in der Regel ebenfalls über eine zentrale Leitwarte überwacht. Das virtuelle Kraftwerk ist ein Marktakteur, welcher klar der Marktsphäre zuzuordnen ist. Innerhalb seines Erzeugungsparks kann er aber als System im System Synergien für die Bereitstellung elektrischer Energie oder von Systemdienstleistungen durch Aggregation nutzbar machen.

Das Konzept der Delegation bedeutet, einen Schritt weiterzugehen in Richtung eines Systems mit verteilten Automatisierungslösungen in eigenständigen Regelkreisen im Netz. Dies bedeutet eine zunehmende Selbstausregelung des Netzes. Auf der dezentralen Seite des möglichen Steuerungs- und Regelungsspektrums steht schließlich die Selbstorganisation von Netzen mit intelligenter Netzführung und Inselnetzbetrieb. Dies schließt die Verknüpfung an ein übergeordnetes Netz nicht aus. Ein Beispiel für Selbstorganisation ist das Konzept der *Microgrids*. Dabei handelt es sich um regionale, meist örtlich begrenzte Elektrizitätsnetze, über die lokal erzeugter Strom zu den direkt angeschlossenen Energieverbrauchern gesteuert wird. Im Gegensatz zu einem Einspeisenetz dient ein *Microgrid* also der Versorgung von Endkunden und kann somit durchaus einen Bestandteil des öffentlichen Versorgungsnetzes darstellen. Ein *Microgrid* kann durch Zuschaltung auch Strom aus anderen Netzen wie dem überlagerten öffentlichen Netz beziehen (*interconnected mode*), ist allerdings auch in der Lage als Inselnetz autonom zu operieren.¹⁷³

6.2.2 Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf den Netzbetrieb und die Systemverantwortung

Das Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ beschreibt die Auswirkungen der Regi-

onalisierung von Erzeugung und Verbrauch auf die Netzstruktur und den Netzausbau. Hierbei stellen die geografische Verteilung des Zubaus und die Integration von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie grundsätzlich die Verschiebung von Erzeugungs- und Lastschwerpunkten maßgebliche Treiber für den Umbau der Netze dar. Rund 98 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind an das Verteilnetz angeschlossen¹⁷⁴ und speisen somit in die unteren Spannungsebenen ein. Ein weiterer wichtiger Treiber sind die europäische Marktintegration und daraus folgend grenzüberschreitende Stromtransite von und zu den Nachbarländern. Um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen, müssen die Netzbetreiber zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sogenannte Systemdienstleistungen erbringen. Dazu gehören Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung.¹⁷⁵ Die Betreiber von Erzeugungsanlagen liefern hierfür die Vorleistungen. So dient Blindleistungsbereitstellung beispielsweise der Spannungshaltung. Die bereits erwähnte Regelleistung und die Momentanreserve werden hingegen zur Frequenzhaltung benötigt. Die Spannungshaltung ist eine Systemdienstleistung, die lokal in dem jeweiligen Netzgebiet bereitgestellt wird, während die Frequenzhaltung eine globale, systemische Größe ist.

Traditionell wurden Systemdienstleistungen von konventionellen Kraftwerken erbracht. Die Mindestanforderungen hierfür sind in technischen Netzzanschlussregeln je nach Spannungsebene, an der eine Erzeugungsanlage angeschlossen ist, festgelegt.¹⁷⁶ Zudem können darüber hinausgehende An-

173 Das Thema *Microgrids* wurde im Rahmen eines Projektes des European Research Project Cluster „Integration of RES + DG“ ausführlich untersucht: www.microgrids.eu/micro2000

174 E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), S. 15

175 Verband der Netzbetreiber (VDN) e. V. beim VDEW (2007), S. 49

176 zum Beispiel Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV), TransmissionCode 2007, Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (NC RfG), Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV), Anwendungsregeln des VDE: TAB Hochspannung, TAB Mittelspannung und TAB Niederspannung.

forderungen in Netzanschlussverträgen vereinbart werden. Mit einem Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen werden diese systemrelevant und übernehmen immer mehr Systemverantwortung. So können Windenergieanlagen bereits zu Frequenzhaltung und Spannungshaltung sowie dynamischer und statischer Netzstützung beitragen.¹⁷⁷ Systemdienstleistungen werden zunehmend dezentral und im Verteilnetz erbracht. Alternativ zu Erzeugungsanlagen können bestimmte Systemdienstleistungen aber auch anderweitig bereitgestellt werden. So kann Blindleistung über Kompensationsanlagen (zum Beispiel fest eingebaute oder automatisch zugeschaltete Kondensatoren, sogenannte aktive Blindleistungsfilter) netzseitig erbracht werden. Letztere können auch von neuen Anbietern – also nicht unbedingt durch konventionelle Erzeugungsanlagen oder Erneuerbare-Energien-Anlagen – bereitgestellt werden. Eine zentralere Variante von stromerzeugungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung ist hingegen der Einsatz von Phasenschiebern, wie zum Beispiel der Generator vom Block A des Kernkraftwerks Biblis, der sich jetzt im Motorbetrieb befindet, um zur Spannungshaltung in Süddeutschland beizutragen.¹⁷⁸ Erzeugungsseitig und zentral können zudem *Redispatch*-Maßnahmen von großen, konventionellen Kraftwerken auch der Spannungshaltung dienen (eine ausführlichere Beschreibung zum Thema *Redispatch* erfolgt im Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“). Die Anforderungen an die Spannungshaltung sind sehr abhängig von der Situation in der jeweiligen Netzregion – das heißt, wie viel konventionelle Erzeugung noch am Netz ist, wie hoch der Anteil an Erneuerbare-Energien-Anlagen ist und wie die Verbrauchsstruktur ist. So ist vor allem in der Niederspannungsebene häufig die Einhaltung von Spannungskriterien die restriktivste Randbedingung bei der Integration Erneuerbarer Energien.¹⁷⁹ Dies ist insbesondere für Regionen mit

hohem Photovoltaikzubau wie in Süddeutschland relevant, da es gilt, die Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz begrenzen zu können, die dort durch die hohe Einspeisung von Solaranlagen entsteht. Hier können regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) zum Einsatz kommen. Der RONT kann bei einer Regelung auf Sammelschienenspannung auf Basis seiner vorkonfigurierten Regelungsparameter vollständig autark agieren. Alternativ – wenn die gemessenen Spannungswerte an die Leitstelle des Netzbetreibers gesendet werden – kann die Steuerung der Transformatorenstufensteller auch zentral in der Leitstelle des Verteilnetzbetreibers durchgeführt werden. Die letztgenannte Variante bedeutet zwar höhere Kosten durch die Kommunikation, ermöglicht aber eine bessere Steuerung der Spannung im Netz, da alle vorhandenen Transformatoren berücksichtigt werden können.¹⁸⁰ Dieses Beispiel zeigt, dass unterschiedliche Grade der Dezentralisierung der Steuerung bei einem dezentral verorteten Betriebsmittel wie dem RONT im Verteilnetz möglich sind.

Die Entwicklungen in Verteil- und Übertragungsnetz werfen die Frage nach der Rollenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber auf. Der Übertragungsnetzbetreiber trägt die Systemverantwortung und ist der Akteur, der für eine ausgeglichene Systembilanz und die Frequenzhaltung verantwortlich ist. Neue Kommunikations- und Steuerungsstrukturen, Automatisierung sowie eine zunehmend dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen bringen jedoch ebenso steigende Komplexität und neue Aufgaben für die Verteilnetzbetreiber mit sich. Die Umrüstung der Netze zu *Smart Grids* geht daher mit der Frage eines aktiven Managements der Netze und einer sich wandelnden Rolle der Verteilnetzbetreiber einher. Aufgrund der Heterogenität der Netzregionen, aber auch der Organisationsstruktur der 880 Verteilnetzbetreiber, die in Deutschland die Netze betreiben, entstehen hier unterschiedliche Herausforderungen und verschiedene Ansätze, mit den neuen Entwicklungen umzugehen

177 Bundesverband Windenergie (2014)

178 Amprion (2012)

179 E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), S. 87

180 E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), S. 89

(von einem eher passiven Ansatz bei der Integration Erneuerbarer Energien bis hin zum proaktiven und innovativen Verteilnetzbetreiber).

6.2.3 Mögliche Verortung des *Smart Market* vs. reiner Netzbetrieb

Eine Auslegung des Netzes auf die letzte Kilowattstunde ist volkswirtschaftlich nicht effizient.¹⁸¹ Durch die sich wandelnde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur gibt es neue Gleichzeitigkeitseffekte von hoher Einspeisung durch Erzeugung (zum Beispiel regionales Aufkommen einer Windfront) oder aber auch von Lasten im Verteilnetz (zum Beispiel Entnahmespitzen bei Elektromobilität). Zudem entsteht vermehrt Rückspeisung von den unterlagerten Spannungsebenen in das Hoch- und Höchstspannungsnetz, zum Beispiel wenn die Erzeugung lokal – also im Verteilnetz vor Ort – nicht abgenommen werden kann oder wenn der Strom von EE-Anlagen aus einer Region zu Städten oder Lastzentren transportiert wird. Ursachen für die Entstehung von Netzengpässen im Verteil- und im Übertragungsnetz sowie die Maßnahmen zu ihrer Behebung, insbesondere das Einspeisemanagement und *Redispatch*-Maßnahmen, sind im Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ genauer beschrieben. Die Maßnahmen in netzkritischen Situationen, um Grenzwertverletzungen (Strom, Frequenz, Spannung) zu vermeiden oder zu beheben, werden von den Netzbetreibern durchgeführt.

Wichtig ist bei der Ergreifung von Maßnahmen die Differenzierung zwischen einer ausgeglichenen Systembilanz – Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem, also systemisch *global* – und dem Auftreten *lokaler* Netzengpässe im Übertragungs- oder Verteilnetz. Zusätzlich zu den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Energie-

wirtschaftsgesetz (EnWG) verankerten Einspeisemanagement- und *Redispatch*-Maßnahmen gibt es noch die netzdienliche Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§14a EnWG). Die Maßnahmen der Netzbetreiber greifen, wenn physikalische Restriktionen im Netz auftauchen. Aber wie lässt sich der Begriff des *Smart Markets* in diesem Kontext verorten? Diese Frage ist insbesondere relevant, da *Smart Markets* häufig als ein mögliches Instrument für die Bewirtschaftung von Netzengpässen diskutiert werden, welches bereits vor dem Auftreten einer netzkritischen Situation angewandt werden könnte, also präventiv statt kurativ. Unter dieser Prämisse setzen *Smart Markets* gewissermaßen im Bereich dazwischen an, das heißt zwischen den klassischen Strommärkten (*Day-ahead* und *Intraday*) und dem reinen Netzbetrieb. Die Idee dahinter ist, an dieser Schnittstelle von Markt und Netz Netzengpässe durch die Dienstleistungen von Flexibilitätsanbietern zu bewirtschaften.

Ein Konzept, das die Verortung des *Smart Markets* in Abgrenzung zum reinen Netzbetrieb beschreiben kann, ist das der Netzampel oder Kapazitätsampel¹⁸², die sich an drei physikalischen Zuständen orientiert. Analog zu einer Ampel ist in der grünen Phase ausreichend Kapazität für die Realisierung der Pläne und Transaktionen aller Marktteilnehmer vorhanden, und dem Netzkapazitätsmanagement muss keine erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden. Das heißt, es müssen keine Eingriffe durch den Netzbetreiber erfolgen. In der gelben Phase hingegen ist die Netzkapazität aufgrund potenzieller Begrenzungen genau zu beobachten; es kann eventuell zu steuernden Eingriffen in Form von netz- und marktbezogenen Eingriffen seitens des Netzbetreibers kommen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Es handelt sich hierbei also um einen Übergangsbereich, in dem die Marktteilnehmer eventuell darauf hingewiesen werden müssen, dass es – falls nötig – zu steuernden Eingriffen durch den Netzbetreiber kommen kann. In

181 Wie im Kapitel zur Regionalisierung dargestellt, haben verschiedene Studien den Verteilnetzausbau unter der Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien quantifiziert, zum Beispiel E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014). Zudem wird im Netzentwicklungsplan (NEP) eine Spitzenkapazität als Instrument der Netzplanung angewandt.

182 Dieses Konzept wurde in unterschiedlichen Varianten ausgearbeitet, zum Beispiel in: BNetzA (2011), S. 13ff.

der roten Phase muss der Netzbetreiber koordinierend durch eigene Steuerung oder Anweisungen an die Marktakteure eingreifen, da die zur Verfügung stehende Netzkapazität nicht ausreicht. Das heißt, netzbezogene Maßnahmen wie Abschaltungen von Erzeugern, Transiten und Leistungsreduktion bei Verbrauchern werden dann vorgenommen. Somit ist die rote Phase rein netzdienlich, um die Systemstabilität zu wahren.¹⁸³

Für eine mögliche Ausgestaltung von *Smart Markets* werfen die zuvor beschriebenen Aspekte einige Fragen auf. Dem Konzept der Kapazitätsampel folgend stellt sich die Frage, welches Potenzial der Einsatz von Flexibilitätsoptionen über einen *Smart Market* in der gelben Phase zur Verringerung oder gar Vermeidung von Maßnahmen wie Abschaltungen oder Leistungsreduktionen in der roten Phase hat. Des Weiteren stellt sich für die rechtlich-regulatorische Ausgestaltung die Frage, inwieweit – oder bis zu welchem Grad – Marktakteure selbst für einen Ausgleich entsprechend der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten sorgen müssen oder ab wann der Netzbetreiber optimierend eingreifen sollte.¹⁸⁴ Es geht also darum, inwieweit der Übertragungsnetz- oder Verteilnetzbetreiber Energiemengen nicht nur transportiert, sondern inwieweit er Energiemengen oder Systemdienstleistungen für die Netzengpassbeseitigung und den sicheren Systembetrieb gegebenenfalls von Marktakteuren kontrahiert – oder welche Alternativmodelle es gibt, insbesondere vor dem Hintergrund einer systematischen Abgrenzung von Markt und Netz. Auch ist dabei zu konkretisieren, in welcher Netzsituation ein möglicher *Smart Market* sich auflöst und in den reinen Netzbetrieb übergeht. Schließlich stellt sich aus netztopologischer Sicht die Frage, wie Übertragungs- und Verteilnetz beziehungsweise die globale und die lokale Systemebene zusammenspielen.

¹⁸³ Im Energiewirtschaftsgesetz könnte §13 (1) als der gelben und §13 (2) als der roten Phase zugehörige Maßnahmen interpretiert werden.

¹⁸⁴ vgl. BNetzA (2011), S. 13

6.2.4 Fragen im Zusammenspiel von globaler und lokaler Ebene bei *Smart Markets*: Dienstleistungen und Flexibilitätsoptionen

Für die netztopologische Dimension der Dezentralität bei einer möglichen Ausgestaltung von *Smart Markets* ist sowohl

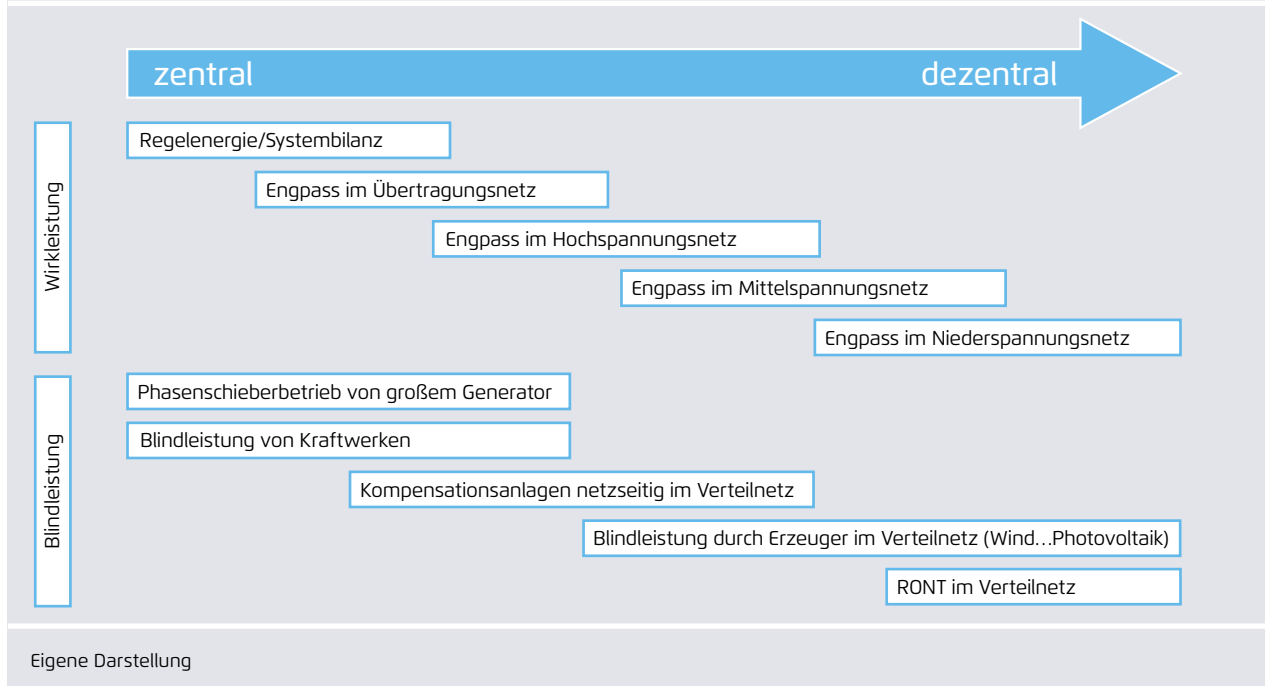
- die Art der Dienstleistung: lokal (zum Beispiel Engpass im Verteilnetz, Spannungshaltung in der Niederspannung, Blindleistungsbereitstellung) vs. global (zum Beispiel Regelernergie, Systembilanz) als auch
- die Art der Flexibilitätsoption (lokal am Verteilnetz vs. an einer höheren Spannungsebene angeschlossen) entscheidend.

In diesem Sinne können die lokalen Flexibilitätsoptionen auch als dezentrale Flexibilitäten interpretiert werden. Dies kann beispielsweise eine *Power-to-Heat*-Anlage, eine steuerbare Last oder eine Erneuerbare-Energien-Anlage sein, die sich hinter einem Netzengpass befindet und genutzt werden kann, um eben diesen zu beseitigen. Die Flexibilitätsoptionen, die auf Übertragungsnetzebene zur Verfügung stehen, können entsprechend als zentrale Flexibilitäten betrachtet werden.¹⁸⁵ Darunter fallen unter anderem konventionelle Kraftwerke, die zur Frequenz- und Spannungshaltung oder zum Versorgungswiederaufbau beitragen oder aber auch größere Regelleistungspools (zum Beispiel aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichern/Großbatterien). Entscheidend für die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene ist, dass die lokalen oder dezentralen Flexibilitätsoptionen in der Regel sowohl für lokale als auch für systemisch globale Dienstleistungen eingesetzt werden können. Ein Beispiel hierfür ist eine Windenergieanlage, die zwar auf der Mittelspannungsebene an das Verteilnetz angeschlossen ist (lokale Erzeugungsflexibilität), aber durch die Bereitstellung von negativer Regelernergie zum Ausgleich der Systembilanz

¹⁸⁵ Konzeptuell ist dies (zentrale vs. dezentrale Flexibilitäten) zum Beispiel dargestellt in: Nabe, C. et al. (2015), S. 16ff.

Schematische beispielhafte Darstellung von lokalen beziehungsweise dezentralen und globalen beziehungsweise zentralen Anforderungen und Bereitstellung von Dienstleistungen (stark vereinfacht)

Abbildung 10



(globale Dienstleistung) beitragen kann. Wenn die Bereitstellung von negativer Regelenergie durch eine Windenergieanlage, die nahe eines Netzengpasses steht, sich sowohl positiv auf die Systembilanz (global) als auch positiv auf die Beseitigung des Netzengpasses (lokal) – also netzdienlich – auswirkt, wäre dies sozusagen der Idealfall. Die globale und die lokale Optimierung wären dann kongruent und könnten durch ein Flexibilitätsprodukt abgedeckt werden. In der Praxis kann es aber genauso vorkommen, dass der Einsatz von Flexibilitäten zu gegensätzlichen Wirkungen auf globaler und lokaler Ebene führt und sozusagen Kannibalisierungseffekte eintreten. Zentralen Flexibilitätsoptionen ist es hingegen grundsätzlich nicht – oder in manchen Fällen höchstens nur sehr begrenzt – möglich, eine lokale Dienstleistung im Verteilnetz zu erbringen.¹⁸⁶ Verein-

facht gesagt liefern zentrale Flexibilitätsoptionen vor allem globale Dienstleistungen wie Frequenzhaltung, Ausgleich der Systembilanz und Engpassmanagement im Übertragungsnetz.

Flexibilitätsoptionen können einzelne Systemanforderungen bedienen, sie können aber auch komplexer mehrere Dienstleistungen – wie im obigen Beispiel der Windenergieanlage – erbringen. Umgekehrt kann es aber auch Situationen geben, in denen die Systembilanz ausgeglichen ist, aber dennoch lokal

auswirkt. Allerdings wird eine am Übertragungsnetz angeschlossene Flexibilität meist nicht für lokales Netzengpassmanagement im Verteilnetz die effiziente Flexibilitätsoption der Wahl sein. Zusätzlich sind stets Übertragungsverluste zu beachten. Blindleistung ist ebenfalls eine lokale Größe. Zwar kann diese auch auf Übertragungsnetzebene zentral (zum Beispiel Bereitstellung von Blindarbeit durch konventionelle Kraftwerke; Phasenschieberbetrieb) zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen beitragen, sie muss jedoch ebenso lokal im Verteilnetz auf der Niederspannungsebene bereitgestellt werden.

¹⁸⁶ An dieser Stelle ist die Verwendung des Begriffs „grundsätzlich“ zu betonen. Natürlich hängen Verteil- und Übertragungsnetz zusammen, sodass sich die verminderte Einspeisung im Übertragungsnetz auch auf das Verteilnetz

im Netz physikalische Restriktionen durch Netzengpässe entstehen. Letztere müssen dann behoben oder vermieden werden, indem entsprechende Produkte beziehungsweise Flexibilitäten zur Netzengpassbewirtschaftung eingesetzt werden. Ähnlich verhält es sich bei der Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung, die ebenfalls lokal prokurieren werden muss. Entsprechend gilt es also zu differenzieren zwischen

- marktdienlichem und netzdienlichem Einsatz von Flexibilitätsoptionen sowie
- global und lokal bereitgestellten Flexibilitätsoptionen für globale und lokale Produkte beziehungsweise Dienste, mit den entsprechenden Eigenschaften.

Offensichtlich ist es entscheidend, eine potenzielle und unerwünschte – da ineffiziente – Kannibalisierung des parallelen Einsatzes von verschiedenen Flexibilitätsoptionen innerhalb des gegenwärtigen Regelwerks zu vermeiden.

6.2.5 Smart Grid und Einfluss auf den Netzausbau

Beim Netzausbau kann aus der Nutzung intelligenter Netztechnologien sowie der Anwendung von innovativen Planungs- und Betriebsstrategien Einsparpotenzial gehoben werden. Intelligente Netztechnologien und Betriebsstrategien können Großteils im Verteilnetz zum Einsatz kommen und zu lokaleren Ausregelungen beitragen. Dies sind beispielsweise das Lastmanagement in der Netzplanung, intelligente Netztechnologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler sowie das Blindleistungsmanagement (cos-phi-Vorgaben). Das Einsparpotenzial – und somit die Eignung – der jeweiligen Anwendungen fällt je nach Netzregion unterschiedlich aus. Es gibt also keine technische *One-size-fits-all*-Lösung, sondern vielmehr regional unterschiedliche Kombinationen von Ansätzen. Auf die Netzplanung und die Spitzenkappung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Ansatz zur Reduktion des Netzausbaus geht das Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ weiter ein.

6.3 Ökonomische Dimension des Smart Markets: Abgrenzung von Markt und Netz für die Beschaffung von lokalen und globalen Dienstleistungen

Da im gegenwärtigen Regelwerk kein *Smart Market* konzeptualisiert ist, geht dieses Kapitel auf verschiedene bereits existierende Vorschläge für die mögliche Modellentwicklung eines *Smart Markets* ein.¹⁸⁷ Dieses Kapitel bezieht sich hierbei auf einen *Smart Market* im engeren Sinne, der das Prokurieren von Dienstleistungen für die Netzengpassbewirtschaftung und zur Einhaltung der Systembilanz umfasst.¹⁸⁸

6.3.1 Mögliche Ausgestaltung und Allokationsmechanismen für einen Smart Market

Es gibt zahlreiche Flexibilitätsoptionen, die von den Marktakteuren bereitgestellt werden können, wie:

- Erzeugungsseite: Einspeisemanagement und Erzeugungsmanagement (Abregelung), *Redispatch*
- Verbrauchsseite: abschaltbare Lasten, markt- oder netzdienliche Fahrweise von *Prosumern*, grundsätzlich: *Demand Response*
- Speicher: zur Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie
- marktbasierende Optionen in den klassischen Märkten: Optimierung des Portfolios über den *Intra-day*-Markt, Bereitstellung von Regelleistung
- *Power-to-X*: Verwendung des Stroms in anderen Sektoren durch *Power-to-Heat* und *Power-to-Gas*

¹⁸⁷ Auf die ökonomische Dimension der Netzausbauplanung beziehungsweise des Netzausbaus (Infrastruktur, Netzsphäre) und seiner Alternativen wird im Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ eingegangen. Konzeptuelle Ansätze für *Locational Signals* wie *Nodal Pricing*, Preiszonen und G-Komponente sowie der zelluläre Ansatz werden ebenfalls in dem Kapitel zur Regionalisierung behandelt. Der Fokus dieses Kapitels liegt hingegen auf *Smart Markets* an der Schnittstelle von Markt und Netz.

¹⁸⁸ *Redispatch* und Einspeisemanagement in ihrer jetzigen Ausgestaltung sind in dem Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ beschrieben.

(beispielsweise durch Elektrodenheizkessel, Wärmepumpen oder Elektrolyseure, die damit auch wieder zuschaltbare Lasten sind)

- Betriebsmittel zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen: zum Beispiel zur Spannungshaltung (durch Erzeugungsanlagen oder netzseitig bereitgestellte Blindleistungskompensation), intelligente Netztechnologien wie regelbarer Ortsnetztrafo oder Spannungslängsregler

Für die Schaffung von *Smart Markets* ist die Einhaltung der Systemsicherheit eine Grundvoraussetzung. Wie bereits veranschaulicht, können Dienstleistungen von Flexibilitätsanbietern, die über zentrale Märkte wie dem Regelleistungsmarkt prokurieren, direkten Einfluss auf das Verteilnetz haben. Zudem können Transaktionen auf *Smart Markets*, die gegebenenfalls auf lokaler Ebene eingerichtet werden, zeitlich parallel mit zentral durchgeführten Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber wie Abruf von Regelennergie und *Redispatch* erfolgen. Wenn eine Flexibilitätsoption bereits auf einem zentralen Markt eingesetzt wird, kann es zu Konfigurationen kommen, in denen sie nicht mehr lokal zur Verfügung steht – und umgekehrt. Für die ökonomische Ausgestaltung von *Smart Markets* ist daher die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur von großer Bedeutung, um parallele Schaltvorgänge der gleichen Flexibilitätsoption zu vermeiden, welche sonst den effizienten Einsatz der Flexibilitätsoption kanalisieren könnten. Wenn ein Direktvermarkter eine Windenergieanlage aufgrund von negativen Preisen oder für die Bereitstellung negativer Regelennergie bereits abgeregelt hat, kann diese nicht mehr vom Verteilnetzbetreiber zusätzlich zur regionalen Netzenspassbeseitigung eingesetzt werden. Im Rahmen der Koordination stellt sich in diesem Kontext die Frage von Kaskaden und Priorisierungen von Schaltvorgängen, damit die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure auf Markt- und Netzseite klar zuordenbar sind.

Zudem stellt sich bei der Ausgestaltung von *Smart Markets* mit einem lokalen Charakter – beispiels-

weise zur Bewirtschaftung eines Netzenspasses oder für Blindarbeitsbereitstellung – die Frage der Liquidität. Wenn bestimmte Dienstleistungen nur lokal bedient werden können, besteht das Risiko, dass in dem Segment nur wenige Flexibilitätsanbieter zur Verfügung stehen. Dies birgt die Gefahr der Ausübung von Marktmacht und strategischer Preispolitik seitens der wenigen Anbieter. Hierbei ist zu beachten, dass – eng verwoben mit der Netztopologie – die lokale Marktabgrenzung nicht statisch ist. In Abhängigkeit vom Netznutzungsfall kann es zu unterschiedlichen Marktkonfigurationen kommen. Im Extremfall kann dies bedeuten, dass nur ein oder zwei Flexibilitätsanbieter an einem neuralgischen Netzknoten installiert sind, die entsprechend ihre Dienste anbieten können. In einem anderen Fall kann es hingegen mehrere Flexibilitätsanbieter aus verschiedenen Segmenten geben (zum Beispiel Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, dezentrale Speicher, flexible Verbraucher, Elektrodenheizkessel und Heizpatronen), was die Liquidität erhöht.

In der Schweiz wurden im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) bereits in diversen Studien verschiedene Konzepte für eine mögliche Ausgestaltung von *Smart Markets* entwickelt, die das Zusammenwirken der verschiedenen Märkte und Dienstleistungen berücksichtigen. Ecofys und Swiss Economics¹⁸⁹ differenzieren in ihrer Konzeptualisierung zwischen drei Koordinationsaufgaben: dem Systembilanzausgleich, dem Netzenspassmanagement auf der Verteilnetzebene und dem Netzenspassmanagement auf der Übertragungsnetzebene. Die Studie entwickelt drei Grundmodelle: Variante 1 „netzorientiert“, Variante 2 „Mittelweg“ und Variante 3 „dezentrale Akteure“. Im netzorientierten Grundmodell wird die Koordination weitgehend durch den Netzbetreiber durchgeführt und damit dem regulierten Bereich zugeordnet mit einer Minimierung des Marktes. Die Vergütung für Flexibilitätsanbieter unter diesem Modell basiert auf fest verbindlichen Verträgen mit dem Netzbetreiber mit einer festen Vergütung. Im Modell des Mittel-

¹⁸⁹ Nabe, C. et al. (2015)

wegs kommt dem Markt eine größere Bedeutung zu, indem ein oder mehrere zentrale Marktplätze eingerichtet werden, über die der Systembetreiber die Flexibilitäten kontrahiert (wie bei der Regelleistung). Eine Ausnahme bilden in diesem Modell dezentrale Flexibilitäten für das Engpassmanagement im Verteilnetz, welches weiterhin über feste, regulierte Abschaltverträge erfolgt. Das Modell der dezentralen Akteure ist ähnlich wie das Modell Mittelweg ausgestaltet, nur mit dem Unterschied, dass auch auf Verteilnetzebene ein möglichst marktbasierter *Redispatch*-Prozess statt fester Verträge durchgeführt wird. In einer weiteren Studie für das BFE differenziert Consentec¹⁹⁰ zwischen den beiden grundlegenden Ansätzen der Engpassbeseitigung und der Engpassbewirtschaftung. Bei der Engpassbeseitigung veranlasst der Verteilnetzbetreiber zur Behebung netzseitiger Probleme geeignete Gegenmaßnahmen auf eigene Kosten, welche später über die Netzentgelte sozialisiert werden. Bei der Engpassbewirtschaftung hingegen begrenzt der Verteilnetzbetreiber die marktseitigen Transaktionen durch die Vorgabe von Einsatzbeschränkungen – analog zur Vergabe von Transportkapazität im Übertragungssektor –, sodass Engpasssituationen idealerweise gar nicht auftreten, allerdings müssen die Marktakteure dafür die mit der Kapazitätsbegrenzung verbundenen Nutzeneinbußen bei ihrem Einsatz von Flexibilitäten hinnehmen. In der Ausgestaltung des lokalen *Smart Markets* ist fraglich, ob eine Teilnahme von Flexibilitätsanbietern freiwillig oder obligatorisch ist.¹⁹¹ Der Netzbetreiber wird die anfallenden Kosten für die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen in den *Smart Markets* den – hierdurch vermiedenen – Kosten für klassische Netzeingriffe wie Einspeisemanagement gegenüberstellen. Dies wirft zugleich die Frage der Vergütungshöhe und der Anreize für die Partizipation von Flexibilitätsanbietern in *Smart Markets* auf. Wenn in einer Netzregion die Engpässe als ein vor-

übergehendes Phänomen gesehen werden, welches durch mittelfristigen Netzausbau behoben werden soll, verringert dies unter Umständen die Anreize für Flexibilitätsanbieter, in dieser Region aktiv zu werden. Dies wirft zugleich die Frage nach einem Indikator für das Potenzial eines *Smart Markets* auf, also ob und nach welchen Kriterien dieser in einer Region errichtet werden kann und soll.

6.3.2 Preissignale als Anreiz für die Teilnahme an *Smart Markets*

Das Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ beschreibt verschiedene Konzepte für *Locational Signals*. Diese lokalen Signale können – im Gegensatz zum Kupferplatten-Ansatz einer einheitlichen Preiszone für ganz Deutschland – sowohl kurzfristig als auch langfristig eine Steuerungswirkung entfalten, um die physikalische Netzsituation abzubilden und entsprechend Investitionen in neue Erzeugung oder Verbrauchseinheiten an optimalen Standorten auch aus netztechnischer Perspektive anzureizen. Die Spaltung eines Marktes in Preiszonen oder – noch granularer – die Abbildung von Preisen an einzelnen Netzknoten wie beim *Nodal Pricing* generieren Signale für Marktteilnehmer, die mit steigender Granularität zunehmend die Netzsituation abbilden. Dies ist weiter im Kapitel zur Regionalisierung ausgeführt.

Ungeachtet der geografischen Dimension einer Preiszone stellt sich die Frage, inwieweit die Preissignale in der zeitlichen Dimension an die Netzkunden weitergereicht werden. Auf der Nachfrageseite kann dies durch die Einführung von *Time-of-Use*-Tarifen geschehen, wie es in einigen skandinavischen Ländern bereits im Endkundenbereich praktiziert wird. Auf Erzeugungsseite wurde in Deutschland mit der Einführung der sogenannten Sechs-Stunden-Regelung (§24 EEG 2014 beziehungsweise §51 EEG 2017) ein Anreiz für Windenergieanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 Megawatt und für sonstige Anlagen über 500 Kilowatt gesetzt, sich in Bezug auf die Systembilanz systemdienlich zu verhalten: Wenn der Börsenstrompreis in sechs aufeinanderfolgen-

190 Fritz, T. et al. (2015), S. 99f.

191 Dies war eine Unterscheidung, die angewendet wurde in: Nabe, C. et al. (2015) zu zentralen vs. dezentralen Flexibilitäten.

den Stunden negativ ist, was häufig mit einem hohen Winddargebot einhergeht, erhalten die Anlagen für diese Zeit keine Förderung mehr.

6.4 Gemeinschaftsbezogene Dimension: Einbeziehung von neuen Akteuren durch Digitalisierung und Automatisierung

Mit der zunehmenden Durchdringung der Digitalisierung und Automatisierung sämtlicher Alltagsbereiche – inklusive des Energiesektors – gewinnt die soziale Dimension von *Smart Grid* und *Smart Markets* immer mehr an Bedeutung. Dies geschieht auf unterschiedlichen Ebenen. Die Versorgungssicherheit bei Strom und Wärme mag für den einzelnen Bürger zunächst sehr abstrakt erscheinen. Eine Öffnung bestehender und die Entstehung neuer Märkte, beispielsweise durch *Smart Markets*, ermöglicht eine breitere Partizipation von neuen Flexibilitätsanbietern. Dies hat konkrete Auswirkungen auf die Akteursvielfalt. In der klassischen Stromwelt wurden Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung von konventionellen Großkraftwerken erbracht. Auf neuen Märkten für Systemdienstleistungen können EE-Anlagenbetreiber zusätzlich zu den bereits existierenden technischen Mindestanforderungen¹⁹² weitere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stellen. Dies kann sowohl die Abregelung von EE-Anlagen innerhalb der Netzengpassbewirtschaftung eines *Smart Markets* sein, aber auch die Verknüpfung der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung mit der Bereitstellung weiterer Flexibilitäten für die lokale Abnahme des Stroms in Zeiten von Einspeisespitzen (zum Beispiel *Power-to-Heat*-Anlagen). Ebenso eröffnen *Smart Markets* neuen Anbietern wie Energiedienstleistungsunternehmen, Speicher- und Wärmepumpenbetreibern sowie Anbietern von flexiblen Lasten Raum für Geschäftsmodelle. Aggregatoren

können durch *Pooling* oder neue Zusammenschlüsse in Form virtueller Kraftwerke die Koordination verschiedener Flexibilitätsoptionen optimieren. Als *Prosumer* können Haushalte als Flexibilitätsanbieter (zum Beispiel Betreiber von Wärmepumpen oder dezentralen Speichern eventuell gekoppelt mit einer Solaranlage) selbst auf den Märkten als Anbieter aktiv werden.

Die Verknüpfung von IKT und intelligenter Steuerung bringt neue Konzepte wie *Smart Cities* und *Smart Homes* hervor, die auf der direkten Interaktion mit den Stromkunden basieren. Ähnlich wie bei der Definition von *Smart Grid* geht der Begriff der *Smart City*, der erstmals in den 1990er-Jahren aufgekommen ist, häufig weit über den Stromsektor hinaus. Mit seinem erstmaligen Auftauchen stand vor allem die Rolle der IKT und damit einhergehend der Kommunikations- sowie der sozialen Infrastrukturen im Vordergrund. Auch wenn es jenseits der IKT bislang keine eindeutige und anerkannte Definition des Begriffes *Smart City* gibt, so erfolgte eine Schwerpunktverschiebung des Begriffes, möglicherweise insbesondere aufgrund der Bedeutung von Klimaschutz und Ressourcenmanagement in den Städten.¹⁹³ Auf diese Weise schließen intelligente Stadtentwicklung und Stadtplanung die intelligente Vernetzung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors ein, um in urbanen Räumen Treibhausgasemissionen und Luftverunreinigung zu reduzieren. In verschiedenen Großstädten wie Kopenhagen, Amsterdam, Barcelona, Wien und Paris finden entsprechende Initiativen zur Umsetzung statt. In Kopenhagen gibt es seit März 2016 ein Smart City Lab im Zentrum der Stadt, wo erste Lösungen implementiert werden für die moderne Messung der Luftqualität, für eine intelligente Abfallbewirtschaftung über Sensorik zum optimierten Einsatz von Müllkörben, für freies WLAN zur Information über Aktivitäten und für *Smart Parking* mit Apps zur optimierten Nutzung der vorhandenen Parkplätze.¹⁹⁴ Noch eine Ebene dichter am Verbraucher ist die Einrichtung ei-

192 Hierzu gehören Fernsteuerbarkeit und Ablesung von Ist-Einspeisung der Anlagen durch den Netzbetreiber gemäß §9 EEG sowie zu erbringende Systemdienstleistungen nach den Netzanschlussrichtlinien.

193 vgl. Wiener Stadtwerke (2011)

194 W., Christian (2016)

nes *Smart Homes*. Der Begriff *Smart Home* „zielt auf das informations- und sensortechnisch aufgerüstete, in sich selbst und nach außen vernetzte Zuhause“¹⁹⁵ ab. Es handelt sich hierbei um Häuser, Wohnungen oder Gebäude, die mit vernetzten und fernsteuerbaren Geräten und Installationen sowie entsprechender Sensorik (Messung von Luftfeuchtigkeit, Kohlendioxidgehalt, Temperatur und Bewegungsmelder) ausgestattet sind, über die manuelle (zum Beispiel über das Smartphone) und automatisierte (zum Beispiel automatisierte Heizungen, Lüftungen, Fenster, Lampen) Steuerungsprozesse ablaufen. Da diese Applikationen direkt in den Alltag eingreifen, stellt sich die Frage nach der Datenverwertung, -nutzung und -speicherung, da diese Daten weitreichenden Aufschluss über Verhaltens- und Bewegungsmuster des Einzelnen geben. Das Thema Datensparsamkeit und Datenschutz und die Verhältnismäßigkeit von Kosten und Nutzen wird hierbei stark diskutiert.

195 Bendel, O. In: Gabler Wirtschaftslexikon Online

Die Diskussion über Kosten und Nutzen fand auch im Rahmen des Digitalisierungsgesetzes und des damit verbundenen Rollouts von *Smart Metern* statt. In der Zukunft wird die Verbrauchsseite aktiver, was eine effizientere Nutzung der Energie – zum Beispiel durch den Einsatz energieeffizienter Geräte oder flexibler Lasten – ermöglicht. Eine Visualisierung des Energieverbrauchs und die künftige Einführung variabler Tarife für Verbraucher stellen wichtige Anreize zur Anpassung des individuellen Verbraucherverhaltens, beispielsweise durch Lastverlagerung, dar. Intelligente Energienetze, die mit intelligenten Messsystemen als Kommunikationseinheiten ausgestattet sind, dienen als *Enabler*, um die Marktsignale an Erzeuger und Verbraucher zu transportieren. Ein *Smart Meter* besteht aus einem intelligenten Zähler und einem *Smart-Meter-Gateway*, welches als Kommunikationseinheit unter datenschutzrechtlichen Anforderungen in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist. Das Digitalisierungsgesetz sieht keinen flächendeckenden *Smart-Meter*-Rollout um jeden

Umsetzungszeitraum für Smart-Meter-Rollout nach Verbrauchs- und Erzeugungsklassen

Tabelle 4

	Klasse	Umsetzungszeitraum
Verbrauch	Verbrauch ≤ 6.000 kWh/a	optionale <i>Smart-Meter</i> -Ausstattung innerhalb von Preisobergrenzen; bis 2032 mindestens mit modernen Messeinrichtungen auszustatten
	6.000 kWh/a < Verbrauch ≤ 10.000 kWh/a	ab 2020 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren
	10.000 kWh/a < Verbrauch ≤ 100.000 kWh/a	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren
	Verbrauch > 100.000 kWh/a	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 16 Jahren
	unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG	ab 2017 Ausstattung vor Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG
Erzeugung	Erzeugungsleistung > 7 kW	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren mit intelligentem Messsystem
	Erzeugungsleistung ≤ 7 kW	optionale <i>Smart-Meter</i> -Ausstattung innerhalb von Preisobergrenzen; bis 2032 mindestens mit modernen Messeinrichtungen auszustatten

Eigene Darstellung

Preis vor, sondern differenziert nach Kosten und Nutzen für gestaffelte Verbrauchs- und Erzeugungsklassen. Eine Einbaupflicht für ein *Smart Meter* besteht bei Letztverbrauchern ab einem Jahresverbrauch von 6.000 Kilowattstunden und für Erzeugungseinheiten ab einer installierten Leistung von 7 Kilowatt. Dabei sind stets im Gesetz definierte Preisobergrenzen zu beachten, die sich an dem Kosten-Nutzen-Verhältnis für die jeweiligen Verbrauchsklassen orientieren. Diese Festlegung bedeutet zugleich, dass die meisten Privathaushalte (als Beispiel: eine vierköpfige Familie hat einen Stromverbrauch von rund 4.200 Kilowattstunden im Jahr) nicht vom Pflichteinbau betroffen sind. Diese Letztverbraucher müssen lediglich bis 2032 ihren mechanischen Stromzähler durch einen elektrischen, also einen sogenannten intelligenten Stromzähler ersetzen. Allerdings gibt es – unter der Einhaltung von Preisobergrenzen – die Möglichkeit der optionalen *Smart-Meter*-Ausstattung durch den Messstellenbetreiber, beispielsweise im Rahmen einer Liegenschaftsmodernisierung. Außerdem können diese Kunden auf eigenen Wunsch ihren Messstellenbetreiber beauftragen, die Ausstattung mit einem *Smart Meter* vorzunehmen. Dies könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn ein Endkunde einen Umstieg auf zeit- und lastvariable Tarife wünscht oder zeitnahe Verbrauchsdatenabrechnungen ermöglicht werden sollen und hierfür ein *Smart-Meter-Gateway* für die Kommunikation erforderlich ist. Im Fall dieser freiwilligen Umrüstung greifen die Preisobergrenzen nicht, da es sich um eine freiwillige Maßnahme handelt. Tabelle 4 zeigt den Umsetzungszeitraum des *Smart-Meter*-Rollouts für die verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchsklassen.

6.5 Politische Dimension: Zukünftige Ausgestaltung eines kohärenten Regelwerks

Die Umrüstung von Netzen zu *Smart Grids* durch die Aufrüstung mit entsprechender Kommunikations-, Steuerungs- und Automatisierungstechnik stellt die Grundlage für eine intelligente Betriebsführung dar. Wichtig ist an dieser Stelle, dass die IKT lediglich

ein *Enabler*, also ein Ermöglicher, für den intelligenten Netzbetrieb und die Kommunikation unter den Akteuren ist. Das heißt, die digitale Infrastruktur ist eine Grundvoraussetzung, löst jedoch nicht die Koordinationsaufgabe zwischen Erzeugung, Verbrauch und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Wie in der Einleitung dieses Kapitels ausgeführt, beinhaltet das aktuelle Regelwerk zwar Nischen für *Smart Markets* (zum Beispiel Optionen für *Pooling*, *Demand Response*, regional erzeugten Strom). Jedoch ähnelt das bestehende Regelwerk eher einem Mosaik als einem kohärenten Konzept, das Spannungsebenen-übergreifend Kompetenzen und Verantwortlichkeiten unter den schaltungsbefugten Akteuren regelt sowie Anreize für die Entstehung von *Smart Markets* setzt. Gegenwärtig ist der *Smart Market* damit gewissermaßen der unbekannte Bereich in der Grauzone zwischen Markt und Netz.

Es gibt diverse Gesetze, Verordnungen und Regelungen, die in diesem Bereich interagieren, was die Komplexität zusätzlich erhöht. So ist die Netzausbauplanung – inklusive des Ansatzes der dreiprozentigen Spitzenkappung von EE-Anlagen bei der Netzdimensionierung – im Energiewirtschaftsgesetz geregelt. Die Anreize für (Verteil-)Netzbetreiber, klassischen Netzausbau (Verlegung von Kupfer) zu betreiben oder in intelligente Netztechnologien zu investieren, bedingen sich wiederum aus der Anreizregulierungsverordnung. Zugleich sind die markt- und netzbezogenen Eingriffe durch die Netzbetreiber im Energiewirtschaftsgesetz geregelt (*Redispatch*, netzbezogene Maßnahmen, abschaltbare Lasten), während das Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz seine Grundlage hat. Hinzu kommen das Regelwerk der technischen Netzanschlussregeln, das Digitalisierungsgesetz und die Schutzprofile.

Für die zukünftige Ausgestaltung von **Smart Markets** unter der Abgrenzung der Netz- und Marktsphäre stellen sich unter anderem folgende Fragen:

- **Wer** soll die Knappheiten bewirtschaften (Anreize im *Smart Market*)?
- **Wie** wird ein effizienter Einsatz der Flexibilitätsoptionen durch *Smart Markets* geschaffen (unter Berücksichtigung der heterogenen Netzregionen)?
- **Wann**, das heißt in welchen kritischen Netzzuständen erfolgt gegebenenfalls eine Auflösung vom *Smart Market* hin zum reinen Netzbetrieb (Systemeingriffe und netzdienliche Maßnahmen durch Netzbetreiber, gegebenenfalls neues Verständnis von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern)?
- **Was**, beziehungsweise welche Anpassungen des regulatorischen Regelwerks, ist vonnöten, um eine effiziente Aktivierung der Flexibilitäten diskriminierungsfrei und technologieoffen zu ermöglichen und entsprechende Anreize zu setzen?

6.6 Chancen und Risiken

Für die Realisierung der Energiewende birgt die Umsetzung von *Smart Grids* und *Smart Markets* sowohl Chancen als auch Risiken. Die Diffusion der IKT ermöglicht eine Senkung der Transaktionskosten bei der Koordination einer steigenden Anzahl von Akteuren, die über verschiedene Spannungsebenen hinweg im Übertragungs- und Verteilnetz miteinander interagieren. Durch intelligente Steuerung können Gleichzeitigkeitseffekte wie Einspeisespitzen (zum Beispiel Windfront) oder Entnahmespitzen (zum Beispiel gleichzeitige Ladung bei Elektromobilität) abgefedert beziehungsweise vermieden werden. Intelligente Steuerung setzt aber wiederum eine Spannungsebenen-übergreifende Koordination voraus, für die entsprechende Priorisierungen bei Schaltvorgängen geregelt sein müssen. Dies betrifft die Rollenverteilung von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, aber auch die Interaktion mit Direktvermarktern, Erzeugern, flexiblen Lasten und *Prosumern*. Die Ausstattung mit IKT als *Enabler* ist somit eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für intelligenten Netzbetrieb. Das eigentliche Koordinationsproblem besteht in einer kohärenten Regelung für den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen und für die Zugriffsberechtigung verschie-

dener Akteure (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Flexibilitätsanbieter, Direktvermarkter), welche noch weiter ausgestaltet werden muss.

Konzepte wie *Pooling* oder virtuelle Kraftwerke bieten die Chance, durch Aggregation von regenerativen Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen Bündelungseffekte durch eine koordinierte Steuerung zu realisieren. Diese Bündelungseffekte können zu einer Verstärkung der Einspeisung oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz durch dezentrale Erzeugungsanlagen beitragen, wenn diese über ein Einspeisenetz an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Zudem können Einspeisenetze Engpässe im Verteilnetz umgehen, wenn über sie mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Da Einspeisenetze weniger redundant ausgelegt sind, ist jedoch zu beachten, dass sie kein Netz der öffentlichen Versorgung für Endkunden darstellen und somit eher eine lokale Lösung für die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen in bestimmten Netzregionen bilden. Die oben genannten Ansätze der Aggregation stellen grundsätzlich kein Substitut für den Netzausbau dar.

Der enge Zusammenhang zwischen Netzausbau und Netzbetrieb wird durch das Einsparpotenzial bei der Nutzung intelligenter Netztechnologien (zum Beispiel RONT, Lastenmanagement und Spitzenkappung in der Netzplanung) deutlich. Aufgrund der heterogenen Struktur der Netzregionen sowie der stark unterschiedlichen Organisationsstruktur und Größe der 880 Verteilnetzbetreiber in Deutschland besteht jedoch das Risiko, dass das technische Spektrum an Möglichkeiten, welches bereits vorhanden ist, nicht vollständig ausgeschöpft wird. Zum einen stellt sich die Frage, inwieweit der regulatorische Rahmen weiter geändert werden kann und muss, um den Einsatz innovativer Technologien statt des Verlegens von Kupfer (konventioneller Netzausbau) anzureizen. Zum anderen ist bei den Verteilnetzbetreibern eine große Heterogenität zu beobachten von sehr innovativen Verteilnetzbetreibern bei der In-

tegration Erneuerbarer Energien bis hin zu – meist kleineren – eher passiv agierenden Verteilnetzbetreibern, die bei der Integration von Erneuerbaren Energien einen *Produce-und-forget*-Ansatz verfolgen. Dies wirft die Frage auf, wie sich das Rollenverständnis dieser eher passiv agierenden Verteilnetzbetreiber wandeln kann.

Eine Möglichkeit der Bewirtschaftung von Netzengpässen stellt die Schaffung von neuen Marktsegmenten an der Schnittstelle von Markt und Netz – von sogenannten *Smart Markets* – dar. Eindeutig als Chance ist zu sehen, dass die zukünftige Entstehung von *Smart Markets* Flexibilitätspotenziale heben kann. Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen können netzbezogene Maßnahmen wie Abregelungen von EE-Anlagen durch Netzbetreiber verringert, wenn nicht idealerweise sogar vermieden werden. Zugleich können *Smart Markets* einen Beitrag zur Sektorkopplung über die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr bei hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung (zum Beispiel *Power-to-Heat* und Elektromobilität) leisten. Allerdings besteht aufgrund der Lokalität bestimmter Dienstleistungen (beispielsweise Netzengpassbewirtschaftung), die über *Smart Markets* prokurieren werden können, die Herausforderung der ausreichenden Liquidität. Wenn nur wenige Flexibilitätsanbieter an einem neuralgischen Netzknoten zur Verfügung stehen, um einen Netzengpass zu bewirtschaften, birgt dies das Risiko der Ausübung von Marktmacht. Zugleich besteht das Risiko, dass es nicht genügend Anreize für Flexibilitätsanbieter gibt, sich auf *Smart Markets* zu betätigen. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn regionale Netzengpässe als vorübergehend angesehen werden und durch umgesetzten Netzausbau zukünftig vermieden werden können.

Eine Chance und ein Risiko zugleich ist die Tatsache, dass dezentrale Flexibilitäten sowohl lokale Dienste (zum Beispiel Bewirtschaftung eines Netzengpasses im Verteilnetz) als auch globale Dienste (zum Beispiel Beitrag zur Systembilanz) liefern können. Dies birgt das Risiko von Kannibalisierungseffekten

und bedingt eine kohärente Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Direktvermarktern und Flexibilitätsanbietern bei Schaltbefugnissen und Schaltvorgängen. Wie bereits erörtert ist die IKT hierbei nur der *Enabler*, nicht aber die Lösung für abgestimmte Koordination und Steuerung. Ein weiteres Risiko ist die nicht konsequente Einhaltung der Trennung der Markt- und der Netzsphäre bei der Errichtung von *Smart Markets*. Insbesondere wenn Flexibilitäten netzdienlich eingesetzt werden, müssen die Entflechtungsvorschriften zwischen Erzeugung, Vertrieb und Netz systematisch eingehalten werden. Eine entsprechende Zuordnung der Flexibilitätsanbieter zur Marktsphäre ist vonnöten.

Im Rahmen des *Smart-Meter*-Rollouts und der Diskussion um *Smart Cities* und *Smart Homes*, die immer weiter in die Sphäre des Endverbrauchers hineinragen, stellt sich automatisch die Herausforderung des Datenschutzes. Dies betrifft die Fragen, wie viele Daten für eine Anwendung erhoben werden (Datensparsamkeit), an welchen Orten sie gespeichert werden, wie fein granular ihre Aufzeichnung erfolgt und für welche Akteure Zugriffsrechte bestehen (zum Beispiel über ein *Smart-Meter*-Gateway). Insbesondere bei der Umsetzung der Konzepte *Smart Home* und *Smart City* besteht hier das Spannungsfeld zwischen der Erhebung von möglicherweise personenbezogenen Verbrauchs- und Bewegungsdaten und der Optimierung des Einsatzes von vernetzten, automatisierten oder ferngesteuerten Geräten. Je tiefer die persönliche Eingriffsebene ist – wie in letzter Konsequenz beim *Smart Home* – desto sensibler sind die Daten.

6.7 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

In Zukunft wird die Komplexität bei der Ausgestaltung von *Smart Markets* ein wesentlicher Faktor sein. Sie umfasst mehrere Ebenen:

- Zusammenspiel des Regelwerks: Energiewirtschafts- beziehungsweise Strommarktgesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Digitalisierungsgesetz, technische Anschlussbedingungen etc.
- netzdienlicher vs. marktdienlicher Einsatz von Flexibilitätsoptionen: Auswirkungen auf den Netzbetrieb durch die verschiedenen Märkte (*Day-ahead*, *Intraday*, Regelenenergie) und Berücksichtigung der Entflechtungsbestimmungen
- Koordination bei der Bereitstellung von globalen Diensten (Systembilanz) vs. lokalen Diensten (Bewirtschaftung von Netzengpässen) von Flexibilität anbietern

Da der *Smart Market* bislang eine Lücke im gegenwärtigen Regelwerk ist, ergibt sich hieraus ein neuer energiepolitischer Gestaltungsspielraum. Zugleich besteht aufgrund der zuvor beschriebenen Komplexitäten die Herausforderung, dass keine Kannibalisierungseffekte des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen entstehen. Dies bedingt wiederum eine kohärente Abstimmung des relevanten Regelwerks, um potenzielle Widersprüche oder konfliktäre Bestimmungen zwischen einzelnen Gesetzen und Richtlinien – so weit bestehend – auszuräumen oder künftig zu vermeiden.

(1) Verankerung einer Legaldefinition für *Smart Grid* und *Smart Market*

Um in der regulatorischen Umsetzung eine klare Abgrenzung der Markt- von der Netzsphäre zu schaffen, wäre eine Legaldefinition der Begriffe *Smart Grid* und *Smart Market* hilfreich. Hierzu könnte als Impuls das Eckpunktepapier *Smart Grid und Smart Market*¹⁹⁶ von der Bundesnetzagentur dienen. Die Definition eines *Smart Markets* beinhaltet auch dessen Zweckgebundenheit, welche an der Schnittstelle von Markt und Netz für die Zuordnung von Dienstleistungen (netzdienlich vs. marktgetrieben) wesentlich ist. Allerdings würde eine Legaldefinition zugleich eine Festlegung bedeuten, welche eine dynamische und flexible Entwicklung eines *Smart-Market*-Segmentes potenziell

behindern würde. Daher ist vor solch einem Schritt eine sorgfältige Abwägung erforderlich.

(2) Ausgestaltung von *Smart Markets* und alternative Ansätze

Für die Ausgestaltung von *Smart Markets* ist zunächst deren mögliche Verortung in Abgrenzung zum reinen Netzbetrieb zu klären. Ein mögliches Konzept hierfür ist die regulatorische Verankerung der sogenannten Kapazitätsampel¹⁹⁷, welche die verschiedenen Netzzustände wiedergibt. Nach diesem Konzept würden in der roten Phase rein netzdienliche Maßnahmen greifen, während die gelbe Phase den Übergangsbereich zwischen Markt und Netz darstellt und Raum für einen *Smart Market* bilden könnte. Bei der Ausgestaltung von *Smart Markets* selbst stellt sich die Frage, inwieweit *Top-down*-Anreize für Flexibilität anbietern gesetzt werden sollen – und inwieweit es in bestimmten Netzregionen bereits *Bottom-up*-Initiativen gibt. Zugleich ist zu beachten, dass sich in Abhängigkeit der technischen Herausforderungen und Flexibilitätsoptionen unterschiedliche Formen von *Smart Markets* in verschiedenen Netzregionen entwickeln können. Daher ist offen, welche grundsätzlichen Ausgestaltungen bundesweit zu treffen sind (zum Beispiel Behebung konfliktärer Bestimmungen im jetzigen Regelwerk, Beseitigung von Barrieren für Flexibilität anbietern, Anpassung von Präqualifikationsbedingungen) und welche Gestaltungsspielräume der lokalen Ebene der jeweiligen Netzregion überlassen werden sollen (zum Beispiel Windstromregion, Solarstromregion, Sektorenverschränkung wie *Power-to-Heat* oder flexible Lasten in der jeweiligen Region). Bei der konkreten Ausgestaltung von *Smart Markets* gibt es verschiedene Modellvarianten: Sowohl Ausschreibungen für lokale Flexibilität anbietern als auch Festvergütungen sind denkbar; aufgrund der angesprochenen Herausforderung ausreichender Liquidität auf dem *Smart Market* ist sowohl die freiwillige als auch die obligatorische Partizipation von Flexibilität anbietern vorstellbar. Des Weiteren wären

¹⁹⁶ vgl. BNetzA (2011)

¹⁹⁷ nähere Beschreibung siehe oben in Abschnitt „Mögliche Verortung des *Smart Market* vs. reiner Netzbetrieb“

sowohl eine Engpassbewirtschaftung durch Vorgabe von Einsatzbeschränkungen der Flexibilitäten (analog zur Vergabe von Transportkapazität im Übertragungssektor) durch den Netzbetreiber als auch eine Engpassbeseitigung mögliche Varianten. Bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch lokale Anbieter wie Erneuerbare-Energien-Anlagen stellt sich die Frage, inwieweit Systemdienstleistungen – wenn sie über die Netzanschlussforderungen hinausgehen – in ein mögliches Regelwerk von *Smart Markets* integriert werden und entsprechend vergütet werden können. So findet unter den Akteuren aktuell beispielsweise eine Diskussion der Vergütung bei der Bereitstellung von zusätzlicher Blindarbeit statt. Alternative Ansätze anstatt oder zusätzlich zu einer Ausgestaltung von *Smart Markets* sind in der Diskussion der Handlungsspielräume nicht außer Acht zu lassen. Hierzu gehört die Frage, welche Möglichkeiten im Rahmen einer Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns möglich wären. Das Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ geht auf die Möglichkeit der Errichtung von Preiszonen und auf verschiedene Varianten von *Locational Pricing* ein.

(3) Kohärenz des Regelwerks

Bei der oben erwähnten Ausgestaltung von *Smart Markets* können zum einen Ansatzpunkte im bestehenden Regelwerk weiter ausgeschöpft werden. Zum anderen gilt es, potenzielle Schnittpunkte bei existierenden Regelungen zu überprüfen, um eine kohärente Ausgestaltung für *Smart Markets* zu ermöglichen. Bestehende Regelungen, die Ansätze zur Weiterentwicklung beinhalten, sind beispielsweise im Energiewirtschaftsgesetz sowie im Erneuerbare-Energien-Gesetz verankert. Im Energiewirtschaftsgesetz sind das insbesondere der §14a zu abschaltbaren Lasten sowie die enthaltenen Regelungen zum *Redispatch*. Eine Erweiterung zu abschaltbaren Lasten als Flexibilitätsmechanismus über den jetzigen §14a hinaus ist insbesondere im Kontext der Netzengpassbehebung und Sektorenkopplung (*Power-to-Heat*) denkbar und wird bereits aktiv in der

Branche diskutiert.¹⁹⁸ Im Zuge der EEG-Novelle (EEG 2017) wird ein Netzausbauggebiet eingeführt, in dem der Zubau von Windenergieanlagen an Land gesteuert wird (vgl. Kapitel „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“). Im novellierten Energiewirtschaftsgesetz wird im EEG-Netzausbauggebiet *Power-to-Heat* in KWK-Anlagen zur Netzengpassbeseitigung angereizt (§13(6a) EnWG). Die neue Regelung sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber mit KWK-Anlagenbetreibern Verträge über bis zu zwei Gigawatt schließen können, damit diese bei Bedarf ihre KWK-Produktion verringern und stattdessen mit einer *Power-to-Heat*-Anlage aus EE-Strom die benötigte Wärme erzeugen. Dies kann beispielsweise netzentlastend in Norddeutschland in Stunden mit hoher Windstromeinspeisung wirken. Die vertragliche Vereinbarung muss sich mindestens auf fünf Jahre belaufen, und die KWK-Anlagen müssen kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Engpasses beitragen. Sofern die vorgesehenen Vereinbarungen über zwei Gigawatt nicht durch KWK-Anlagen alleine erreicht werden, muss die Bundesregierung den Vorschlag für eine Rechtsverordnung zur Einbeziehung anderer Technologien als zuschaltbare Lasten vorlegen.

Mit der verstärkten Entstehung von Netzengpässen, welche vor allem im Übertragungsnetz an Bedeutung gewonnen haben, kommt zudem dem Zusammenspiel von Übertragungs- und Verteilnetz eine besondere Rolle zu. Eine Weiterentwicklung der Verzahnung von *Redispatch* zur Netzengpassbehebung auf Übertragungsnetzebene und von Einspeisemanagement, also der Abregelung von EE-Anlagen, die zum Großteil am Verteilnetz angeschlossen sind, ist für eine verbesserte Koordination der Flexibilitätsoptionen über Spannungsebenen hinweg erforderlich. Eine mögliche Entwicklung von *Smart Markets* würde weit über die bestehenden Regelungen zu zuschaltbaren Lasten hinausgehen und ebenso die Interaktion mit *Redispatch* und Einspeisemanagement tangieren.

¹⁹⁸ vgl. EnBW (2015); BNE (2016)

(4) Modellregionen als Testfeld oder Piloten für innovative Lösungen

Zusätzlich zu der Ausgestaltung des Regelwerks kommt dem Gewinnen von Erfahrungswerten bei der Umsetzung neuer, innovativer Lösungen eine zunehmende Bedeutung zu. Ansätze zur Flexibilisierung und zum intelligenten Netzbetrieb, die in Pilotregionen getestet werden, können Vorreiter für eine flächendeckende Anwendung sein. Zugleich gilt es dabei zu überprüfen, inwieweit Ansätze – beispielsweise für die Einrichtung von *Smart Markets*, die sich in Regionen mit bestimmten Erzeugungs-, Netz- und Lastkonstellationen bewährt haben, auf andere Regionen übertragbar sind. Im Zuge der Digitalisierung der Energiewende läuft das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), bei dem in großflächigen Schaufensterregionen skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Wind- und Solarstromanteilen entwickelt und demonstriert werden. Dabei geht es sowohl um die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch als auch um den Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte, wobei die Lösungen als Modell für eine breite Umsetzung dienen sollen.¹⁹⁹ Aufbauend auf den hierbei gesammelten Erkenntnissen und Erfahrungen – auch im Rahmen der Begleitforschung – können neue Ansätze entwickelt und weiter verfolgt werden. So wäre beispielsweise eine Pilotregion als Testfeld für *Smart Markets* in einer Netzregion mit hoher Abregelung von EE-Anlagen denkbar (zum Beispiel ausgewählte Regionen in Schleswig-Holstein), wo ein entsprechend hoher Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätsoptionen besteht.

6.8 Fazit und Ausblick

Smart Grids und *Smart Markets* bieten für die Umsetzung der Energiewende die Chance, mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien die steigende Vielzahl von Akteuren zu koordinie-

ren und eine intelligente Steuerung des Netzbetriebs zu ermöglichen. Die Umrüstung von konventionellen Netzen durch IKT zu *Smart Grids* stellt dabei die technische Voraussetzung dar – *Smart Grids* sind also ein *Enabler* für *Smart Markets*. Für die Koordination unter den Akteuren und den effizienten Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist die künftige Ausgestaltung von *Smart Markets* entscheidend.

Es gibt sowohl lokale Dienstleistungen (zum Beispiel Bewirtschaftung von Netzengpässen) als auch systemisch globale Dienstleistungen (zum Beispiel Einhaltung der Systembilanz), zu denen dezentrale Flexibilitätsoptionen, die am Verteilnetz angeschlossen sind, beitragen können. Die Verantwortlichkeiten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern im Zusammenspiel mit Flexibilitätsoptionen – wie Direktvermarktern, Erzeugern, Verbrauchern und *Prosumern* – bedürfen daher eines kohärenten Regelwerks. Die Trennung der Markt- von der Netzsphäre ist insbesondere beim Übergang vom marktgetriebenen zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen von integraler Bedeutung. Auch wenn es bereits einige konzeptuelle Ansätze für die Ausgestaltung von *Smart Markets* – wie beispielsweise in der Schweiz – gibt, so fehlt ein Konzept, das auf die Spezifika des deutschen Regelwerks ausgerichtet ist. Erschwerend kommt hinzu, dass noch keine klare Definition von *Smart Grids* oder *Smart Markets* existiert.

Mit dem weiteren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und der steigenden Tendenz von Einspeisemanagement- und *Redispatch*-Maßnahmen, die in bestimmten Netzregionen in den letzten Jahren zu beobachten war, wird der Bedarf für lokale Lösungen für die Bewirtschaftung von Netzengpässen immer größer. Dies ist Herausforderung und Chance zugleich, da die Entwicklung von Konzepten für *Smart Markets* hierzu einen Lösungsbeitrag liefern kann, zugleich zwangsläufig aber auch viele Fragen bezüglich der Rollen und Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure aufwerfen wird.

¹⁹⁹ SINTEG

VII. Akteursvielfalt im Bereich Erneuerbarer Energien

Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono

7.1	Was ist Akteursvielfalt?	117
7.2	Die netztopologische Dimension: Akteursvielfalt und die Bedeutung der Verteilnetze	118
7.3	Die ökonomische Dimension: Akteursvielfalt und die Regionalisierung der Energiewirtschaft	119
7.4	Die soziale Dimension: Akteursvielfalt als Ausdruck von Teilhabe und Autonomie	120
7.5	Die politische Dimension: Akteursvielfalt als Garant für eine lokale Ausrichtung der Energiepolitik und für eine Dekonzentration der Wertschöpfung	121
7.6	Risiken und Chancen	122
7.7	Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	123
7.8	Fazit und Ausblick	125

VII. Akteursvielfalt im Bereich Erneuerbarer Energien

7.1 Was ist Akteursvielfalt?

Zu der frühen Geschichte der Energiewende in Deutschland gehören die Anti-AKW-Bewegung wie die ersten Versuche, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen an das Stromsystem anzuschließen. Zu diesen Zeiten standen die frühen Energiewendeaktivisten in Konflikt mit mächtigen Staatskonzernen. Das Stromeinspeisegesetz von 1991 und ab 2000 das EEG verschafften auch anderen Akteuren die Möglichkeit, Strom gegen eine Vergütung in das Netz einzuspeisen. Dies ermöglichte erstmals die Teilhabe auch privater Akteure und beschränkte die Gestaltungshoheit der Energiekonzerne über das Energiesystem. Auch heute noch bildet diese Frühgeschichte einen wichtigen Teil des Hintergrunds der deutschen Diskussion um die Akteursvielfalt.

In unserem Kontext ist es zweckmäßig, den Begriff zunächst in seine Hauptbestandteile zu zerlegen. Beginnen wir mit dem ersten Teil: den Akteuren. Der Begriff ist aus juristischer, ökonomischer oder soziologischer Sicht unbestimmt. Im energiepolitischen Fachdiskurs hat sich ein implizites Verständnis herausgebildet: Akteure werden mit Eigentümern von Erneuerbare-Energien-Anlagen gleichgesetzt. Dieses Begriffsverständnis wird auch diesem Kapitel in weiten Teilen zugrunde gelegt. Dabei sollte aber stets bedacht werden, dass es eine Verkürzung darstellt. Es gibt jenseits der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien etliche weitere Bereiche (Stromhändler und -lieferanten, Betreiber von Stromnetzen, Direktvermarkter, Wärmelieferanten, Energieeffizienzcontracter usw.), in denen die Frage der Akteursvielfalt eine Rolle spielen könnte. Und auch jenseits der Rolle des Eigentümers gibt es weitere Rollen, die Akteure annehmen können, zum Beispiel insbesondere die des mehr oder weniger ambitionierten Konsumenten.

Die Verengung des Akteursvielfalt-Diskurses auf das Eigentum an EE-Anlagen dürfte empirisch erklärbar sein. Denn tatsächlich ist der Bereich der Stromerzeugung durch das Aufkommen neuer Eigentümer von Erneuerbare-Energie-Anlagen strukturell massiv verändert worden. Man kann von einer Pluralisierung sprechen. Denn es sind zahlreiche neue Akteure in den Stromerzeugungsbereich eingetreten. Unter ihnen befinden sich besonders viele Privatpersonen, zu denen bisweilen auch Landwirte gezählt werden, sowie sogenannte Bürgerenergiegesellschaften. Deren Anteil an den Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien lag Ende 2012 zwischen 35 und 47 Prozent.²⁰⁰ Dabei treten technologiespezifische Unterschiede auf: Bei Photovoltaik dürften weit über 40 Prozent der Anlagen direkt Privatleuten oder Landwirten gehören. Sollte diese Eigentümerstruktur Bestand haben, hieße dies bei 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen, die 2015 installiert waren: Über 600.000 sind im Besitz von Privatleuten und Landwirten.²⁰¹ Mindestens 300.000 weitere dürften im Besitz von Gewerbetreibenden sein. Etwa die Hälfte aller Anlagen ist in Bayern installiert.²⁰²

Bei Windenergie gehören 40 Prozent aller Anlagen Bürgerenergiegesellschaften.²⁰³ Sollte die Struktur

200 trendresearch & Leuphana Universität Lüneburg (2013)

201 Bundesverband der Solarwirtschaft (2015)

202 Bayerische Staatsregierung (2014)

203 Über Akteursvielfalt im Allgemeinen und Bürgerenergie im Besonderen liegen nur unzureichende empirische Erkenntnisse vor. Am umfassendsten ist noch die hier weitgehend zugrunde gelegte Studie von trendresearch und der Leuphana Universität Lüneburg (2013), deren Daten dann in anderen Studien weiter verwendet werden (Hauser, E.; Hildebrand, J.; Dröschel, B.; Klann, U.; Heib, S.; Grashof, K., 2015; Deutsche Windguard, 2015). Die Studie selbst weist aber methodische Probleme auf. Außerdem

Bestand haben, dann gehören bei gut 26.000 Windenergieanlagen deutschlandweit über 10.000 Anlagen Gesellschaften, in denen Privatleute investiert haben.²⁰⁴

Damit ist schon das zweite Element der Akteursvielfalt berührt. Vielfalt bedeutet zunächst, dass sich die Erneuerbare-Energien-Anlagen im Besitz von unterschiedlichen Akteuren befinden. Es geht also weniger um die rein quantitative Bemessung der Akteure, die in der Stromerzeugung tätig sind – dann wäre der Begriff Akteursvielfalt treffender. Entscheidend ist vielmehr die Bewertung, ob die Akteursstruktur eine erwünschte Heterogenität aufweist. Allerdings ist im nächsten Schritt klärungsbedürftig, in welcher Hinsicht diese Heterogenität zu bestimmen ist. Das naheliegendste, aber etwas kurz greifende Kriterium ist die Unterscheidung zwischen großen und kleinen Akteursgruppen²⁰⁵. Akteursvielfalt ist im EEG 2014 zwar als Begriff genannt, aber nicht definiert. Allerdings ist aus der Gesetzesbegründung – darauf weisen Kahl, H.; Kahles, M.; Müller, T. (2014) hin – und noch klarer aus der des Referentenentwurfs für die Novelle des EEG im Jahr 2016 sowie aus einem entsprechenden Eckpunktepapier des federführenden Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie herauszulesen, dass der Erhalt der Akteursvielfalt vor allem auf den Schutz von Bürgerenergiegesellschaften und Bürgerprojekte bezogen wird. Diese Festlegung ist nachvollziehbar und wird daher auch diesem Kapitel zugrunde gelegt, weil Bürgerenergie meint, dass Privatleute in Erneuerbare-Energien-Anlagen in-

vestiert haben beziehungsweise sie betreiben. Private Haushalte stellen die kleinste Einheit ökonomischer Akteure dar.²⁰⁶ Soweit also die Energiewende durch Bürgerenergie geprägt ist, ist sichergestellt, dass kleine Akteure präsent sind. Bürgerenergie kann also als kaum verzichtbares Element hoher Akteursvielfalt angesehen werden.

7.2 Die netztopologische Dimension: Akteursvielfalt und die Bedeutung der Verteilnetze

Die Präsenz kleiner Akteure im Bereich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die mit einer hohen Akteursvielfalt einhergeht, schlägt sich zunächst in der netztopologischen Dimension von Dezentralität nieder. Denn kleinere Akteure investieren tendenziell eher in kleinere Projekte. Darauf deuten – allerdings noch magere – empirische Ergebnisse hin, sowohl für Windenergie an Land²⁰⁷ als vor allem auch für Photovoltaik²⁰⁸. Die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien auf niedriger, zum Teil auch auf mittlerer Spannungsebene nimmt zu, und zwar nicht nur in einzelnen Netzregionen, sondern mehr oder weniger gleichmäßig über das gesamte Bundesgebiet verteilt. Damit einher geht, dass Ausbau- und Optimierungsmaßnahmen entweder dort ansetzen müssen. Oder die infrastrukturellen Marktgrenzen gewinnen an Bedeutung, was wiederum zu Rückwirkungen auf die Ökonomik der Energiewende führt.

bezieht sie sich auch auf Datenmaterial, das aus dem Jahr 2012 stammt und daher als veraltet zu bezeichnen ist. Es liegt aber nur für den Bereich der Windenergie eine alternative Datenbasis vor. Danach beträgt der Anteil des Anlagenbestands, der von Privatleuten und Landwirten gehalten wird, bis zu 20 Prozent (Deutsche Windguard, 2015, S. 40–43). Auch diese Studie ist allerdings mit erheblichen methodischen Schwächen behaftet. Insofern sind alle hier genannten Zahlangaben als sich der Realität annähernde Schätzwerte zu verstehen.

204 Bundesverband Windenergie (2016)

205 Kahl, H.; Kahles, M.; Müller, T. (2014)

206 Fraglich ist hingegen, ob eine hohe Präsenz von Privatpersonen unmittelbar für gesellschaftliche Heterogenität steht. Diese Auffassung vertreten zwar Holstenkamp und Degenhart (Holstenkamp, L.; Degenhart, H., 2014), aber die Überrepräsentation von einkommensstarken und hochgebildeten Menschen in Bürgerenergiegesellschaften spricht empirisch eher dagegen.

207 Grashof, K.; Kochems, J.; Klann, U. (2015)

208 Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. (2014)

7.3 Die ökonomische Dimension: Akteursvielfalt und die Regionalisierung der Energiewirtschaft

Aus ökonomischer Perspektive ist zunehmend danach zu differenzieren, auf welcher Stufe der Wertschöpfung der Stromerzeugung Akteursvielfalt festzustellen ist. Dies gilt vor allem für Windenergie, weil hier die Projektierung und auch der Betrieb komplexere Prozesse implizieren, als dies bei Photovoltaik der Fall ist. Durch die Beauftragung spezialisierter Dienstleister ist eine weitere Professionalisierung dieser Prozesse zu erwarten, die einer hohen Akteursvielfalt, insbesondere im Sinne des Eigentums von Privatpersonen an Windenergie- und Photovoltaikanlagen, aber nicht zwangsläufig entgegenstehen muss.

Generell ist relevant, dass Akteursvielfalt als politisches Ziel verfolgt wird. Denn dies bedeutet, dass die wirtschaftlichen Chancen kleiner und damit meist regional wirkender Teilnehmer am Strommarkt politisch geschützt werden. Die EEG-Förderung und die regulatorisch begünstigte Möglichkeit der Eigenversorgung erlauben es, dass private Akteure ohne besonderes Know-how profitable Investitionen in dem ansonsten umkämpften und hochprofessionellen Bereich der Stromerzeugung realisieren können. Da der Anspruch auf EEG-Förderung bis zu der Änderung des Gesetzes im Jahr 2014 stets in einem nicht wettbewerblichen Verfahren erworben wurde²⁰⁹, spielten Größenvorteile, wie sie durch Skaleneffekte eintreten, für den Marktzugang nur eine untergeordnete Rolle. Sie mögen bei der Flächenakquise und gegebenenfalls bei der Anlagenbestellung und -lieferung

relevant sein, aber darüber hinaus hatten kleinere Akteure bei der Projektierung keine offensichtlichen Nachteile gegenüber größeren Unternehmen. Insofern wurden Skaleneffekte durch die nicht wettbewerbliche Vergabe der EEG-Förderung weitgehend neutralisiert. Dies wird sich im EEG 2016 durch die Einführung von Ausschreibungen ändern.

Bisweilen wird die Pluralisierung der Energieerzeugung mit einer Entoligopolisierung gleichgesetzt.²¹⁰ Richtig daran ist, dass durch die Integration der Strommengen aus Erneuerbaren Energien in die *Merit Order* der Strombörse die Marktmacht der Betreiber konventioneller Kraftwerke massiv zurückgegangen ist. Dieser Effekt ist aber schwerlich der Akteursvielfalt zuzuschreiben, da er sich unmittelbar aus dem Zubau Erneuerbarer Energien und dem Wälzungs- beziehungsweise Direktvermarktungsmechanismus nach EEG ergibt.

Zu beobachten wird sein, ob die mit einer hohen Akteursvielfalt verbundene Bedeutung regionaler Akteure auch zu einer Regionalisierung von Strombeziehungsweise Energiemärkten führen wird. Dies könnte eine mögliche Folge von Netzengpässen auf Verteilnetzebene sein, die aufgrund der netztopologischen Folgen des Wirkens kleiner Akteure zu erwarten sind. Eine mögliche Antwort hierauf ist die regionale Organisation der Allokation von Erzeugung und Verbrauch. Andererseits dürften eine geringere Liquidität und unter Umständen auch ein defizitärer Wettbewerb ein struktureller Nachteil von regionalen Märkten sein. Im Umkehrschluss bedeutet dies: Sollten sich regionale Märkte herausbilden, müsste aus einer ökonomischen Perspektive die Akteursvielfalt in einem neuen räumlichen Rahmen erfasst werden. Die Messung der Ausprägung der Akteursvielfalt im bundesweiten Maßstab ist dann nicht mehr relevant. Es gälte hingegen festzustellen, ob in den einzelnen Regionen, jeweils für sich betrachtet, eine hinreichend hohe Akteursvielfalt besteht.

209 Der Anspruch ergibt sich mit Inbetriebnahme der Erneuerbare-Energien-Anlage. Im EEG 2017 wurde diese generelle Regel nur noch für kleinere Anlagen mit bis zu 750 Kilowatt installierter Leistung (beziehungsweise bis zu 150 Kilowatt installierter Leistung bei Biomasseanlagen) beibehalten. Für größere Anlagen – wie seit 2015 schon bei Photovoltaikfreiflächenanlagen – wird die Förderberechtigung ab 2017 in einem wettbewerblichen Verfahren (Ausschreibungen) vergeben.

210 vgl. Hauser, E.; Hildebrand, J.; Dröschel, B.; Klann, U.; Heib, S.; Grashof, K. (2015)

7.4 Die soziale Dimension: Akteursvielfalt als Ausdruck von Teilhabe und Autonomie

Die soziale Dimension von Akteursvielfalt ist angesprochen, wenn man in den Investitionen von Privatleuten in Erneuerbare-Energien-Anlagen gesellschaftlich wirksames Handeln von Bürgern erkennt. Diese Sichtweise nehmen Holstenkamp und Degenhart²¹¹ ein. Ihnen zufolge sei allerdings nicht a priori zu beantworten, ob in dieser Rolle Bürger als *Citoyen* (als Staatsbürger) oder als *Bourgeois* (als Wirtschaftsbürger) oder sogar in neuen Rollen (zum Beispiel als Gestalter einer *Économie solidaire*) auftreten. Eine Annäherung könne aber empirisch erfolgen. Stünden eher Partikularinteressen, gegebenenfalls auch in Verbindung mit Abwehrrechten gegenüber dem Staat, im Vordergrund, trete der Bürger als *Bourgeois* auf. Gehe es eher um das Gemeinwohl und um politische Partizipation, ist der Bürger als *Citoyen* aktiv.

Erkennt man in dem Investment von Bürgern in Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Ausdruck der Rolle von Bürgern als *Citoyens*, dann kann eine hohe Akteursvielfalt als Indikator für eine gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende angesehen werden.

An die Ausgestaltung des Investments wären dann aber einige Kriterien anzulegen, etwa diese:

- (1) Privatpersonen sollten nicht nur geringfügig an Gesellschaften, denen Erneuerbare-Energien-Anlagen gehören, beteiligt sein. Die Beteiligung an der Gesellschaft müsste also einen bestimmten Grenzwert (zum Beispiel 50 Prozent der Anteile) überschreiten. Nur dann ist Teilhabe mit Mitwirkung und Mitbestimmung verbunden. Eine Verknappung der Anteile an einer Gesellschaft auf wenige widerspricht hingegen der Idee gesellschaftlicher Teilhabe.

- (2) Die Beteiligung muss sich letztlich auf das Eigenkapital beziehen.²¹² Denn nur dann ist sie mit vollen Stimm- und Mitwirkungsrechten verbunden.
- (3) Soweit die Beteiligung über eigenkapitalähnliche Finanzmittel erfolgt, sollten damit auch Stimm- und Mitwirkungsrechte verbunden sein.

Diese drei Kriterien teilweise berücksichtigend, hat der Gesetzgeber im EEG 2017 Bürgerenergiegesellschaften wie folgt definiert: Gesellschaften, die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern bestehen und bei denen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr ihren Wohnsitz in dem Landkreis oder der kreisfreien Stadt haben, in der eine Windenergieanlage errichtet werden soll. Ferner darf kein Mitglied oder Anteilseigner dieser Gesellschaft mehr als zehn Prozent der Stimmrechte besitzen.²¹³

Die soziale Dimension der dezentralen Energiewende umfasst nicht nur gesellschaftliche Teilhabe, sondern auch das Streben nach Autonomie. Dies steht in einem direkten Zusammenhang mit der Akteursvielfalt. Denn wenn Privathaushalte oder andere kleine Marktakteure wie beispielsweise Gewerbetreibende eigene Anlagen betreiben, dann spielt dabei neben der Aussicht, Ersparnisse beim Strombezug zu erreichen, mehr und mehr auch der Wunsch nach Unabhängigkeit im Strombezug eine Rolle.²¹⁴ Hier gibt es sicher technologische Unterschiede. Bei Photovoltaikaufdachanlagen, zunehmend in Kombination mit elektrischen Speichern, ist eine stabile Nachfrage für Eigenerzeugungslösungen entstanden.

211 Holstenkamp, L.; Degenhart, H. (2014)

212 Holstenkamp, L.; Degenhart, H. (2014)

213 EEG 2017 §3 Nr. 15, S. 6

214 Dies kommt in empirischen Untersuchungen wie dem *IHK-Energiewende-Barometer 2015* für Gewerbetreibende (DIHK, 2015) oder in *European PV Storage Market Insights 2015* (EuPD Research, 2015) zum Vorschein.

Auch Lösungen für Objektversorgung, also die Versorgung mehrerer kleiner Wohn- oder Gewerbeeinheiten ohne Durchleitung des Stroms durch ein öffentliches Elektrizitätsnetz, existieren. Es handelt sich meist um kleine Blockheizkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung. Vereinzelt werden solche Lösungen auch mit Photovoltaikaufdachanlagen realisiert.²¹⁵

Bei Windenergieanlagen sind vergleichbare Lösungen nicht zu erkennen. Allerdings besteht gerade bei etlichen kleineren Akteuren (wie zum Beispiel Bürgerwindparks oder auch kleineren Stadtwerken) bisweilen die Präferenz, den Strom aus Erneuerbaren Energien regional zu vermarkten. Man kann diese Regionalstromideen als ein der Eigenerzeugung verwandtes Konzept verstehen. Der Unterschied besteht freilich darin, dass der Strom durch ein öffentliches Netz geleitet wird. Streng genommen wird so weder technisch noch ökonomisch echte Autonomie erreicht. Aus Endverbrauchersicht handelt es sich also bei Regionalstrom um Autonomiesurrogate. Insgesamt lässt sich sagen: Je höher die Akteursvielfalt, umso mehr spielen Eigenverbrauchs-, Objektversorgungs- und Regionalstromkonzepte als mehr oder minder direkte Verwirklichung von Autonomie eine Rolle. Wenn dabei Privatleute eine treibende Rolle spielen, dann wirken sie eher als *Bourgeois* denn als *Citoyen*.

7.5 Die politische Dimension: Akteursvielfalt als Garant für eine lokale Ausrichtung der Energiepolitik und für eine Dekonzentration der Wertschöpfung

Setzt man eine hohe Akteursvielfalt mit einer ausgeprägten Teilnahme von Privatpersonen gleich, dann heißt dies fast zwangsläufig: Die Anlagen gehören zu einem maßgeblichen Teil Einwohnern aus

der Region, in der die Anlagen stehen. Tatsächlich sehen Holstenkamp und Degenhart²¹⁶ für ihr Verständnis von Bürgerenergie als Voraussetzung an, dass Privatpersonen als Investoren einer „territorial definierten Gruppe“ (Einwohner eines Landkreises oder einer Kommune, in der die Anlage steht) angehören. Die Verbindung zwischen einer hohen Akteursvielfalt und der territorialen Identität von Anlagenstandort und Sitz der Anlageneigner ergibt sich auch ganz praktisch. Kleine Akteure können meist den Aufwand für eine deutschland-, europa-weite oder gar globale Flächenakquise und Projektentwicklung nicht leisten. Sie agieren typischerweise in einem Gebiet, das sie überschauen können, aus eigener Anschauung gut kennen. Sie sind also meist *Regional Player*.

Eine hohe Akteursvielfalt geht insofern einher mit einer Verstärkung der politischen Dimension der Dezentralität, wie sie im Kapitel „Dezentralität“ beschrieben wurde. Dies betrifft zum einen Auswirkungen auf die regionale Wertschöpfung. Wenn kleine Akteure *Regional Player* sind, dann spricht auch viel dafür, dass sie sich bei der Projektierung und dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen regionaler Zulieferer und Dienstleister bedienen. Aus einer deutschlandweiten Perspektive wird bei einer hohen Akteursvielfalt also der Faktor der regionalen Wertschöpfung verbreitet, das heißt in vielen Kommunen gestärkt. Im Jahr 2009 machte dieser Effekt bei einer typischen Kommune immerhin drei Millionen Euro aus.²¹⁷ Je höher die Akteursvielfalt ist, umso eher wird die Wertschöpfung aufgrund des regionalen Bezugs der Investitionstätigkeit kleiner Akteure ausgewogen auf unterschiedliche Regionen verteilt.

Zum anderen führt die stärker regional orientierte Investitionstätigkeit, die mit einer hohen Akteursvielfalt einhergeht, auch ganz allgemein dazu, dass die Bedeutung der Kommunalpolitik, der Regionalpolitik

215 Einige Beispielsprojekte hat die Energieagentur Rheinland-Pfalz zusammengetragen (Energieagentur Rheinland-Pfalz, 2016).

216 Holstenkamp, L.; Degenhart, H. (2014), S. 33

217 Hirschl, B.; Aretz, A.; Prah, A.; Böther, T.; Heinbach, K.; Pick, D.; Funcke, S. (2010)

und der Landespolitik zunimmt. Dies zeigt sich sicher auch in der vergleichsweise aktiven Mitgestaltung der Länderregierungen bei Novellierungen des EEG. So hat der Bundesrat im weiten Vorgriff auf das Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2016 schon im November 2015 entsprechende Beschlüsse gefasst. Die Bundesregierung wurde aufgefordert, im EEG kleine Windenergieprojekte von Ausschreibungen der Förderberechtigung auszunehmen. Begründet wurde dies mit dem Schutz der Akteursvielfalt.²¹⁸

7.6 Risiken und Chancen

Akteursvielfalt verstärkt die Risiken und Chancen, Entwicklungen und Herausforderungen der verschiedenen Dimensionen der Dezentralität. Dies gilt insbesondere für die soziale Dimension. Insoweit in einer hohen Akteursvielfalt eine hohe gesellschaftliche Teilhabe zum Ausdruck kommt, ist damit die Chance verbunden, dass Energiewendeprojekte – beispielsweise die Errichtung von Windenergieanlagen – wie auch das gesamte Vorhaben Energiewende auf gesellschaftliche Akzeptanz stoßen. Denn eine hohe Akteursvielfalt ist eine gute Voraussetzung dafür, dass die Faktoren für Akzeptanz erfüllt werden. Allerdings zeigt sich gerade in der Finanzierungsstruktur von Bürgerenergie als wesentliche Komponente von Akteursvielfalt, dass Teilhabe mal mehr, mal weniger voraussetzungsreich ist. Bei der Eigenkapitaleinlage pro Anleger (also pro Privatperson) gibt es große Spannbreiten, die auch gesellschaftsformspezifisch sind.²¹⁹ Besonders niedrigschwellig ist die Mitgliedschaft bei Energiegenossenschaften. Deren durchschnittliche Mindesteinlage pro Anleger liegt bei rund 700 Euro. Es gibt aber auch Energiegenossenschaften, die Mitglieder schon mit einer Einlage von zehn Euro aufnehmen.²²⁰ Zwar gilt auch für Ge-

nossenschaften, wie insgesamt für Bürgerenergie, dass Partizipation an Eigenkapital gebunden ist. Die kapitalgebundene Einstiegshürde für die Ausübung gesellschaftlicher Teilhabe in der Rolle als *Citoyen* ist aber gering. Sie kann den empirischen Befund nicht vollständig aufklären, dass in Energiegenossenschaften wie bei Bürgerenergie insgesamt eher Bürger aus ressourcenstärkeren Gesellschaftsschichten mitwirken.²²¹

Eine breite gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende ist also durch Akteursvielfalt nicht alleine garantiert. Es ist in Zukunft zu beobachten, ob bestimmte gesellschaftliche Gruppen ausgeschlossen bleiben und welche sozialen und ökonomischen Folgen dies hat. Akteursvielfalt ist eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für eine gesellschaftlich plurale dezentrale Energiewende.

Zum anderen steht Akteursvielfalt aus einer sozialen Perspektive für mehr Autonomie im Strombezug. Neben dem Wunsch, den Elektrizitätsbedarf durch eigenen Strom zu decken, lässt sich die Präferenz für Autonomie möglicherweise auch in der Finanzierungsstruktur von Bürgerenergiegesellschaften nachweisen. Denn Privatleute neigen offenbar zu höheren Eigenkapitalquoten und nehmen dafür auch niedrigere Eigenkapitalrenditen in Kauf.²²² Daher lässt sich sagen: Eine hohe Akteursvielfalt spricht für die Persistenz des Wunschs nach Autonomie. Dies vergrößert die Herausforderungen, die sich hieraus ergeben.

Für die politische Dimension gilt vermutlich: Je ausgeprägter die Akteursvielfalt, desto eher richtet sich die Energiepolitik regional aus. Dadurch erhöht sich der

218 Bundesrat Drucksache 458/15

219 Degenhart, H.; Nestle, U. (2014)

220 Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. (2014). – Im Vergleich zu den anderen Gesellschaftsformen, in denen kleine Akteure organisiert sind, ist das empirische Wissen über Genossenschaften dank etlicher

wissenschaftlicher Abschlussarbeiten und Forschungsprojekte relativ gut erschlossen.

221 Noch einmal sei betont, dass dies auch für andere Formen der demokratischen Partizipation, einschließlich der allgemeinen Wahlen gilt.

222 Degenhart, H.; Nestle, U. (2014); Grashof, K.; Kochems, J.; Klann, U. (2015)

Koordinierungsaufwand zwischen den Politikebenen und verstärken sich die Chancen und Risiken, die der energiepolitische Föderalismus mit sich bringt.

Eindeutig als Chance ist zu sehen, dass Akteursvielfalt eine ausgewogenere räumliche Verteilung der Wertschöpfung bedeutet. Eine Studie des Reiner Lemoine Instituts²²³, die einen zentralen Ausbaupfad von Erneuerbare-Energien-Anlagen (Konzentration der Erzeugung auf wenige Regionen) mit einem dezentralen Ausbaupfad (weitgehend räumlich gleichmäßige Verteilung der Anlagen) vergleicht, veranschaulicht die theoretisch erreichbaren Unterschiede: Bei einem zentralen Ausbau sind die Unterschiede in der Wertschöpfung im interregionalen Vergleich um rund 15 Prozent ausgeprägter als bei einem dezentralen Ausbau. Bei der Wertschöpfung pro Kopf sind sie sogar um fast 40 Prozent größer. Das empirische Wissen hierüber ist allerdings gering. Zwar lässt sich aus einer Studie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung²²⁴ ableiten, dass die interregionalen Unterschiede erheblich ausfallen und dafür auch die eingesetzte Technologie eine wichtige erklärende Rolle spielt. Plankl²²⁵ findet außerdem, dass die Unterschiede nicht alleine an dem Kriterium festzumachen sind, ob die Region ländlich geprägt ist oder nicht. Viel mehr ist aber nicht bekannt.

Aus finanzwirtschaftlicher Sicht ist schließlich festzuhalten, dass der Gesetzgeber mit dem EEG einen geeigneten ökonomischen Rahmen für die Entwicklung von Akteursvielfalt geschaffen hat. Dessen Charakteristik bestand vor allem darin, einen mehr (im Fall der fixen Einspeisevergütung) oder etwas weniger (im Fall der Marktprämie bei Direktvermarktung) verlässlichen und relativ gut planbaren Erlösstrom gesetzlich abzusichern. Damit wurden Bedingungen geschaffen, die für die Investitionstätigkeit von Privatleuten als optimal gelten dürfen. Dies gilt objek-

tiv – der gesetzlich gesicherte Erlösstrom sorgt für eine gute *Bankability*. Banken sind also bereit, auch Privatleute oder andere kleinere Akteure mit hinreichend viel und günstig verzinstem Fremdkapital für ihre Investitionen auszustatten. Und es gilt subjektiv: Investitionsbedingungen und -risiken sind leichter überschaubar. Die Bereitstellung von Eigenkapital und die Akquise von Fremdkapital wurden deutlich erleichtert.²²⁶ Das EEG hat es so Privatleuten und anderen kleinen Akteuren, die keine Energie- und keine Finanzexperten waren, ermöglicht, in den für sie zuvor hermetisch abgeschotteten Markt der Stromerzeugung einzusteigen

Dies ist sicherlich als politischer Gewinn zu bezeichnen. Erkauft wurde dieser Gewinn dadurch, dass man es den neuen Akteuren abgenommen hat, sich an den herrschenden Marktregeln zu orientieren. Dies übernahmen zunächst die Netzbetreiber treuhänderisch, seit einigen Jahren mehr und mehr spezialisierte Direktvermarkter. Eine Marktintegration wurde so bis heute nur in Ansätzen erreicht, und der Strom aus Erneuerbaren Energien ist bis heute de facto nicht vollständig in das Energiesystem integriert.

7.7 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

In Zukunft wird energiepolitisch vor allem in einer Hinsicht eine Balance zu finden sein: Auf der einen Seite steht die Akteursvielfalt; auf der anderen Seite stehen komplexere Aufgaben für kleine Akteure und insbesondere für Privatleute, die sich aus der zunehmenden Systemrelevanz von Erneuerbaren Energien ergeben. Die leichte Überschaubarkeit der Investitionsbedingungen aus Sicht von kleinen Akteuren und Privatleute kann vor diesem Hintergrund kein allein entscheidendes Kriterium mehr für die Ausgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenordnung sein, es ist zu ergänzen um Anforderungen, die sich aus der Logik des Elektrizitätssystems ergeben.

223 Müller, B. et.al. (2014)

224 BMVBS (2013)

225 Plankl, R. (2013)

226 Degenhart, H.; Nestle, U. (2014)

(1) Eigenversorgung

Ein konkreter Anwendungsfall sind die Anreize zu einem systemdienlichen Eigenverbrauch, wie es bereits im Weißbuch *Ein Strommarkt für die Energiewende*²²⁷ angesprochen ist. Herausforderungen und Handlungsspielraum, die sich hieraus ergeben, wurden bereits im Kapitel zur Eigenversorgung diskutiert.

(2) Förderung und Systemintegration Erneuerbarer Energien

Das Zusammenspiel von Förderung und Systemanforderungen an Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen hat Einfluss auf die operative und wirtschaftliche Realisierungsmöglichkeit von Bürgerenergieprojekten. Je komplexer beispielsweise die Vermarktungsanforderungen, die Anforderungen an die Messung und Übermittlung von Daten oder die Prognose von Erlösmöglichkeiten sind (zum Beispiel aufgrund von sich verändernden Strompreisen oder von netzbedingten Abregelungen), desto schwieriger wird es für kleinere Akteure, selbst aktiv zu werden. Eine vermittelnde Möglichkeit ist, dass Bürgerenergieakteure die Erfüllung eines Teils der Anforderungen an einen Dritten (zum Beispiel an einen Lieferanten oder einen Direktvermarkter) delegieren.

(3) Auktionsdesign bei Erneuerbaren Energien

Die Ausgestaltung von Auktionen ab 2017 spielt für die Zukunft der Akteursvielfalt eine entscheidende Rolle. Schon im EEG 2014 war hierbei der Erhalt der Akteursvielfalt zu einer Norm gemacht worden, was der Gesetzgeber im EEG 2017 (§2 Abs. 3 S. 6 EEG 2017) bestätigte. Hintergrund ist, dass die Umstellung der Fördersystematik auch eine grundlegende Änderung der Finanzierungsbedingungen bewirkt: Es spricht einiges dafür, dass durch die Einführung von Ausschreibungen zentrale Erfolgsbedingungen für die Investitionen von kleinen Akteuren verloren gehen könnten.²²⁸ Wie sehr dies die

Akteursvielfalt beeinträchtigen wird, ist allerdings heute schwer absehbar. Dafür ist zu wenig über die Rationalität von Investitionsentscheidungen von Privatleuten bekannt. Daher ist auch fraglich, ob und gegebenenfalls welche gesonderte wirtschafts- oder energiepolitische Behandlung kleinerer Akteure erforderlich ist.

Der Gesetzgeber hat besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergie bei Windenergie beschlossen (§36g, S. 28–30 EEG 2017). Zugrunde liegt dabei die oben zitierte Definition von Bürgerenergiegesellschaften aus §3 Nr. 15 EEG 2017. Gesellschaften, die diese Voraussetzung erfüllen, können anders als andere Marktteilnehmer auch ohne vorliegende Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz an Ausschreibungen teilnehmen. Entscheiden sich Bürgerenergiegesellschaften für diese Möglichkeit, wird die Höhe der bei Auktionsabgabe einzulegende Sicherheit auf 15 Euro pro gebotenes Kilowatt reduziert. Die Sicherheit für Nicht-Bürgerenergiegesellschaften liegt bei 30 Euro pro gebotenes Kilowatt. Erhält eine Bürgerenergiegesellschaft unter diesen Voraussetzungen in der Auktion einen Zuschlag, muss sie zur Wahrung der Förderberechtigung innerhalb von fünf Jahren die Anlage in Betrieb nehmen. Zuvor hat sie jedoch die Bundesimmissionsschutzgenehmigung zusammen mit einer weiteren Sicherheit von 15 Euro pro Kilowatt einzureichen. Anders als alle anderen Marktteilnehmer erhalten Bürgerenergiegesellschaften schließlich als Vergütung nicht den Preis, den sie in der Auktion angeben (*pay as bid*), sondern den Preis des letzten noch bezuschussten Gebots, also den Höchstpreis der jeweiligen Auktionsrunde.

Der Gesetzgeber adressiert mit den besonderen Ausschreibungsbedingungen zwei spezifische Nachteile von Bürgerenergiegesellschaften in ihrer Eigenschaft als Regional Player. Zum einen können sie das Risiko, bei einer Auktion keinen Zuschlag zu erhalten, schlechter als andere Marktteilnehmer ausgleichen. Daher dürften die Projektentwicklungskosten bis hin zu der Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz für Bürgerenergiegesellschaften eine

²²⁷ BMWi (2015b)

²²⁸ Degenhart, H.; Nestle, U. (2014)

besondere Barriere zur Teilnahme an Ausschreibungen darstellen. Mit der Sonderregelung werden diese Kosten reduziert. Zum anderen können Bürgerenergiegesellschaften die voraussichtlichen Ergebnisse einer Auktionsrunde weniger gut einschätzen. Dieser Nachteil wird durch die Höchstpreisregel kompensiert.

Abzuwarten bleibt, ob diese Regelungen ausreichend effektiv sind, sodass die Akteursvielfalt durch die Einführung von Auktionen nicht in inakzeptablem Maße beeinträchtigt wird.

Der Gesetzgeber hat der Bundesregierung daher aufgegeben, dass sie in einem Erfahrungsbericht unter anderem das Ziel des Erhalts der Akteursvielfalt evaluiert (§97 EEG 2017, S. 75).

(4) Weitere Beteiligungsmöglichkeiten: Das Beispiel des Bürgerbeteiligungsgesetzes in Mecklenburg-Vorpommern

Jenseits des EEG gibt es weitere Ansatzpunkte zur Stärkung der sozialen und politischen Dimension der Akteursvielfalt, die, wie ausgeführt, als Ausdruck von gesellschaftlicher Teilhabe und als Hebel zur Steigerung der regionalen Wertschöpfung betrachtet werden kann. So hat das Land Mecklenburg-Vorpommern 2016 ein Bürgerbeteiligungsgesetz erlassen, das Projektierer von Windenergieanlagen verpflichtet, vor Inbetriebnahme einer Anlage eine Offerte zur finanziellen beziehungsweise gesellschaftsrechtlichen Beteiligung von Kommunen und Bürgern in der unmittelbaren Nähe der Anlage abzugeben.

Der Gesetzesentwurf zielt unmittelbar darauf ab, die Akteursvielfalt bei der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern zu erhöhen. Noch nicht absehbar ist, ob so die mit der sozialen und politischen Dimension der Akteursvielfalt verbundenen Chancen, insbesondere in Bezug auf die gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende, in zufriedenstellendem Maße genutzt werden können. Damit steht auch infrage, ob durch verpflichtende Offerten zur Beteiligung von Privatpersonen und Kommunen die Akzeptanz

für den weiteren Windenergieausbau in Mecklenburg-Vorpommern tatsächlich erhöht werden kann. Diese Fragen sollten in einer Evaluation der gesellschaftlichen Wirkung eines solchen Beteiligungsgesetzes beantwortet werden.

7.8 Fazit und Ausblick

Akteursvielfalt ist bedeutsam. In vielerlei Hinsicht kommt in ihr zum Ausdruck, was Dezentralität auszeichnet. Dies gilt insbesondere für ihre soziale Dimension. Akteursvielfalt kann mit Recht als Indikator für gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende verstanden werden. Ein Verlust an Akteursvielfalt deutet dann auf eine zurückgehende Teilhabe an der Energiewende hin. Zudem bedeutet eine hohe Akteursvielfalt auch, dass viele Privathaushalte oder kleinere Gewerbetreibende den Wunsch nach Autonomie ausleben dürfen, der offenbar einem gesellschaftlichen Grundbedürfnis entspricht und unmittelbar mit Dezentralität verbunden ist.

Ähnlich ist der Zusammenhang bei der politischen und ökonomischen Dimension. Akteursvielfalt verstärkt auch hier allgemeine Ausprägungen der Dezentralität: die stärker regionale Ausrichtung der Energiepolitik und eine räumliche Verteilung der Wertschöpfung einerseits, die Regionalisierung der Energiewirtschaft andererseits.

Die spannende Frage wird sein, ob es gelingt, die Akteursvielfalt zu erhalten. Dem stehen einerseits aus energiesystemischer und volkswirtschaftlicher Sicht gebotene Änderungen des EEG entgegen, die die Präsenz von kleinen Akteuren und Privatleuten im Sektor der Stromerzeugung mindestens voraussetzungsvoller machen werden. Auf der anderen Seite eröffnen weiterhin sinkende Kosten bei der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen und bei Speichern kleinen, regional verankerten Akteuren neue Betätigungsfelder.

In diesem Zusammenhang sollte auch die (freilich auch diesem Kapitel zugrunde gelegte) Verengung des

Konzepts der Akteursvielfalt auf die Eigentümerstruktur bei Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgegeben werden. Dies ist zum einen aufgrund perspektivisch zunehmender Stromnutzung im Wärmesektor geboten. Denn in der Wärmeerzeugung spielen individuelle Akteure, vor allem auch Privatverbraucher, seit jeher eine größere Rolle. Zum anderen geht mit der Digitalisierung eine ganz neue Strukturierung des Energiesektors einher. Die klassischen Rollenteilungen zwischen Erzeuger und Verbraucher werden aufgehoben. Neue Rollen, die mit *Prosumer*, Plattformen und Aggregatoren noch ungenau beschrieben sind, entstehen.

Eine für die öffentliche Unterstützung der Energiewende entscheidende Frage wird sein, inwieweit diese neuen Rollen eine breite gesellschaftliche Teilhabe zulassen werden. In diesem Kapitel wurde dargelegt, dass die kapitalrechtliche Beteiligung an Unternehmen durchaus als ein Ausdruck von gesellschaftlicher Teilhabe aufgefasst werden kann. Akteursvielfalt kann damit mit Recht als Faktor für die Entstehung gesellschaftlicher Akzeptanz betrachtet werden. Inwieweit dieser Faktor auch auf neue energiewirtschaftliche Dienste, die beispielsweise durch Datendienste Erzeuger und Verbraucher sektorübergreifend zusammenbringen, übertragen werden kann – dies dürfte zu einer der spannenden energiewirtschaftlichen Fragestellung der Zukunft werden.

VIII. Die Rolle kommunaler Unternehmen

Dr. Thies Clausen und Dr. René Mono

8.1 Die netztopologische Dimension: Betrieb der Verteilnetze in öffentlicher Hand	129
8.2 Die ökonomische Dimension: Betätigungsfelder für kommunale Unternehmen	131
8.3 Die soziale Dimension: Kommunalwirtschaft als Ausdruck oder Konkurrenz von Teilhabe und Autonomie	133
8.4 Die politische Dimension: Rekommunalisierung als Rückgewinn kommunalpolitischer Handlungshoheit	134
8.5 Risiken und Chancen	135
8.6 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen	136
8.7 Fazit und Ausblick	137

VIII. Die Rolle kommunaler Unternehmen

Stadtwerke sind Unternehmen mit besonderem kommunalwirtschaftlichem und -politischem Bezug. Das macht sie im Kontext der Dezentralität interessant. Denn nicht nur aus der Perspektive von Kommunalpolitikern mögen sie prädestiniert erscheinen, um unternehmerische Antworten auf die netztopologischen, ökonomischen, sozialen und politischen Fragestellungen der dezentralen Energiewende zu entwickeln. Vor diesem Hintergrund beschreibt dieses Kapitel die Rolle kommunaler Unternehmen.

Kommunale Unternehmen mit Aktivitäten im Energiesektor weisen große Unterschiede auf. Das gilt zum einen für ihre unterschiedlichen Rechtsformen, die von Regie- und Eigenbetrieben bis hin zu Anstalten öffentlichen Rechts und privatrechtlichen Kapitalgesellschaften (GmbH, AG) reichen. Das gilt zum anderen für die energiewirtschaftlichen Tätigkeiten kommunaler Unternehmen. Sie erstrecken sich prinzipiell auf alle Wertschöpfungsstufen und Sektoren: die Erzeugung von Strom und Wärme, den Betrieb von Strom-, Gas- und Fernwärmenetzen sowie den Vertrieb von Strom, Gas und Energiedienstleistungen. Darüber hinaus sind kommunale Unternehmen im Verkehrs-, Immobilien- sowie Telekommunikationssektor aktiv.²²⁹

Während allerdings einige Stadtwerke einen großen Teil dieser Tätigkeitsfelder abdecken, beschränken andere sich auf einige wenige Aufgaben. Und während einige Stadtwerke sich auf das Territorium ihrer jeweiligen Kommune beschränken, sind andere darüber hinaus auch in angrenzenden Kommunen oder sogar national oder global aktiv.²³⁰ Damit gehen erhebliche Größenunterschiede unter den Stadtwerken einher.

Kommunale Unternehmen sind ein traditioneller Bestandteil der deutschen Energiewirtschaft. Gleichzeitig sehen sie sich, wie alle anderen Marktteilnehmer auch, im Zuge der Energiewende einer erheblichen Transformation ihrer unternehmerischen Umwelt ausgesetzt. Darüber hinaus spielen einige kommunale Unternehmen eine wichtige Rolle bei der Verwirklichung von auf kommunalpolitischer Ebene formulierten Energiewendezielen. Die aktuelle Rolle von Stadtwerken und deren sich abzeichnende Entwicklung werden in den nächsten Abschnitten entlang der Dezentralitätsdimensionen beschrieben.

8.1 Die netztopologische Dimension: Betrieb der Verteilnetze in öffentlicher Hand

Kommunale Energiewirtschaft hat unmittelbaren netztopologischen Bezug, insofern viele Stromverteilnetze von kommunalen Unternehmen betrieben

runge des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU), des Deutschen Städte- und Gemeindebunds (DStGB) sowie des Deutschen Städtetags zu Inhalten der Gemeindeordnungen der Länder zitiert, die dieses Spannungsfeld deutlich macht: „Alle landesrechtlichen Regelungen haben jedoch gemeinsam, dass kommunale Unternehmen bei ihrer wirtschaftlichen Betätigung einen öffentlichen Zweck verfolgen müssen, eine gewisse Verhältnismäßigkeit der Betätigung zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde wahren und insgesamt auch nur dann wirtschaftliche Tätigkeiten entfalten dürfen, wenn Private den öffentlichen Zweck nicht ebenso gut und wirtschaftlich erreichen können. Schließlich muss die Betätigung kommunaler Unternehmen auch einen Bezug zur Gemeinde aufweisen. Durch diese Regelungen entstehen Wettbewerbsnachteile für kommunale Unternehmen im Vergleich zu ihren privaten Wettbewerbern. [...] Der VKU setzt sich deshalb dafür ein, die bestehenden Beschränkungen bei der überörtlichen wirtschaftlichen Betätigung zu beseitigen, für die kommunalen Unternehmen möglichst weitgehende unternehmerische Freiheit zu erreichen und das Gemeindewirtschaftsrecht der einzelnen Bundesländer im Sinne der kommunalen Energieversorger zu harmonisieren.“ (Verband kommunaler Unternehmen, 2009, S. 20f.) Vgl. auch (Verband kommunaler Unternehmen, 2012, S. 26).

229 Einen Überblick gibt Verband kommunaler Unternehmen (2015).

230 Das normative und rechtliche Spannungsfeld zwischen der Erfüllung von Aufgaben kommunaler Daseinsvorsorge und wettbewerblicher Betätigung kann hier nicht ausführlich dargestellt werden. Stellvertretend sei folgende Positionie-

werden.²³¹ In der öffentlichen Diskussion haben insbesondere sogenannte Rekommunalisierungen große Beachtung gefunden. Darunter ist die gemäß §46 EnWG mindestens alle 20 Jahre anstehende Vergabe der für den Strom- oder Gasnetzbetrieb erforderlichen Konzession durch die Kommune an ein von ihr beherrschtes kommunales Unternehmen zu verstehen.²³² Berlo und Wagner²³³ zufolge hat es zwischen 2005 und 2012 190 Übernahmen von Teilen des Verteilnetzes durch kommunale Unternehmen gegeben.

231 Es ist nicht der Normalfall, dass eine Kommune das Stromnetz auf ihrem Gebiet selbst betreibt: Es gab in Deutschland im Jahr 2014 11.136 Kommunen und gleichzeitig 884 Verteilnetzbetreiber, von denen rund 40 Prozent, also circa 350, in kommunaler Hand sind (Verband kommunaler Unternehmen, 2015). Daraus ergibt sich, dass in etwa jede dreißigste Kommune das Stromverteilnetz auf ihrem Gebiet betreibt. Das liegt allerdings vor allem daran, dass circa drei Viertel der Kommunen weniger als 5.000 Einwohner haben, umfassende wirtschaftliche Betätigung also von vornherein nicht infrage kommt. Am aussagekräftigsten ist vielleicht die Zahl von 26,1 Millionen Endverbrauchern (Verband kommunaler Unternehmen, 2015), die an kommunale Stromverteilnetze angeschlossen sind, das sind etwas mehr als die Hälfte aller Endverbraucher in Deutschland.

232 Der Ausdruck „Rekommunalisierung“ impliziert, dass in der Vergangenheit kommunales Eigentum an dem Verteilnetz bestanden hatte, auf das eine Privatisierung erfolgte, die nun wieder rückgängig gemacht wird. Dies gilt aber nicht für alle Fälle kommunaler Netzübernahmen. Anstelle von Rekommunalisierung wird deshalb im Folgenden der weitere Begriff der kommunalen Übernahme des Verteilnetzbetriebs verwendet. Gleichwohl lässt sich für den Bereich der Energieversorgung (und nicht nur hier!) eine Phase verstärkter Privatisierungen nachvollziehen, deren Anfang mit dem Beginn der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte übereinstimmte und weit in die 2000er-Jahre hinreichte (Bauer, H., 2012). Dabei waren vor allem haushälterische Gründe maßgeblich. Seit Mitte der 2000er-Jahre setzte eine Trendumkehr ein, die sich zum Beispiel in der Neugründung von Stadtwerken oder vergleichbaren Unternehmen in größeren Kommunen (etwa in Berlin, Hamburg oder Stuttgart) manifestiert, nachdem dort im Jahrzehnt zuvor entsprechende Betriebe an private Dritte veräußert wurden.

233 Berlo, K.; Wagner, O. (2013)

Was bedeutet kommunaler Verteilnetzbetrieb für die Netzinfrastruktur? Die sich aus der Netzübernahme ergebenden Gestaltungsmöglichkeiten im Sinne kommunaler Energie- oder Klimapolitik sind begrenzt, da der Verteilnetzbetrieb – als natürliches Monopol – durch europäisches und nationales Energierecht stark reglementiert ist. Unabhängig davon, ob ein Verteilnetzbetreiber in kommunalem oder privatem Besitz ist, gelten für ihn die gleichen Anschluss- und Durchleitungspflichten. Darüber hinaus sind einige betriebswirtschaftliche Vorteile, die sich für ein kommunales Stadtwerk durch die Wertschöpfungsstufen übergreifende Optimierung hinweg erzielen lassen, durch Entflechtungsvorschriften rechtlich ausgeschlossen, um den fairen Wettbewerb auf den Energieerzeugungs- und -vertriebsmärkten nicht zu beeinträchtigen.

Im Zuge der Energiewende kommen auf die Betreiber von Stromverteilnetzen neue Herausforderungen zu. Zum einen sind erhebliche Investitionen erforderlich, zum anderen verlangt der Ausbau der Verteilnetze zu *Smart Grids* den Aufbau neuer und teilweise branchenfremder Kompetenzen in den Bereichen der Informations- und Kommunikationstechnologie. Da sich hier erhebliche zusätzliche Skaleneffekte ergeben, entsteht aus volkswirtschaftlicher Perspektive ein Druck auf die Konsolidierung des operativen Netzbetriebs, der heute in der Hand von knapp 900 Netzbetreibern liegt. Eine solche Konsolidierung, die Eigentumsfragen unberührt lassen kann, hat mit Kooperationen und der Auslagerung von Aufgaben an Dienstleister bereits begonnen.

Interessant ist ein Blick auf die Wärmenetze. In einigen Regionen, vorrangig in städtischen Ballungsräumen, existieren heute Fern- und Nahwärmenetze. Wird zukünftig vermehrt EE-Wärme eingespeist, sind sie eine wichtige Option für die CO₂-arme und langfristig CO₂-freie Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser. Wärmenetze sind aus physikalischen Gründen und im Gegensatz zum Strom- und Gasmarkt lokale Lösungen vor allem für urbane Räume. Da Wärmenetze außerdem sehr kapitalin-

tensive und langlebige Infrastrukturen sind, sind hier vor allem Stadtwerke aktiv. Dies dürfte so bleiben. Insbesondere kommunalpolitische Ambitionen im Bereich der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung setzen eine langfristige kommunale Wärmeplanung voraus und einen Investor, der bereit ist, ein sehr langfristig angelegtes Engagement einzugehen. Ein solcher Partner könnte in vielen Fällen ein kommunales Unternehmen sein.

8.2 Die ökonomische Dimension: Betätigungsfelder für kommunale Unternehmen

Es ist bereits deutlich geworden, dass es eine große Heterogenität kommunaler Unternehmen in Hinblick auf die von ihnen übernommenen energiewirtschaftlichen Aufgaben und die jeweiligen Aktionsradien gibt. Dies ist auch das Ergebnis einer Umfrage unter Stadtwerkevertretern. Demnach sind fast alle befragten Stadtwerke im Vertrieb tätig. 73 Prozent betreiben Erneuerbare-Energien-Anlagen, aber nur 58 Prozent erzeugen in konventionellen Kraftwerken Energie.²³⁴ Im Folgenden soll dies für die Geschäftsmodelle auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen genauer dargestellt werden.

(1) Zur Energieerzeugung

Aufgrund des hohen Finanzbedarfs und des hohen Wettbewerbsdrucks sind Investitionen in konventionelle Stromerzeugungsanlagen nur wenigen großen kommunalen Unternehmen vorbehalten geblieben. Sie bewegen sich damit in dem weitgehend entgrenzten europäischen Strommarkt. Der durch die Energiewende bedingte Trend hin zu EE-Anlagen und damit hin zu kleineren und im Verteilnetz angeschlossenen Energieerzeugungsanlagen hat diesen Bereich zuletzt auch für kleinere kommunale Unternehmen geöffnet. Hinzu kommt, dass Investitionen in EEG-Anlagen nicht über den entgrenzten Strommarkt refinanziert werden müssen, sondern im We-

sentlichen über die gesetzliche Erneuerbaren-Förderung.

Ein traditionelles Betätigungsfeld kommunaler Unternehmen im Eigentum größerer Städte ist der Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Kombination mit Wärmenetzen. Die ausgekoppelte Wärme dient vorwiegend der Heizenergieversorgung von Städten. Da Wärme aus physikalischen Gründen ein stärker lokales Gut ist, bewegt sich diese wirtschaftliche Aktivität zumindest teilweise auf einem abgegrenzten Markt mit monopolistischen Zügen. Eine Monopolregulierung für die Fernwärmenetze existiert nicht.²³⁵ Der Wettbewerb mit dezentralen Heizsystemen wird darüber hinaus teilweise durch Anschlusspflichten unterbunden. Zusätzliche regulatorische Maßnahmen (KWKG, vermiedene Netznutzungsentgelte) stützen dieses Geschäftsmodell. Stromseitig sind KWK-Anlagenbetreiber allerdings dem weiträumigen Wettbewerb auf dem europäischen Strommarkt ausgesetzt. Hier haben die sinkenden Börsenstrompreise dazu geführt, dass ein Teil des Erlösstroms von KWK-Anlagenbetreibern deutlich zurückgegangen ist.

(2) Zum Verteilnetzbetrieb

Wie oben bereits dargestellt wurde, betreiben viele kommunale Unternehmen Gas- und Stromnetze. Da es sich hierbei um natürliche Monopole handelt, ist diese Tätigkeit nicht wettbewerbsfähig. Die wirtschaftlichen Ergebnisse werden entscheidend vom Regime der Netzregulierung (insbesondere von der Anreizregulierungsverordnung) bestimmt. Ob ein kommunales Unternehmen in diesem Bereich tätig werden kann, ist alleine davon abhängig, ob es die erforderliche Konzession von der vergebenden Kommune erhält. Die Vergabe ist zwar an ein transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren gebunden²³⁶, aber in Ermangelung klarer wettbewerbslicher Parameter kann

²³⁴ Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge (2013)

²³⁵ Die Fernwärmepreise werden allerdings vom Bundeskartellamt auf Basis des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) überwacht.

²³⁶ BNetzA, Bundeskartellamt (2015a), S. 10ff.

infrage gestellt werden, ob es einen echten Wettbewerb um den Markt gibt: So kann beispielsweise ein Wettbewerber keine erhöhte Abführung der Konzessionsabgabe an die Kommune bieten und ist auch bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte nicht frei.²³⁷ Darüber hinaus soll das gegenwärtige Vorhaben der Novellierung des einschlägigen §46 EnWG²³⁸ es den Kommunen erleichtern, den Verteilnetzbetrieb rechtssicher an ein kommunales Unternehmen zu vergeben, indem sie sich zukünftig auf „Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft“ berufen können.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Verteilnetzbetrieb aufgrund seiner monopolistischen Natur territorial scharf umrissen ist und dass der Zugang zu dieser Aufgabe aufgrund des speziellen Konzessionsvergaberechts ein starkes politisches Element aufweist. Ökonomische Zugangsbarrieren für kommunale Unternehmen bestehen im Wesentlichen darin, dass sie die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs im Rahmen der Anreizregulierung herstellen können müssen.²³⁹ Empirische Befragungen von Stadtwerkevertretern zeigen, dass Bonitätsrisiken durch eine erhöhte Verschuldung die größte Herausforderung darstellen.²⁴⁰

Neben den unmittelbaren wirtschaftlichen Ergebnissen des Netzbetriebs spielen mittelbare Effekte eine wichtige Rolle bei der kommunalen Netzübernahme.

237 Die Monopolkommission hat diese Frage differenziert untersucht und zumindest Handlungsbedarf bei der Definition der Auswahlkriterien angemahnt. Sie schlägt insbesondere vor, den zulässigen Abschlag auf die Netznutzungsentgelte als Kern-Vergabekriterium zu betrachten (Monopolkommission, 2013, 230–237). Diesem Vorschlag ist allerdings die Bundesregierung in ihrem Entwurf zur Novellierung der entsprechenden Regeln im EnWG nicht gefolgt.

238 vgl. Bundestagsdrucksache BT 18/8184

239 Erfolg und Erfolgskriterien sind aufgrund mangelnder Transparenz der Netzregulierung weitgehend unbekannt. Vgl. hierzu (Infracomp im Auftrag von Agora Energiewende, 2015).

240 Rottmann, O.; Lück, O. (2013)

So ist die Herauslösung eines städtischen Stromnetzes aus einem größeren Verbundnetz damit verbunden, dass die Netznutzungsentgelte in dem städtischen Netz sinken, im umgebenden ländlichen Netz hingegen steigen, da dort die Energiedichte geringer ist und höhere Investitionen für den Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen anfallen.²⁴¹

(3) Zum Vertrieb von Energie und Dienstleistungen

Fast alle Stadtwerke sind im Bereich des Energievertriebs tätig. Vor der Liberalisierung wurde der Zugang zu dieser Tätigkeit konzessionsrechtlich gewährt, heute hingegen ist dies ein wettbewerblicher Markt. Stadtwerke, die schon vor der Liberalisierung im Energievertrieb tätig waren, profitieren davon, dass sie historisch bedingt einen großen regionalen Kundenstamm haben. Hinzu kommt, dass die relativ hochpreisige Belieferung von Kunden, die ihren Energieanbieter noch nicht gewechselt haben (Grundversorgung), durch den Anbieter mit den meisten Kunden in einem Netzgebiet erfolgt. So gesehen haben viele kommunale Stadtwerke regional einen Vorteil.²⁴² Diesen Vorteil haben neu gegründete Stadtwerke nicht, da sie ihren Kundenstamm neu aufbauen müssen, auch dann, wenn sie den Verteilnetzbetrieb übernehmen.

Stadtwerke erfüllen darüber hinaus aufgrund ihres lokal konzentrierten Kundenstamms, ihres Wissens über die Verhältnisse vor Ort und teilweise auch aufgrund von kommunalem Immobilienbesitz einige spezielle Voraussetzungen, um auch im Bereich der Effizienzdienstleistungen erfolgreich zu sein. Effizienz- und Klimaschutzgesichtspunkte können viele Stadtwerke beispielsweise auch in den von ihnen organisierten öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), die Straßenbeleuchtung usw. einbringen.²⁴³

241 vgl. zu Vorteilen und Risiken kommunaler Netzübernahmen auch (Verband kommunaler Unternehmen, 2012)

242 vgl. BNetzA, Bundeskartellamt (2015), S. 188 und 204

243 Märkte für sonstige Energiedienstleistungen sind sehr heterogen und können hier nicht angemessen beschrieben werden.

Wertschöpfungsstufen-übergreifend können Stadtwerke prinzipiell Verbundvorteile (*Economies of Scope*) betriebswirtschaftlich nutzen. Dem sind allerdings im Energiebereich rechtliche Grenzen gesetzt, da sie den diskriminierungsfreien Wettbewerb im Bereich der Erzeugung und des Vertriebs gefährden können.

Gewinne insbesondere solcher kommunaler Unternehmen mit lokal begrenzter Wirtschaftstätigkeit verbleiben in der Kommune (lokale Wertschöpfung). Darüber hinaus dienen sie oft dem Verlustausgleich defizitärer Sparten wie dem ÖPNV oder entlasten den kommunalen Haushalt. Kehrseite dessen ist, dass zurückgehende Gewinne oder Verluste die Haushalte und den Steuerzahler belasten können.²⁴⁴

8.3 Die soziale Dimension: Kommunalwirtschaft als Ausdruck oder Konkurrenz von Teilhabe und Autonomie

Inwieweit die Aspekte der sozialen Dimension von Dezentralität, nämlich der Wunsch nach gesellschaftlicher Teilhabe und Autonomie, in der energiewirtschaftlichen Tätigkeit von Kommunen zum Ausdruck kommen, lässt sich nicht pauschal sagen. Es gibt einige Argumente, die dafür sprechen: So ist das Misstrauen der Bevölkerung gegenüber kommunalen Entscheidungsträgern weitaus geringer ausgeprägt als gegenüber Vertretern der Europa-, Bundes- und Landespolitik.²⁴⁵ Das zentrale Motiv für die Forderung nach mehr gesellschaftlicher Teilhabe, das Misstrauen gegenüber politischen Entscheidungsträgern, liegt kommunal also deutlich abgeschwächt vor.

Kommunalpolitiker initiieren häufig Rekommunalisierungen, beschließen sie und kontrollieren kommunale Unternehmen. Dieser Vertrauensbonus im Vergleich zu Vertretern anderer Politikebenen lässt sich also für das gesellschaftliche Standing von kommunalen Unternehmen nutzen. Tatsächlich zeigen Mast und Stehle²⁴⁶, dass Stadtwerken eine relativ hohe Energiekompetenz zugestanden wird.

Ferner lässt sich die Auffassung vertreten, dass der Wunsch nach gesellschaftlicher Teilhabe und Autonomie in der Rekommunalisierung selbst erfüllt wird. Eine Untersuchung der Bergischen Universität Wuppertal zeigt, dass die übergroße Mehrheit der energiebezogenen Bürgerbegehren für eine (Re-) Kommunalisierung der Energieversorgung eintritt.²⁴⁷ Zwar lassen sich auf dieser Basis keine Motive nachvollziehen. Doch zeigen kursorische Beispiele – etwa die energiepolitischen Standpunkte von „Energy Cities“²⁴⁸, des Verbands von über 1.000 europäischen Städten, dass von der Vorstellung, autonom handeln zu können, lokal die Energiewende zu gestalten und die Bevölkerung mehr oder minder direkt daran partizipieren zu lassen, nicht nur für Bürger, sondern auch für Kommunalpolitiker eine gewisse Attraktivität auszugehen scheint.²⁴⁹

Inwiefern die kommunalpolitischen Vorstellungen von Teilhabe und Autonomie gleichzusetzen sind mit denen der Bevölkerung, kann auf dieser Basis nicht abschließend beantwortet werden. Mithin gibt es auch energiebezogene Bürgervorhaben, die ausdrücklich gegen die Kommunalverwaltung und füh-

244 Eine Studie des Handelsblatt Research Institute zeigt: Im Bereich der Energieversorgung wiesen 2011 und 2012 über ein Drittel der untersuchten kommunalen Unternehmen einen Jahresverlust auf. Jeder fünfte Energieversorger schrieb in zwei aufeinanderfolgenden Jahren rote Zahlen. Risiken für kommunale Haushalte entstehen, wenn sich Marktanalysen bewahrheiten, die für etliche Stadtwerke eine bedrohliche finanzielle Situation feststellen (vgl. Holter, F.; Schuster, F.; Hamdan, J., 2016).

245 GfK Verein (2014)

246 Mast, C.; Stehle, C. (2015)

247 Dunker, R.; Mono, R. (2013)

248 Diese sind hier nachzulesen: www.energy-cities.eu/IMG/pdf/cahier_short_jan2014_en.pdf

249 Dies zeigt auch der Befund einer Befragung von Kommunalvertretern der Universität Leipzig: Immerhin 33 Prozent von 123 befragten ostdeutschen Kommunen gaben schon 2011 an, dass Energieautonomie ein Ziel für die Ausrichtung ihrer Kommune darstellen könnte (Lenk, T.; Rottmann, O.; Albrecht, R., 2012).

rende Kommunalpolitiker gerichtet sind, wie Dunker und Mono²⁵⁰ aufgrund von qualitativen Interviews zeigen können.

Das Beispiel um die Zukunft der Konzession zur Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen für den Betrieb des Berliner Stromnetzes veranschaulicht unterschiedliche Modellierungen von Autonomie und gesellschaftlicher Teilhabe: Während der Berliner Energietisch – ein Bündnis aus von 56 gesellschaftlichen Gruppen – für eine Rekommunalisierung der Stromnetze durch die Gründung von kommunalen Unternehmen eintrat, gab fast gleichzeitig eine Bürgerenergiegenossenschaft ein Gebot für die Übernahme des Berliner Stromnetzes ab. Der Berliner Energietisch präferierte also eine aus Bevölkerungssicht mittelbare gesellschaftliche Teilhabe und Autonomie. Der Genossenschaft hingegen ging es um eine direkte Beteiligung. Welches dieser Modelle eher die soziale Dimension der Dezentralität bedient, muss sich in der Praxis erweisen. Viel spricht dafür, dass die jeweilige soziale Konstellation in der einzelnen Kommune entscheidend ist.

8.4 Die politische Dimension: Rekommunalisierung als Rückgewinn kommunalpolitischer Handlungshoheit

Die kommunale Daseinsvorsorge wird als politische Praxis des Prinzips der kommunalen Selbstverwaltung aufgefasst. Sie hat eine lange Tradition in Deutschland. Am Anfang stehen nach Darstellung von Bogumil, Pielow, Ebbinghaus und Kollegen²⁵¹ die preußischen Reformen im frühen 19. Jahrhundert. Es ging darum, die politischen Mitwirkungsmöglichkeiten der Bürger durch eine Selbstverwaltung von Provinzen, Kreisen und Gemeinden zu erhöhen. Die Bürger sollten so enger an den Staat gebunden werden. Man kann die energiewirtschaftliche Betätigung von Kommunen im Sinne dieser Idee betrachten und

sie als besondere demokratische Übung verstehen, die bis heute für manche relevant ist. So sieht der Landesvorsitzende der SPD Hessen, Thorsten Schäfer-Gümbel, Rekommunalisierungen als Stärkung der lokalen Demokratie an.²⁵² Dies lässt sich auch ex negativo fassen: Offenbar haben zahlreiche Kommunen die Erfahrung gemacht, dass sie mit der Privatisierung der Energieversorgung politische Gestaltungsmacht verloren haben oder zu verlieren riskieren. Tatsächlich verfolgen fast alle befragten Kommunalpolitiker mit der Rekommunalisierung das Ziel, den kommunalen Einfluss beziehungsweise die zielgenauere Steuerung der lokalen Energieversorgung zu wahren oder wiederzugewinnen.²⁵³

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang zweierlei: Zum einen findet in der mehrheitlichen Interpretation durch Kommunalpolitiker die politische Dimension von Dezentralität insofern ihren Ausfluss, als eine Ausrichtung und Steuerung der Energieversorgung nach kommunalen Belangen offensichtlich als selbstverständliches Prinzip angesehen wird. Dies ist eine mögliche Auslegung des Subsidiaritätskonzepts, das bisweilen auf die Energiewende bezogen wird. Es kann als eine Konkretisierung der Idee verstanden werden, dass „die Demokratie von unten nach oben aufgebaut ist“, wie es zum Beispiel in Artikel 1 der bayrischen Landesverfassung niedergelegt ist.²⁵⁴ Nach dieser sicherlich auch hinterfragbaren Lesart wäre also als Formel zu fassen, dass die Ausgestaltung der Energieversorgung zuerst nach kommunalen Gesichtspunkten zu erfolgen hat. Sie findet allerdings keine Entsprechung in den energierechtlich relevanten Bundesgesetzen, insbesondere nicht in dem EnWG.

Zum Zweiten ist bemerkenswert, dass die Kommunalpolitiker offensichtlich im Bezug der Energieversorgung auf die kommunale Daseinsvorsorge ein-

250 Dunker, R.; Mono, R. (2013)

251 Bogumil, J.; Pielow, J.-C.; Ebbinghaus, J.; Gerber, S.; Kohrsmeyer, M. (2010)

252 Schäfer-Gümbel, T. (2012)

253 Institut für den öffentlichen Sektor (2011)

254 Emmerich-Fritsche, A. (2007)

seitig das Prinzip der kommunalen Selbstverwaltung betonen und demgegenüber die Implikationen aus dem Sozialstaatsprinzip vernachlässigen. Dies ist nicht nur rechtsgeschichtlich problematisch. Denn die kommunale Daseinsvorsorge „folgt juristisch zuvörderst aus dem Sozialstaatsprinzip“²⁵⁵. Es impliziert auch ein Defizit, das reale politische Bedeutung hat, nämlich den Verzicht darauf, die sozialpolitische Funktion der Daseinsvorsorge genau zu spezifizieren. Holz-Rau, Günthner und Krummheuer²⁵⁶ zeigen am Beispiel der Daseinsvorsorge im Bereich des Nahverkehrs: Es ist durchaus möglich, aus dem Sozialstaatsprinzip politische Kriterien, die auch gesetzlich festgehalten werden können, abzuleiten, ohne die politische Ausgestaltung der Daseinsvorsorge zu sehr einzuengen. Es gibt keinen Grund anzunehmen, dass dies in Bezug auf eine kommunale Energieversorgung nicht möglich sein sollte.

8.5 Risiken und Chancen

Für die sich im Zuge der Energiewende transformierende Energiewirtschaft bieten die Betätigungen kommunaler Unternehmen Risiken und Chancen zugleich. Zu den Chancen zählt, dass Stadtwerke ihre besondere lokale Verankerung (Bekanntheitsgrad, Vertrauen, bestehende Kundenbeziehungen, Wissen um Verhältnisse vor Ort) nutzen können, um Lösungen vor Ort umzusetzen. Dies gilt insbesondere für die Energiemarktsegmente, die regional abzugrenzen sind, wie beispielsweise die Bereiche Wärme, Energieeffizienz und möglicherweise auch Windenergieausbau.

Des Weiteren bestehen Vorteile, die aus einer sozialen Perspektive relevant sind. Vieles spricht dafür, dass der Wunsch nach gesellschaftlicher Teilhabe an der Energiewende und Autonomie in der Energieversorgung über das Vehikel kommunaler Unternehmen realisiert werden kann. Dies bedeutet aber weder,

dass kommunale Unternehmen die einzige Möglichkeit hierfür sind, noch, dass durch die Betätigung kommunaler Unternehmen die mit Teilhabe und Autonomie verbundenen Bedürfnisse tatsächlich und umfänglich befriedigt werden. Aber die Empirie hat zumindest punktuell gezeigt, dass Rekommunalisierung eine von Bürgern gewählte Option sein kann, um politisch mit der sozialen Dimension der Dezentralität umzugehen.

Insoweit man in dem Aufbau der Demokratie von unten nach oben ein staatstheoretisches Prinzip erkennt, das in der kommunalen Selbstverwaltung seinen Ausfluss findet und dem Ziel dient, die Partizipation des Bürgers an politischen Prozessen und seine Bindung an staatliche Strukturen zu erhöhen, impliziert die wirtschaftliche Betätigung kommunaler Unternehmen auch in der politischen Dimension Chancen.

Zu den Risiken zählt, dass im Zuge der Energiewende der Verteilnetzbetrieb deutlich komplexer wird und bislang weitgehend branchenfremde Kompetenzen in dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie erfordert. Bleibt es bei der gegenwärtigen Fragmentierung des Verteilnetzbetriebs, drohen eine Überforderung kleiner Netzbetreiber und darüber hinaus unnötig hohe Kosten, da es sich hier um skalenträchtige Technologien handelt. Am Beispiel der Einführung intelligenter Stromzähler (sog. genannter Messsysteme) wird dies schon heute deutlich: Anders als im Fall des Betriebs konventioneller Stromzähler, der lokal durch jeden der knapp neunhundert Verteilernetzbetreiber technisch und ökonomisch weitgehend problemlos durchgeführt werden konnte, macht der Betrieb von Messsystemen hohe Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologie und das Vorhalten erheblicher Kompetenzen in diesem Bereich erforderlich. Dass dies jedem, auch jedem sehr kleinen Verteilernetzbetreiber gelingen kann, ist unrealistisch. Da sich darüber hinaus solche Systeme, einmal aufgebaut, mit geringen zusätzlichen Kosten fast beliebig skalieren lassen, ist der knapp neunhundertfache Aufbau entsprechen-

255 Bogumil, J.; Pielow, J.-C.; Ebbinghaus, J.; Gerber, S.; Kohrsmeyer, M. (2010), S. 17

256 Holz-Rau, C.; Günthner, S.; Krummheuer, S. (2010)

der Kompetenzen ökonomisch nicht vertretbar. Hier zeichnen sich deshalb Kooperations- und Dienstleistungsbeziehungen ab.

Darüber hinaus spielen Engpässe im Verteilnetz eine zunehmende Rolle. Da Engpässe im Zusammenspiel von Netztopologie sowie Erzeugungs- und Lastsituation entstehen, sich also nicht an den Eigentumsverhältnissen der Verteilnetzbetreiber orientieren, wird die Bewirtschaftung dieser Knappheiten in vielen Fällen verteilnetzbetreiberübergreifend zu organisieren sein. Unabhängig davon, auf welche Weise eine solche Bewirtschaftung organisiert werden wird (Kauf von Systemdienstleistungen durch den Netzbetreiber, Auktionierung von andernfalls abzuregelndem EE-Strom, Organisation einer Marktplattform), wird deshalb eine zu der Engpasssituation passende Clusterung zumindest eines Teilbereichs des Verteilnetzbetriebs erforderlich sein. Nur eine erhebliche Konsolidierung des Betriebs von Stromverteilnetzen kann also verhindern, dass das Engagement vieler kleiner Stadtwerke zu einem Risiko für die erforderliche Modernisierung der Verteilnetze wird.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind außerdem ordnungspolitische Risiken erkennbar. Sie betreffen zum einen die Fairness des Wettbewerbs um das Verteilnetz, zum Zweiten die Verzerrung des Wettbewerbs in den Bereichen Erzeugung und Vertrieb durch die Nutzung von Vorteilen aus unzureichender Entflechtung sowie den in der Regel privilegierten Zugang zum Kapitalmarkt. Da die jeweilige Kommune für die Verbindlichkeiten ihres kommunalen Unternehmens, soweit es nicht in einer privatrechtlichen Gesellschaft mit beschränkter Haftung organisiert ist, haftet, genießen solche Unternehmen Vorteile hinsichtlich ihrer *Bankability*. Dies kann sich auch auf den Erneuerbaren-Ausbau auswirken: Die wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe für den in Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Strom erfolgt zukünftig überwiegend durch Ausschreibungen. Der leichtere und günstigere Zugang kommunaler Unternehmen zu Fremdkapital kann dazu führen, dass es insbesondere kleineren privaten Unterneh-

men schwerer fallen dürfte, mit kommunalen Unternehmen zu konkurrieren. Daher besteht das Risiko, dass auf lange Sicht die Akteursvielfalt leidet.

8.6 Energiepolitische Gestaltungsspielräume und Herausforderungen

In den weitgehend entgrenzten Energiemarktsegmenten agieren kommunale Unternehmen als ein Wettbewerber unter vielen, hier gelten die allgemein gültigen energierechtlichen Vorgaben. Spezielle energiepolitische Herausforderungen hingegen liegen im Bereich lokal begrenzter Aufgaben. Hier ist in erster Linie die jeweilige Kommune in der planerischen Pflicht. Für die Bewältigung der Aufgaben kann sie auf private Unternehmen ebenso wie auf kommunale Unternehmen zurückgreifen.

(1) Wärmeversorgung in urbanen Räumen

Die zunehmend CO₂-freie Wärmeversorgung und die Definition erforderlicher Migrationspfade ist eine wichtige Herausforderung, vor allem in urbanen Räumen. Ohne eine enge Verbindung von Wärmeprojekten und kommunaler Planungskompetenz wird dies kaum möglich sein. Entsprechende Prozesse anzustoßen und gegebenenfalls auch ihre Umsetzung zu ermöglichen, wo langlebige und kapitalintensive Infrastruktur (zum Beispiel Wärmenetze) errichtet werden muss, ist eine wichtige energiepolitische Herausforderung im Rahmen der Wärmewende.

(2) Energieeffizienz

Auch im Bereich der Energieeffizienz könnten Kommunen und gegebenenfalls auch ihre Unternehmen eine stärkere Rolle spielen: So betreiben oder organisieren die Kommunen den ÖPNV sowie die Straßenbeleuchtung und verfügen über Immobilienbesitz in erheblichem Umfang. Ein Großteil des kommunalen Immobilienbesitzes liegt im Bereich des sozialen Wohnungsbaus. Hier ließe sich die sozialstaatliche Komponente der Daseinsvorsorge verstärkt zur Geltung bringen, insofern Investitionen in Energieeffizienz nicht nur klimapolitisch, sondern auch sozialpolitisch erwünschte Folgen haben.

Die Entwicklung von Instrumenten, die Investitionen in Energieeffizienz betriebswirtschaftlich attraktiv machen und dadurch verstärktes Engagement auch von kommunalen Unternehmen im Bereich der Energieeffizienz auslösen, gehört deshalb auf die energiepolitische Agenda.

(3) Stromverteilnetze

Die Energiepolitik muss sich auch der Frage annehmen, welche technischen und ökonomischen Anforderungen an den Betrieb von Stromverteilnetzen gestellt werden sollen, sodass die Verteilnetze den neuen Ansprüchen im Zuge der Energiewende genügen. In den einschlägigen Gesetzen und Verordnungen (Anreizregulierungsverordnung, Digitalisierungsgesetz) müssen die Anreize für Investitionsentscheidungen so gesetzt werden, dass die Verteilnetzbetreiber ausreichend, technisch sinnvoll und ökonomisch effizient investieren und dabei gleichzeitig Innovations- und Optimierungspotenziale rasch erschließen. Außerdem sind Vorgaben für einen effizienten, in vielen Fällen stärker geclusterten Verteilnetzbetrieb erforderlich. Gegebenenfalls ist die Einführung einer neuen Marktrolle („Verteilnetzclusterbetreiber“) erforderlich, die insbesondere in Hinblick auf ihre Aufgaben und die Netzregulierung auszugestalten wäre.

In diesem Kontext sind auch die Regelungen für die kommunale Konzessionsvergabe, die Voraussetzung für den Verteilnetzbetrieb ist, relevant. Das gegenwärtige Novellierungsvorhaben soll die rechtssichere Übergabe des Verteilnetzbetriebs insbesondere auch an kommunale Unternehmen erleichtern. Es zielt aber nicht auf eine stärker an den dargestellten Zukunftsherausforderungen des Verteilnetzbetriebs orientierte Vergabepraxis.

8.7 Fazit und Ausblick

Kommunale Unternehmen spielen heute eine wichtige Rolle in der Energiewirtschaft. Doch im Zuge der Energiewende wird diese Rolle sich verändern müssen. Chancen sowohl für die Stadtwerke als auch für die Energiewende entstehen da, wo kommunale Unternehmen ihre ökonomische und soziale Verankerung vor Ort nutzen können, um insbesondere auf lokalen Märkten (Wärme, Energieeffizienz) energiewirtschaftliche Lösungsbeiträge für kommunalpolitisch festgelegte Klimaschutzziele umzusetzen. Dies gilt zumal, wenn auf diesen für den Erfolg der Energiewende wichtigen Märkten keine privaten Unternehmen tätig sind und absehbar tätig werden wollen. Die Energiepolitik muss Instrumente finden, um diese Potenziale zu heben.

Ein operativer Rückzug kommunaler Unternehmen hingegen ist da zu erwarten, wo insbesondere kleinere Stadtwerke die Komplexität entgrenzter, skalenträchtiger und technologielastriger Märkte (Vermarktung von Strom, Verteilnetzbetrieb, *Smart Metering*, *Smart Home*) nicht mehr werden verarbeiten können. Die Energiewende kann in diesen Bereichen auf die Effizienz und Innovationskraft liquider und großräumiger Märkte nicht verzichten.

IX. Fazit: Thesen zu einem Ordnungsrahmen für Dezentralität

Dr. Patrick Graichen

9.1	Dezentralität als neues, dauerhaftes Strukturmerkmal der Energiewirtschaft	141
9.1.1	Stromnetze: Dauerhafte Netzenspässe sind programmiert	141
9.1.2	Ökonomie: Der aktive und vernetzte Prosumer mit einer Präferenz für regionale Stromprodukte wird zum Leitbild der Energieversorger	141
9.1.3	Politik und Soziales: Bürger und Politik legen Wert auf regionale und dezentrale Lösungen	142
9.2	Die bisherige Regulierung der Dezentralität ist ein großes Chaos	142
9.3	Sechs Thesen zu einem künftigen Ordnungsrahmen für Dezentralität	144
9.4	Ausblick	148

IX. Fazit: Thesen zu einem Ordnungsrahmen für Dezentralität

9.1 Dezentralität als neues, dauerhaftes Strukturmerkmal der Energiewirtschaft

Die Beiträge in diesem Band haben die Treiber für Dezentralität beschrieben, ein Analyseraster für den Begriff der Dezentralität vorgestellt und die wesentlichen Aspekte der Dezentralität beleuchtet. Dabei hat das Anwenden dieses Analyserasters mit seinen vier Dimensionen der Dezentralität (die netztopologische, die ökonomische, die soziale und die politische Dimension) gezeigt: In jedem der verschiedenen Aspekte der Dezentralität (Eigenversorgung, regionale Erzeugung und Verbrauch, regionale Grünstromvermarktung, *Smart Grids* und *Smart Markets*, Akteursvielfalt und kommunale unternehmerische Tätigkeiten) entfaltet sich jeweils eine eigene Logik hin zu mehr Dezentralität im Stromsystem.

Demgegenüber steht jedoch die klassische energiewirtschaftliche Logik, wonach das Stromsystem dann am effizientesten ist, wenn der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage möglichst weiträumig erfolgen kann. Denn nur dann kommen die jeweils kostengünstigsten Anlagen zum Zuge und die Verbraucher tragen die geringsten Kosten für die Stromproduktion. Dies gilt umso mehr, als der Netzausbau nach wie vor die kostengünstigste Flexibilitätsoption ist und insofern im Falle eines Auseinanderklaffens von Erzeugung und Verbrauch aufgrund neuer Erzeugungs- oder Verbrauchsstrukturen der Netzausbau das Mittel der Wahl zur Wiederherstellung eines effizienten Stromsystems ist.

Dass Dezentralität trotz der Effizienzvorteile überregionaler Lösungen ein wesentliches, die Energiewirtschaft der nächsten Jahrzehnte prägendes Strukturmerkmal wird, liegt im Wesentlichen an drei Entwicklungen:

9.1.1 Stromnetze:

Dauerhafte Netzgengpässe sind programmiert

Sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite ist die Zukunft geprägt von Technologien, die über ganz Deutschland hinweg deutlich flächiger verteilt sein werden, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Die im Zuge der Energiewende in großer Zahl hinzukommenden Windkraftwerke, Solaranlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos werden die Stromerzeugungs- und -verbrauchsstruktur massiv verändern. Es wäre dabei weder volkswirtschaftlich effizient noch der Bevölkerung zuzumuten, dem bisherigen Leitprinzip des Stromnetzes als Kupferplatte weiterhin zu folgen. Denn das hieße, das Stromnetz so weit auszubauen, dass jeder dieser neuen Erzeuger und Verbraucher zu jedem Zeitpunkt seinen Strom über ganz Deutschland hinweg engpassfrei transportieren beziehungsweise beziehen könnte. Schon das aktuelle Energiewirtschaftsgesetz hat diesen Grundsatz für die abregelungsfreie Erzeugung aus Erneuerbaren Energien aufgegeben, der nächste Schritt wird voraussichtlich aufgrund des absehbaren Durchbruchs der Elektromobilität eine äquivalente Regelung bei neuen Stromverbrauchern sein. Gesucht wird also in Zukunft das optimale Verhältnis zwischen Stromnetzausbau und Engpassbewirtschaftung durch regionale Märkte, wobei sich bei zunehmender Durchdringung der Energiewirtschaft mit den dezentralen Technologien die Gewichte immer stärker in Richtung smarter Regionalmärkte verschieben werden.

9.1.2 Ökonomie:

Der aktive und vernetzte Prosumer mit einer Präferenz für regionale Stromprodukte wird zum Leitbild der Energieversorger

Je günstiger Photovoltaikanlagen, Stromspeicher, Wärmepumpen und Elektroautos werden, desto mehr werden sie bei den Verbrauchern zum Ein-

satz kommen. Verbunden mit intelligenter Steuerung und *Smart Metern* wird dabei der Eigenverbrauch ein zentrales Steuerungsinstrument für den Einsatz dieser Geräte in den Privathaushalten werden. Der Grund hierfür ist zum einen betriebswirtschaftlicher Natur (Vermeidung von Abgaben und Umlagen für aus dem Netz bezogenen Strom), zum anderen eine bei vielen Eigenheimbesitzern existierende Präferenz für eigene gegenüber fremden Lösungen (*Do-it-yourself*-Grundhaltung).²⁵⁷ Die Energieversorger werden in Zukunft auf diesen Trend verstärkt reagieren und versuchen, den *Prosumern* maßgeschneiderte Kundenlösungen anzubieten, die aus einem Mix an aktivem Energiemanagement, Optimierung des Eigenverbrauchs, Strombelieferung und Stromabnahme bestehen werden. Denn hier – und weniger in der Erzeugung von Kilowattstunden – liegt für die Energieunternehmen das potenziell umsatzstärkste Geschäftsfeld der künftigen Energiewirtschaft. Dies wird erweitert um Mieterstrommodelle, die bereits von vielen Energieversorgern aktiv vertrieben werden. Hinzu kommt die Regionalität als Vermarktungselement, das heißt, aus dem homogenen Produkt „Strom aus der Steckdose“ wird zunehmend ein heterogenes Produkt, zum Beispiel „Strom aus bestimmten Ökostromanlagen deiner Region“. Die vermehrt auftretenden (Grün-)Strommarken mit regionalem Bezug nutzen bereits jetzt diese Präferenz vieler Verbraucher. Dies wird in Zukunft ein wichtiges Vermarktungselement von Energie sein.

²⁵⁷ Der betriebswirtschaftliche Anreiz der Optimierung einer einmal installierten Photovoltaikanlage gegen die Abgaben und Umlagen lässt sich zwar durch eine grundlegende Reform des Abgaben- und Umlagensystems reduzieren, aber nicht vollkommen abschaffen. Denn es dürfte dauerhaft eine Differenz zwischen dem Verkaufswert des Photovoltaikstroms auf dem eigenen Dach und dem Bezugspreis für Strom aus dem Netz geben. Es ist auch nicht zu erwarten, dass eine Reform des Abgaben- und Umlagensystems nennenswert die Installation von Photovoltaikanlagen auf Eigenheimen beeinflussen wird, da für Privathaushalte Baustandards und Konsumpräferenzen weitaus ausschlaggebender sind für die Installation von Photovoltaikanlagen als betriebswirtschaftliche Überlegungen.

9.1.3 Politik und Soziales:

Bürger und Politik legen Wert auf regionale und dezentrale Lösungen

Über alle Parteigrenzen hinweg herrscht in der Politik eine ausgeprägte Wertschätzung für Regionalität, die auf einer Identifikation der Bürger mit ihrer Region fußt. Dies äußert sich unter anderem darin, dass es nicht nur auf Bundesländerebene, sondern auch in sehr vielen Kommunen und Landkreisen eigene Energiekonzepte gibt. Diese sind zumeist davon geprägt, regionale energiewirtschaftliche Strukturen zu stärken – gerade auch mit Blick auf die regionale Wertschöpfung. Stadtwerke und Bürgerenergiegenossenschaften genießen allen Umfragen zufolge zudem ein hohes Ansehen – gerade im Vergleich zu ortsfernen Stromkonzernen. Die Präferenz für dezentrale Lösungen hat sich nicht zuletzt auch im politischen Prozess gezeigt: So sind es jeweils Initiativen von Bundestagsabgeordneten gewesen, die Maßnahmen wie die Förderung von Hausspeichern, die Einführung von Mieterstrommodellen oder die Verbesserung der Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergieprojekte durchgesetzt haben.

9.2 Die bisherige Regulierung der Dezentralität ist ein großes Chaos

Diese Tendenzen in Richtung mehr Dezentralität treffen auf ein Stromsystem mitsamt politischer Regulierung, das durch ein historisch gewachsenes Geflecht von zentralen und dezentralen Elementen gekennzeichnet ist – die aber gemeinsam kein konsistentes Bild ergeben. Vielmehr gibt es unterschiedlichste Regelungen, die auf das Verhältnis von Zentralität und Dezentralität in unterschiedlicher Weise wirken. Beispiele in diesem Kontext sind etwa:

→ *Regional differenzierte Netzentgelte*: Netzentgelte werden regional erhoben, das heißt, die regionalen Netzkosten werden auf die Stromverbraucher in einer Region verteilt. Die Folge ist, dass die Netzentgelte regional sehr differenziert sind, sowohl zwischen den knapp 900 Verteilnetzbetreibern als auch zwischen den vier Übertragungsnetzbe-

treibern. Insbesondere Regionen mit einem hohen Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichzeitig relativ geringem Stromverbrauch – das heißt ländliche Gebiete in Nord- und Ostdeutschland – leiden daher unter hohen und steigenden Netzkosten.²⁵⁸ Besonders absurd ist die Tatsache, dass die Kosten, die zur Aufrechterhaltung der einheitlichen deutsch-österreichischen Strompreiszone aufgewendet werden müssen (*Redispatch*-Kosten), vor allem von den Kunden in den Netzgebieten der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT bezahlt werden, während die anderen davon profitieren. Zudem gibt es im Rahmen der Rekommunalisierung einen Trend zur Herauslösung städtischer Stromnetze aus regionalen Verteilnetzen, da die Netzkosten pro Kilowattstunde in der Stadt niedriger sind als auf dem Land. Die Folge: Die Stadtbewohner zahlen hinterher niedrigere Stromnetzentgelte, die Landbewohner höhere – und die Gesamtkosten steigen aufgrund einer doppelten Verwaltungs- und Steuerungsstruktur.

→ *Regional unterschiedliche Ausbezahlung sogenannter vermiedener Netzentgelte*: Stromerzeuger, die auf einer niedrigen Netzebene ihren Strom in das Stromnetz einspeisen, erhalten vom Netzbetreiber eine Zahlung – die sogenannten vermiedenen Netzentgelte. Die ursprüngliche Begründung dafür lautete, dadurch den Wert regionaler Kraftwerke (vor allem Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) für die Erhaltung der Systemsicherheit in den Verteilnetzen abzubilden. Die vermiedenen Netzentgelte sind aufgrund ihrer Konstruktion je nach Netzgebiet unterschiedlich hoch und tragen bei dezentralen konventionellen Erzeugern erheblich zu den Einkünften bei.²⁵⁹ Die Folge heutzutage ist, dass in jüngster Zeit reihenweise konventionelle

Kraftwerke (vor allem Gaskraftwerke, aber zuletzt auch Braunkohlekraftwerke) „umgehängt“ wurden, um nicht mehr vom Übertragungsnetz, sondern von einem Verteilnetz aus den Strom in das Netz einzuspeisen. Hierdurch entstehen neue Kosten für die Stromverbraucher ohne jeglichen Nutzen für das System.

- *Regionalitätsbonus für kleine Anlagen im Stromsteuergesetz*: Auf Strom von Anlagen mit bis zu zwei Megawatt Leistung, der in „räumlicher Nähe“ zeitgleich erzeugt und verbraucht wird, muss laut Stromsteuergesetz keine Stromsteuer (zwei Cent je Kilowattstunde) gezahlt werden, sofern die Anlage keine EEG-Vergütung erhält. Dieser Gesetzespassus ist per Verordnung dahingehend konkretisiert worden, dass die Distanz zwischen Erzeuger und Verbraucher maximal 4,5 Kilometer betragen darf, und betrifft de facto kleine KWK-Anlagen und in Zukunft in zunehmendem Maße jene Windenergie- und Solaranlagen, die nach 20 Jahren Förderung aus der EEG-Finanzierung fallen.
- *Regionale Grünstromvermarktung*: Das EEG 2017 sieht vor, dass Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber über sogenannte Regionalnachweise ihren Strom als regionalen Grünstrom kennzeichnen können sollen, wenn die Letztverbraucher in einem Postleitzahlengbiet leben, das nicht mehr als 50 Kilometer von der Anlage entfernt ist.
- *Abgaben- und Umlagenbefreiungen bei Eigenversorgung (ohne Nutzung des öffentlichen Netzes)*: Für Strom, der selbst erzeugt und verbraucht wird, entfallen die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe, die KWK-Umlage, die arbeitsbezogenen Netzentgelte, die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung, die Offshore-Haftungsumlage sowie die Umlage für abschaltbare Lasten.
- *EEG-Umlagenreduktion beziehungsweise -befreiung für Eigenverbrauch*: Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der vom Erzeuger selbst verbraucht wird, ist vollständig (bei Kleinanlagen bis zehn Kilowatt Leistung) beziehungsweise zu 60 Prozent (Anlagen mit einer Leistung von mehr als zehn Kilowatt) von der Zahlung der EEG-Umlage

258 So liegt etwa das Netzentgelt für Privathaushalte in der Region nördliches Brandenburg bei 9,9 Cent je Kilowattstunde, während es in Bremen nur bei 3,6 Cent je Kilowattstunde liegt.

259 Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen werden die vermiedenen Netzentgelte auf die EEG-Vergütung angerechnet und in das EEG-Konto eingezahlt.

befreit.²⁶⁰ Eine verminderte EEG-Umlage soll auch für sogenannte Mieterstrommodelle anfallen, das heißt für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der an die Mieter des Hauses geliefert wird, in dem er erzeugt wird.

9.3 Sechs Thesen zu einem künftigen Ordnungsrahmen für Dezentralität

Vor dem Hintergrund des wachsenden Trends zur Dezentralität einerseits und des Sammelsuriums unterschiedlichster Regelungen andererseits ist es sinnvoll, die verschiedenen Ebenen in ein stimmiges Gesamtkonzept zu bringen – in einen Ordnungsrahmen für Dezentralität. Da die Diskussion hierzu noch am Anfang steht, sollen im Folgenden erste Thesen für die grundlegenden Strukturen und Ausgestaltungsprinzipien eines solchen Ordnungsrahmens formuliert werden – als Beitrag zu einer höchst überfälligen Debatte.

1. These:

Dezentralität ist kein Wert an sich. Dezentrale Regelungen müssen sich daher durch netzbedingte beziehungsweise ökonomische Vorteile oder soziale und politische Präferenzen rechtfertigen lassen.

Das im Zusammenhang mit der Dezentralitätsdebatte manchmal genannte Prinzip „Erst wenn alle lokalen Optionen ausgeschöpft sind, ist es sinnvoll, überregionale Lösungen heranzuziehen“ kann kein Gestaltungsprinzip für ein kosteneffizientes Stromsystem sein. Denn das hieße, dass ein Stromvertrieb etwa eine teure Flexibilitätsoption (zum Beispiel eine *Power-to-Gas*-Anlage) nutzen müsste, weil sie in derselben Stadt beziehungsweise demselben Landkreis vorhanden ist, selbst wenn eine günstige Flexibilitätsoption (zum Beispiel ein Pumpspeicherkraftwerk) anderswo noch freie Kapazitäten hätte und das Stromnetz den entsprechenden Stromtransport be-

werkstelligen könnte. Der Effizienzvorteil von überregionalem Ausgleich und überregionalem Handel ist wesentlich dafür, die Kosten des Stromsystems und der Energiewende so gering wie möglich zu halten. Dies muss das Grundprinzip der Energiewende sein und bleiben.

Wenn im Stromsystem dennoch (berechtigterweise) Dezentralitätskomponenten verankert werden, dann ist dies vor dem Hintergrund des Effizienzvorteils zentraler Lösungen begründungspflichtig. Eine solche Regelung kann dann (a) netztopologisch begründet sein, zum Beispiel durch die Vermeidung von ineffizientem Netzausbau – wobei hier jedoch bislang ein geeignetes Maß für die Bewertung des vermiedenen Netzausbaus fehlt. Sie könnte alternativ auch begründet werden mit (b) ökonomischen Präferenzen der Verbraucher für mehr Regionalität und der Notwendigkeit, einen entsprechenden Rahmen zu schaffen (zum Beispiel über Labels). Oder aber die Regelung soll (c) Ausdruck eines klar formulierten sozialen beziehungsweise politischen Willens sein, dem Eigenverbrauch oder der regionalen Energiewirtschaft einen (wie auch immer gearteten) Vorteil gegenüber dem überregionalen Stromaustausch zu geben – Gründe hierfür können eine erwartete größere Akzeptanz des Infrastrukturprojekts Energiewende oder eine bessere Verteilung der Erneuerbaren Energien und der mit ihnen verbundenen Vor- und Nachteile sein. Wenn also im Stromsystem in einer bestimmten Regelung eine Dezentralitätskomponente eingeführt wird, muss sie einer klaren Begründungslogik folgen, was sich dann auch in der jeweiligen Regelung widerspiegeln sollte.

2. These:

Alle bisherigen Regionalitäts- und Dezentralitätskomponenten im System der Abgaben, Umlagen und Netzentgelte sollten abgeschafft werden und so Platz machen für ein neues, klares System.

Das derzeitige System der dezentralitätsbedingten Ausnahmen bei Abgaben, Umlagen und Netzentgelten sollte komplett abgeschafft werden, ebenso die Aus-

²⁶⁰ Dies ist die Regelung für Neuanlagen ab dem 01.01.2017. Für Anlagen, die vor 2014 errichtet wurden, gilt eine vollständige EEG-Umlagen-Befreiung.

bezahlung von vermiedenen Netzentgelten. Zudem sollten bundesweit einheitliche Netzentgelte geprüft werden, zumindest aber die Übertragungsnetzentgelte und die energiewendebedingten Verteilnetzausbaukosten bundesweit ausgeglichen werden. Denn das bisherige System hat keinerlei innere Konsistenz und schafft zum Teil unsinnige und sogar gegenläufige Anreize. Die Folge wäre, dass bundeseinheitlich die gleichen Regeln gelten, differenziert nach den im Folgenden aufgestellten Grundsätzen für ein neues, in sich schlüssiges System.

3. These:

Es wird in der Stromwirtschaft in Zukunft zwischen drei Regionalitätsebenen unterschieden: „Unmittelbar vor Ort“, die „Stromregion“ und die „überregionale Ebene“.

Anstelle der bisherigen nicht aufeinander abgestimmten Dezentralitätskomponenten sollte ein neues transparentes System geschaffen werden, das zwischen drei Ebenen unterscheidet, je nach Nähe von Stromerzeugung zu Stromverbrauch:

→ Ebene 1: Unmittelbar vor Ort

Stromerzeugung und -verbrauch finden zeitgleich in unmittelbarer Nähe statt. Dies wird dadurch gekennzeichnet, dass keine Nutzung des öffentlichen Stromnetzes erfolgt. Hierbei handelt es sich vor allem um Eigenverbrauch oder Mieterstrom, das heißt um Strom, der innerhalb eines Hauses beziehungsweise eines Privatgrundstücks erzeugt und verbraucht wird. Gegebenenfalls könnte in Zukunft auch Nachbarschaftsstrom in diese Kategorie fallen, das heißt in Situationen, wenn die Stromerzeugung unmittelbar dem Nachbarn zugeliefert und mit diesem abgerechnet wird, ohne das öffentliche Stromnetz zu nutzen.

→ Ebene 2: Die Stromregion

Stromerzeugung und -verbrauch finden zeitgleich in einem regionalen räumlichen Zusammenhang statt. Die genaue Größe dieser Region sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein, wobei die regionalen Zusammenhänge sinnvollerweise sowohl

mit Blick auf die Verteilnetzstruktur als auch auf die Verwaltungseinheiten (Landkreise, Bundesländer) ausgewählt werden sollten. Dabei sollten die Regionen weder zu klein-, noch zu großräumig geschnitten werden – eine sinnvolle Anzahl von „Stromregionen“ innerhalb Deutschlands dürfte vermutlich zwischen 20 und 40 liegen. Diese Stromregionen sind dadurch gekennzeichnet, dass auf ihrer Ebene „smarte Regionalmärkte“ organisiert werden können, das heißt, innerhalb der Region werden regionale Märkte für Stromerzeugung, Stromverbrauch und Flexibilitätsdienstleistungen geschaffen.

→ Ebene 3: Überregionale Ebene (bundesweit beziehungsweise grenzüberschreitend)

Stromerzeugung und -verbrauch finden zeitgleich statt, wobei die Stromerzeugung aber in einer anderen Stromregion stattfindet als der Verbrauch (entweder innerhalb Deutschlands oder in einer Region in den Nachbarländern). Für den Transport des Stroms zwischen den Regionen wird das Übertragungsnetz genutzt. Zwischen den Regionen können aufgrund von Netzengpässen Preisunterschiede auftreten, die nicht über *Redispatch*-Maßnahmen ausgeglichen werden.

4. These:

Regionale Strommärkte sind das wesentliche neue Element eines Ordnungsrahmens für die Dezentralität

Die „Stromregion“ als Zwischenebene zwischen Versorgung unmittelbar vor Ort und dem überregionalen Stromgroßhandel ist das wesentliche neue Strukturelement in der Energiewende. Sie begründet sich daraus, dass es dauerhaft Netzengpässe geben wird und Erzeugung und Verbrauch daher an immer mehr Stunden im Jahr auch regional ausgeglichen werden müssen. Diese Entwicklung bedeutet aber auch, dass die Verteilnetze mit der Rolle des neutralen Maklers in dem jeweiligen regionalen Strommarkt, auch durch eine regionale Leitwarte – in Abstimmung mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber – Verantwortung für die regionale Systemsicherheit über-

nehmen. Die jeweils regionalen Märkte dürfen nicht zu kleinteilig sein, damit ausreichend Liquidität im Markt vorhanden ist und Angebot und Nachfrage im Rahmen von *Smart Markets* effizient zum Ausgleich gebracht werden können. Durch eine regionale Kennzeichnung von (Grün-)Strom, der innerhalb einer Stromregion erzeugt wurde, können zudem Kundenpräferenzen für einen regionalen Strombezug befriedigt werden. Wichtig ist dabei, dass die Regionalmärkte nicht als Abschottung gegenüber der überregionalen Ebene organisiert sind, sondern eher im Sinne von regionalen Preiszonen (*Zonal Pricing*), die analog zu den vier Preiszonen in Schweden oder Norwegen im konstanten Austausch sind und deren Preissetzungsmechanismen wie im *Flow-based Market Coupling* in der Region Zentralwesteuropa den optimalen *Dispatch* von Angebot und Nachfrage unter gegebenen Netzrestriktionen organisieren.

5. These:

Die Steuern, Abgaben und Umlagen sollten nach den drei Ebenen unterschiedlich gestaffelt werden.

Die Steuern und Abgaben (Stromsteuer, Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe) sowie die Umlagen (EEG-Umlage, KWK-Umlage und die drei anderen Umlagen) sollten transparent und sachlogisch zwischen den drei Ebenen differenzieren.²⁶¹ Hierbei kann – wie auch jetzt schon – die politische Präferenz für Dezentralität dadurch ausgedrückt werden, dass niedrigere Sätze für Abgaben und/oder Umlagen anfallen, wenn der Strom unmittelbar vor Ort (Ebene 1) oder innerhalb einer Stromregion (Ebene 2) zeitgleich

erzeugt und verbraucht wird. Dabei können und sollten in einem nächsten Schritt unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten vorgeschlagen und vertieft analysiert werden – sowohl mit Blick auf die jeweilige Begründungslogik als auch auf die jeweiligen Folgen auf die Anreizwirkungen. Ohne einer solchen vertieften Analyse vorgreifen zu wollen oder zu können, seien hier einige mögliche Ausgestaltungsvarianten skizziert:

- Es wäre sachlogisch, dass weder Mehrwertsteuer noch Konzessionsabgabe anfallen, wenn der Strom unmittelbar vor Ort erzeugt und verbraucht wird (Ebene 1), wohl aber komplett für die Ebenen 2 und 3. Schließlich findet bei selbsterzeugtem und verbrauchtem Strom weder eine ökonomische Transaktion statt, noch wird das öffentliche Wegerecht in Anspruch genommen.
- Die Stromsteuer könnte über differenzierte Steuersätze die Funktion bekommen, die Dezentralitätspräferenz der Politik zum Ausdruck zu bringen, insofern auf Ebene 1 gar keine Steuer anfällt, auf Ebene 2 ein reduzierter Satz und auf Ebene 3 die Steuer komplett zu zahlen ist.
- Versteht man die Umlagen, vor allem EEG-Umlage und KWK-Umlage, als Beiträge der Energieverbraucher zur Herstellung eines CO₂-freien Energiesystems, dann sind sie in vollem Umfang zumindest auf den Ebenen 2 und 3 fällig. Inwieweit auch auf den Verbrauch von eigenerzeugtem Strom (Ebene 1) ein (reduzierter) Beitrag zu den Kosten des Erneuerbare-Energien-Ausbaus sowie des Ausbaus der KWK-Anlagen und Wärmenetze anfallen soll, wäre politisch zu entscheiden.

²⁶¹ Die Diskussion um die Umgestaltung der Abgaben und Umlagen enthält noch weitaus mehr Aspekte als die hier diskutierte Unterscheidung nach der Regionalitätsebene – wie etwa die Vorschläge, die EEG-Umlage über Strom hinaus auch auf andere Energieträger (Erdgas, Heizöl, Diesel, Benzin) auszudehnen oder die Stromsteuer in eine CO₂-Steuer umzuwandeln. Auf diese Aspekte soll hier jedoch nicht weiter eingegangen werden – vielmehr geht es hier um die auch nach etwaigen Reformen der Umlagenstruktur notwendige Klärung, inwieweit die Höhe dieser Abgaben oder Umlagen von der Regionalitätsebene abhängt.

6. These:**Wir brauchen verursachergerechte Netzentgelte für Eigenversorger – und eine offene Debatte über die Bepreisung des Stromtransports in den Netzentgelten.**

Auch die Erhebung der Netzentgelte könnte nach den drei Ebenen unterscheiden.²⁶² Sofort einleuchtend ist dies bei *Prosumern*, die Strom vor Ort (Ebene 1) erzeugen und verbrauchen. Sie reduzieren damit derzeit ganz oder teilweise ihre Netzentgelte – obwohl sie die Versicherungsfunktion des Netzes nach wie vor in Anspruch nehmen, das heißt in Zeiten ohne Eigenerzeugung Strom aus dem Netz beziehen. Insofern ist es notwendig und sachlogisch, bei Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen die Netzentgelte anders als bisher zu erheben. Möglich wäre es etwa, hier von Kilowattstunden-Bezug auf einen dynamischen Leistungspreis umzustellen, der sich an der jeweils individuell bezogenen Höchstlast und an den Zeiten der größten Netzknappeheitssituation orientiert.

Daneben sollte offen geprüft werden, inwieweit das bisherige „Eine Briefmarke für ganz Deutschland“-Prinzip der Anlastung der Netzkosten dauerhaft aufrechterhalten bleiben sollte. Dieses Prinzip, das seit dem Jahr 2000 den deutschen Strommarkt prägt, hat die Stromtransportkosten innerhalb Deutschlands nivelliert – mit dem Ziel, einen bundesweit einheitlichen Stromwettbewerb zu schaffen. Das derzeitige Netzentgeltesystem abstrahiert somit von den – tendenziell geringen – Transportkosten (vor allem Leitungsverlusten) und von den – durchaus relevanten – Netzausbaukosten, die durch die spezifische, ortsbezogene Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch entstehen. Angesichts der Tatsache,

dass ein weiterer Übertragungsnetzausbau – über die im Bundesbedarfsplangesetz 2016 nach heftiger Diskussion festgelegten Erdkabeltrassen hinaus – wahrscheinlich zu sehr hohen Widerständen in der Bevölkerung führen dürfte, wäre zu diskutieren, ob nicht in Zukunft von einem Zielübertragungsnetz ausgegangen werden sollte. Dieses einmal festgelegte Netz wäre dann die Basis für das Stromsystem – und um anzureizen, dass kein weiterer Übertragungsnetzausbaubedarf entsteht, könnten die Netzentgelte zwischen der regionalen und überregionalen Ebene differenzieren. Denkbar wäre es etwa, dass für Stromerzeugung und -verbrauch, der innerhalb einer Stromregion stattfindet, nur die regionalen Netzentgelte anfallen, während für Strom, der überregional transportiert wird, auch die Übertragungsnetzentgelte zu zahlen sind. Dies wäre eine einfache Form der Bepreisung der Transportkosten von Strom und insofern eine Überführung des bisherigen „Eine Briefmarke“-Prinzips für ganz Deutschland in ein System mit zwei „Briefmarken“ – eine mit einem niedrigeren Entgelt für Stromtransport innerhalb einer Stromregion und einer mit einem höheren Entgelt für den überregionalen Transport. Denkbar wären darüber hinaus natürlich auch weitere, kompliziertere Optionen der Bepreisung des Stromtransports, bis hin zum *Nodal Pricing*, bei dem die Netzkosten für jeden Netzknoten berechnet werden.²⁶³ Die Frage der Engpassbepreisung des Netzes ist, ähnlich wie die Diskussion zu regionalen Märkten (These 3), bisher in Deutschland eine rein akademische Debatte gewesen, die von politisch-regulativer Seite ignoriert wurde. Im Zuge der weiteren Entwicklung der Energiewende ist dies nicht mehr zeitgemäß.

²⁶² Auch die Diskussion um die Umgestaltung der Netzentgelte enthält noch weitaus mehr Aspekte als die hier diskutierte Unterscheidung nach der Regionalitätsebene – wie etwa die Frage nach einer verursachergerechten Allokation der Netzkosten auf Einspeiser und Verbraucher. Auf diese Aspekte soll hier jedoch nicht weiter eingegangen werden – vielmehr geht es hier um die Frage, inwieweit die Höhe der Entgelte von der Regionalitätsebene abhängen soll.

²⁶³ Vgl. auch die Position des Wissenschaftlichen Beirats des Wirtschaftsministeriums für regional differenzierte Übertragungsnetzentgelte in Wissenschaftlicher Beirat BMWi (2014): Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren

9.4 Ausblick

Die Beiträge in diesem Band haben gezeigt: Dezentralität wird zunehmend zu einem Strukturmerkmal der neuen Energiewirtschaft und wird diese in Zukunft mehr und mehr prägen. Das Thema wird nicht mehr verschwinden, sondern drängt mit Macht auf die politische Tagesordnung.

Die vor diesem Hintergrund formulierten sechs Thesen für einen Ordnungsrahmen für Dezentralität sind vorerst noch skizzenhaft und beileibe nicht hinreichend, um dieses neue Strukturmerkmal der Energiewirtschaft angemessen regulatorisch zu fassen. Die Thesen folgen jedoch einer Leitlinie – nämlich der, aus einem sehr verworrenen und undurchsichtigen Zentralitäts-Dezentralitäts-Anreizsystem, das sich historisch entwickelt hat, herauszukommen und einen klaren Handlungsrahmen zu erarbeiten. Denn ein „Weiter so“ in der bisherigen Art und Weise erzeugt keinerlei Investitionssicherheit für die Akteure auf der lokalen und regionalen Ebene, sondern Attentismus und ein Gegeneinander der verschiedenen Ebenen.

Eine zukunftsfähige Energiewendepolitik muss die Dezentralitätskomponente als wichtiges neues Strukturelement der Energiewirtschaft aktiv gestalten und sie angemessen im energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmen abbilden. Denn eines ist klar im Zuge der Energiewende: Der Anteil des Stroms, der dezentral erzeugt und verbraucht wird, wird steigen. Die Debatte über den angemessenen Rahmen für diese Entwicklung hat gerade erst begonnen.

Literaturverzeichnis

- 3malE (Hrsg., 2013): *Was sind fossile Rohstoffe?*
www.3male.de/web/cms/mediablob/de/1808666/data/1808742/5/campus/energiewende/rohstoffe/3maleE-Energiewende-ROHSTOFFE.pdf, Abruf 29.09.2016
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2015): *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*
www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, Abruf 21.09.2016
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2016): *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*
- AG Energiebilanzen (2016): *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015. Stand: März 2016*
- Agentur für Erneuerbare Energien (2010): *Treuenbrietzen-Feldheim*
www.kommunal-erneuerbar.de/de/energie-kommunen/energie-kommunen/treuenbrietzen-feldheim.html, Abruf 21.09.2016
- Agora Energiewende (2013): *Stromverteilnetze für die Energiewende. Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundespolitik – Schlussbericht*
- Agora Energiewende (2015): *Was wäre, wenn ... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände? Hintergrundpapier*
- Agora Energiewende (2016): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016*
- Agora Energiewende/Hamburg Institut (2015): *Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher? Eine Analyse von Stand und Perspektiven des Direktvertriebs von Erneuerbare-Energien-Strom*
- Ambrosius, G. (1987): *Die wirtschaftliche Entwicklung von Gas-, Wasser- und Elektrizitätswerken (ab ca. 1850 bis zur Gegenwart)*. In Pohl, H.: *Kommunale Unternehmen. Geschichte und Gegenwart* (S. 125–153). Stuttgart
- Amprion (2012): *Generator wird zum Motor*
www.amprion.net/generator-wird-zum-motor, Abruf 24.02.2012
- Bauer, H. (2012): *Von der Privatisierung zur Rekommunalisierung. Einführende Problemskizze*. In Bauer, H.; Büchner, C.; Hajasch, L.: *Rekommunalisierung öffentlicher Daseinsvorsorge* (S. 11–31). Potsdam: Universitätsverlag
- Bayerische Bauordnung (BayBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl. S. 588)
- Bayrische Staatsregierung (2014): *Energie-Atlas Bayern*
www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html, Abruf 21.09.2016
- BDEW (2016): *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2016. Haushalte und Industrie*. 19. Januar 2016. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
[www.bdew.de/internet.nsf/res/70842D8DCAE68ED3C1257F45003858BC/\\$file/160119_BDEW_Strompreisanalyse_Januar2016.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/70842D8DCAE68ED3C1257F45003858BC/$file/160119_BDEW_Strompreisanalyse_Januar2016.pdf), Abruf 21.09.2016
- Bendel, O.: *Smart Home*. In: *Gabler Wirtschaftslexikon Online*
wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/smart-home.html, Abruf 21.09.2016
- Benz et al. (2015): *Der zelluläre Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. VDE-Studie. ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze

Berlo, K.; Wagner, O. (2013): *Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen. Energieversorgung in kommunaler Verantwortung*. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Bleidick, D. (2016): *Die industrielle Eigenstromerzeugung – eigenständig und von besonderer Bedeutung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*
www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1846/Die-industrielle-Eigenstromerzeugung--eigenstandig-und-von-besonderer-Bedeutung.aspx, Abruf 29.09.2016

BMBF (2012): *Bürgerreport. Energietechnologien der Zukunft*
www.buergerdialog-bmbf.de/energietechnologien-fuer-die-zukunft/695.php, Abruf 07. 01.2016

BMBF (2015): *Tagungsband. Statuskonferenz. Transformation des Energiesystems 2015*
www.transformation-des-energiesystems.de/newsbeitrag/33-forschungsprojekte-pr%C3%A4sentieren-erste-ergebnisse, Abruf 10.01.2016

BMVBS (2013): *Regionalwirtschaftliche Effekte der erneuerbaren Energien II. Einfluss der Regionalplanung und Raumordnung auf regionale Wertschöpfung*
www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2013/DL_ON223013.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf 08.01.2016

BMVI (2015): *Regionale Energiekonzepte als strategisches Instrument der Landes- und Regionalplanung – Ergebnisbericht*
www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/Ablage_Meldungen/KM_BMVI_Online_09_15.html, Abruf 01.03.2016

BMWi (2012): *Digitalisierungsgesetz: Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*

BMWi (2014): *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien*.
www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/

[Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4](#), Abruf 03.03.2016

BMWi (2015a): *Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“* (SINTEG)
www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/sinteg.html, Abruf 01.03.2016

BMWi (2015b): *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, Abruf 29.09.2016

BMWi (2016a): *Regionale Grünstromkennzeichnung*
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, Abruf 11.03.2016

BMWi (2016): *EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG*

BNetzA (2006): *Monitoringbericht 2006*

BNetzA (2011): *„Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*
www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Smart-GridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 21.09.2016

BNetzA (2015): *Leitfaden zur Eigenversorgung. Konsultationsfassung vom 16.10.2015*
www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html

BNetzA (2015a): Pressemitteilung. *Bundesnetzagentur veröffentlicht Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. 07. Dezember 2015

BNetzA (2016): *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Juli 2016

www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf, Abruf 29.09.2016

BNetzA (2016a): *Redispatch*

www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, Abruf 21.09.2016

BNetzA (2016b): *Berichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*

www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Berichte/Berichte_node.html, Abruf 21.09.2016

BNetzA (2016c): *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. Erstes und zweites Quartal 2015

BNetzA (2016d): *3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015

BNetzA, Bundeskartellamt (2015): *Monitoringbericht 2015*.

www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA, Bundeskartellamt (2015a): *Gemeinsamer Leitfaden zur Vergabe von Strom Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers*

Bogumil, J.; Pielow, J.-C.; Ebbinghaus, J.; Gerber, S.; Kohrmeyer, M. (2010): *Die Gestaltung kommunaler Daseinsvorsorge im Europäischen Binnenmarkt – empirische Untersuchung zu den Auswirkungen des europäischen Beihilfe- und Vergaberechts insbesondere im Abwasser- und Krankenhaussektor sowie in der Abfallentsorgung*. Düsseldorf: Minister für Bundesangelegenheiten, Europa und Medien des Landes Nordrhein-Westfalen

Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A. (2011): *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik*. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, im Auftrag von Greenpeace Energy eG www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2011/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf, Abruf 21.09.2016

Bracke, J. et al. (2016): *Möglichkeiten und Grenzen einer autarken Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. Ausgabe Juni 2016

Brücher, W. (2008): *Erneuerbare Energien in der globalen Versorgung aus historisch-geographischer Perspektive*. In: *Geographische Rundschau*, 60(1), S. 289–303

BSW Solar (2017): *Auswertung von Daten der Bundesnetzagentur, persönliche Kommunikation mit dem Bundesverband Solarwirtschaft vom 24.02.2017*

Bundesanzeiger (2016), BAnz AT 29.02.2016 B1: *Bekanntmachung. Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen*. www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet?page.navid=to_bookmark_officialsite&genericsearch_param.edition=BAnz+AT+29.02.2016&global_data.language, Abruf 21.09.2016

Bundesverband der Solarwirtschaft (2015): *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)* www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2016_3_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf, Abruf 29.09.2016

Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (2016): *Positionspapier Flexibilitätsverordnung*. www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20160704_bne_Positionspapier%20Flexibilit%C3%A4tsverordnung.pdf, Abruf 21.09.2016

Bündnis Bürgerenergie (2016): *BBEEn zum aktuellen Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums: „Neuer Vorschlag ist nicht ausreichend, um Bürgerenergie zu erhalten“*. Pressmitteilung des BBEEn vom 15.02.2016 www.buendnis-buergerenergie.de/presse/pressemitteilungen/?newsid=104&cHash=9649d2036d6eef8607ec6b24e2d12c6b, Abruf 01.03.2016

Bundesverband Windenergie (2014): *Netzumbau und Windenergie*. Positionspapier 15. Januar 2014. www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/windenergie-und-netzumbau/bwe-positionspapier_windenergie_netzumbau_2014_final.pdf, Abruf 21.09.2016

Bundesverband Windenergie (2015): *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland*. Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e. V. Varel www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/akteursstrukturen-von-windenergie-projekten-deutschland/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf, Abruf 21.09.2016

Bundesverband Windenergie (2016): *Anzahl Windenergieanlagen in Deutschland* www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland, Abruf 21.09.2016

Cenelec: *Smart Grids* www.cenelec.eu/aboutcenelec/whatwedo/technologysectors/smartgrids.html, Abruf 21.06.2016

Consentec GmbH und Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf, Abruf 21.09.2016

Deci, E.; Ryan, R. (2008): *Self-Determination Theory: A Macrotheory of Human Motivation, Development, and Health*. In: *Canadian Psychology*(49), S. 182–185

Degenhart, H.; Nestle, U. (2014): *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen*. Leuphana Universität: Lüneburg

Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. (2013): *Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände* [www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/dd9db514b5bce595c1257bb200263bbb/\\$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf](http://www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/dd9db514b5bce595c1257bb200263bbb/$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf), Abruf 01.03.2016

Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. (2014): *Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände* [www.dgrv.de/webde.nsf/272e312c8017e736c1256e31005cedff/5f450be165a66e4dc1257c1d004f7b51/\\$FILE/ATTBCQH6.pdf/Umfrage.pdf](http://www.dgrv.de/webde.nsf/272e312c8017e736c1256e31005cedff/5f450be165a66e4dc1257c1d004f7b51/$FILE/ATTBCQH6.pdf/Umfrage.pdf), Abruf 01.03.2016

Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft (2015): *Wie steht der Verbraucher heute zur Regionalität?* www.dlg-verbraucher.info/fileadmin/downloads/studien/DLG_Regionalitaet_2013.pdf, Abruf 01.03.2016

Deutsche Windguard (2015): *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e. V.* www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/akteursstrukturen-von-windenergie-projekten-deutschland/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf, Abruf 28.09.2016

Deutsche Windguard (2015a): *Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland* www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland, Stand: 31. Dezember 2015.

Diermann, R. (2016): *Vom Dach in die Steckdose*. In: *Süddeutsche Zeitung* vom 17.03.2016

DIHK (2015): *Anpassung statt Aufbruch. IHK-Energiewende-Barometer 2015*

DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Aufbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; Schlussbericht BMU-FKZ 03MAP146, S. 81 ff.

Doleski, O. D.; Aichele, C. (2014): *Idee des intelligenten Energiemarktkonzeptes*. In: Aichele, C.; Doleski, O. D. (Hrsg., 2014): *Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. S. 9. Wiesbaden, 2014: Springer Vieweg

Dunker, R.; Mono, R. (2013): *Bürgerbeteiligung durch erneuerbare Energien – eine Kurz-Studie von Beteiligungsprojekten in Deutschland*. Berlin: 100 prozent erneuerbar stiftung

Dünne, J. (2015): *Soziale Räume*. Einleitung. In: Dünne, J.; Günzel S. (Hrsg.): *Raumtheorie* (S. 289–303). Frankfurt am Main

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): *Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Studie im Auftrag des BMWi

www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, Abruf 29.09.2016

Ecofys für BMWi (2015): *Akteursvielfalt Windenergie an Land. Herausforderungen, Akteursdefinition und mögliche Sonderregelungen*

EEHC – Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur (2016): *forsa-Umfrage EEHH-Cluster 2016* www.erneuerbare-energien-hamburg.de/news-details/items/norddeutsche-sind-die-staerksten-befuerworter-der-energiewende.html, Abruf 01.03.2016

Emmerich-Fritsche, A. (2007): *Schutz oder Bedrohung der Kommunen durch das Subsidiaritätsprinzip*. In: *Deutsche Zeitschrift für Kommunalwissenschaften*, S. 85–92

Emnid (2013): *Umfrage zur Ökostromlieferung* www.gruenstrom-markt-modell.de/docs/Emnid_Umfrage_Oekostrom-Lieferung.pdf, Abruf 01.03.2016

EnBW – Energie Baden-Württemberg AG (2015): *Ergebnisbericht. Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“* www.enbw.com/media/privatkunden/docs/energie-und-zukunft/ergebnisbericht-modellversuch_final.pdf, Abruf 01.03.2016

Energate (2016): *GESY denkt über Direktvermarktung hinaus* www.energata-messenger.de/news/162401/gesy-denkt-ueber-direktvermarktung-hinaus, Abruf 17.02.2016

Energieagentur Rheinland-Pfalz (2016): *Geschäftsmodelle für Bürgerenergiegenossenschaften. Markterfassung und Zukunftsperspektiven* www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2016_Newsletter_Februar/Buergerenergiegenossenschaft

[ten_Broschuere_160210_Small.pdf](#),

Abruf 09.03.2016

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014): *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2014*

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017): *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*

EuPD Research (2015): *European PV Storage Market Insights 2015*. Bonn: EuPD Research

Europäische Kommission (2014): *Mitteilung der Kommission – Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020*

[eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628(01)), Abruf 21.09.2016

Forschungstelle für Energiewirtschaft (2015): *Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025*

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2015): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf, Abruf 21.09.2016

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2015): *Mittelfristprognose zur Deutschland-weiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020*. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber www.netztransparenz.de/de/file/20151006_Abschlussbericht_LV_ISI.pdf, Abruf 21.09.2016

Forsthoff, E. (1933): *Der totale Staat*. Hamburg

Forsthoff, E. (1938): *Die Verwaltung als Leistungsträger*. Stuttgart, Berlin

Franz, S. (2015). *Wie 42 Experten den Weg in die neue Energiewelt sehen*

[www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/wie-42-experten-den-weg-in-die-neue-energie-welt-sehen_100021015/720/?tx_ttnews\[back-Cat\]=353&cHash=2b49eb0e3eb98e7ab1ac6274e1c-c290b#ixzz42Puol4nx](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/wie-42-experten-den-weg-in-die-neue-energie-welt-sehen_100021015/720/?tx_ttnews[back-Cat]=353&cHash=2b49eb0e3eb98e7ab1ac6274e1c-c290b#ixzz42Puol4nx), Abruf 01.03.2016

Franz, T. (2005): *Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge: zugleich eine Untersuchung zu den Zwecken und Formen der kommunalen wirtschaftlichen Betätigung*. Tübingen: Mohr Siebeck

Fritz, T. et al. (2015): *Untersuchung von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle*. Untersuchung von Consentec GmbH im Auftrag des BFE – Bundesamt für Energie. Abschlussbericht 09.07.2015

Fuhs, M. (2016): *Wie die Sonnencommunity im Detail funktioniert und Batteriespeicher nutzt*

www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/wie-die-sonnencommunity-im-detail-funktioniert-und-batteriespeicher-nutzt_100022665/, Abruf 21.09.2016

Gähns, S. et al. (2015): *Acceptance of Ancillary Services and Willingness to Invest in PV-storage-systems*. In: *Energy procedia* (73), 29–36

Gegner, M. (2002). *Die Wege des urbanen Verkehrs zur Daseinsvorsorge*. WZB discussion paper FS II 02 – 106. Berlin

Gehrke, O.; Ropenus, S.; Venne, P. (2007): *Distributed Energy Resources and Control: A power system point of view*. Invited Paper in: *Proceedings of Risø International Energy Conference 2007, Energy Solutions for Sustainable Development*, Risø National Laboratory DTU, May 2007, Risø-R-1608(EN), S. 248–257

GfK Verein (2014): *Bürgermeister sind die vertrauenswürdigeren Politiker*

www.gfk.com/de/insights/press-release/buerger-

meister-sind-die-vertrauenswuerdigeren-politiker-1/, Abruf 21.09.2016

Grashof, K.; Kochems, J.; Klann, U. (2015): *Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land*. Berlin: Fachagentur Wind an Land

Grimm, V. et al (2015): *Regionale Preiskomponenten im Strommarkt*. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission
www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/gutachten_regionale-preiskomponenten.pdf,
 Abruf 08.03.2016

Handelsblatt (14.08.2013): *Sechs Prozent der Deutschen produzieren eigenen Strom*
www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/umfrage-sechs-prozent-der-deutschen-produzieren-eigenen-strom/8641068.html, Abruf 21.09.2016

Handelsblatt Research Institute (2015): *Rekommunalisierung – zwischen Wunsch und Wirklichkeit*. Düsseldorf: Handelsblatt Research Institute

Hanusch, T.; Thimm, I.; Günnewig, D. (2015): *Regionale Energiekonzepte. Eine Bestandaufnahme*
www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/MOROForschung/2015/DL_MORO_Forschung_1_15.pdf?__blob=publicationFile&v=4,
 Abruf 10.01.2015

Harris, C. (2006): *Electricity markets. Pricing, Structures and Economics*. John Wiley & Sons Ltd, The Atrium. Southern Gate Chichester, West Sussex, England

Hauser, E.; Hildebrand, J.; Dröschel, B.; Klann, U.; Heib, S.; Grashof, K. (2015): *Nutzeneffekte von Bürgerenergie*. Eine wissenschaftliche Qualifizierung und Quantifizierung der Nutzeneffekte der Bürgerenergie und ihrer möglichen Bedeutung für die Energiewende. Berlin: Bündnis Bürgerenergie

Hildebrandt, J. (2015): *Dezentralität und Bürgerbeteiligung aus Sicht der Akzeptanzforschung*. In Müller, T.; Kahle, H.: *Energiewende im Förderalismus*, S. 124–144. Baden-Baden

Hirschl, B.; Aretz, A.; Prahl, A.; Böther, T.; Heinbach, K.; Pick, D.; Funcke, S. (2010): *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Holler, F.; Schuster, F.; Hamdan, J. (2016): *Der „Konzern Kommune“ in der Krise*. Berlin: KPMG

Holstenkamp, L.; Degenhart, H. (2014): *Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive*. Lüneburg: Arbeitspapierreihe Wirtschaft und Recht der Leuphana Universität Lüneburg

Holz-Rau, C.; Günthner, S.; Krummheuer, S. (2010): *Daseinsvorsorge ist keine Dortseinsvorsorge*. In: *Informationen zur Raumentwicklung*, S. 489–504

IEA – International Energy Agency (2011): *Technology Roadmap. Smart Grids*. OECD/IEA, 2011

IEA-RETD (2014): *Residential prosumers. Drivers and policy options*
http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf,
 Abruf 21.09.2016

IfD Allensbach/Bertelsmann Stiftung (2011): *Gespaltene Demokratie. Politische Partizipation und Demokratiezufriedenheit vor der Bundestagswahl 2013*

IAEW, E-Bridge, Offis (2014): *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Studie im Auftrag des BMWi

IdE – Institut dezentrale Energietechnologien (2015): *Karte und Liste der 100ee-Regionen*

www.100-ee.de/downloads/broschueren/?no_cache=1, Abruf 08.03.2016

IKEE – Informationskampagne für Erneuerbare Energien (2007): *Hintergrundpapier: Das Kombikraftwerk* www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/Kombikraftwerk_Hintergrund_080407.pdf, Abruf 21.09.2016

Infracomp im Auftrag von Agora Energiewende (2015): *Transparenzdefizite der Netzregulierung*. Berlin

Institut für den öffentlichen Sektor (2011): *Rekommunalisierung in der Energieversorgung*. In: Public Governance, S. 6–11

ISEA et al. (2015): *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen*. Endbericht

IW/EWI (2014): *Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potenziale und Trends*. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln im Auftrag des BDEW www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Wirtschaft_und_Industrie/2014/2014-03_EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch.pdf, Abruf 21.09.2016

Kahl, H.; Kahles, M.; Müller, T. (2014): *Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen*. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht

Kearney, A. T. (2013): *Lebensmittel: Regional ist gefragter als bio* www.atkearney.de/documents/856314/2519692/BIP-lebensmittel-regional-ist-gefragter-als-bio.pdf/7ff52c8f-d808-4f57-a9fd-6c5e23d08aaa, Abruf 01.03.2016

Kock, S. (2014): *Ausstieg aus der Demokratie? Eine empirische Untersuchung zur politischen Partizipation unter besonderer Berücksichtigung der Bevölkerung in ökonomisch benachteiligten Stadtvierteln*. Berlin

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge (2013): *Rekommunalisierung in Zeiten der Energiewende – ein Modell mit Zukunft?* Deutsche Bank AG: Frankfurt

Krause, F.; Bossel, H.; Müller-Reißmann, K.-F. (1980): *Energiewende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*. Frankfurt am Main, S. Fischer, 1980

Krawinkel, H. (2015). *Smarte Prosumer und disruptive Technologien – Herausforderungen der Energiewende*. Forum Solarpraxis, 26.11.2015

Lenk, T.; Rottmann, O.; Albrecht, R. (2012): *Energiewelt Ost – eine wissenschaftliche Untersuchung*. Chemnitz: envia M

Lenk, T.; Rottmann, O.; Kuntze, M. (2012): *Auswirkungen der Schuldenbremse auf die kommunale Ebene*. Frankfurt am Main: Commerzbank

Lichtblick (2013): *Umfrage: Bürger wollen Strom selbst erzeugen / Größte Bereitschaft in Hamburg, Skepsis in Bremen und Thüringen* www.lichtblick.de/medien/news/2013/09/30/umfrage-b%C3%BCrger-wollen-strom-selbst-erzeugen-gr%C3%B6%C3%9Fte-bereitschaft-in-hamburg-skepsis-in-bremen-und-th%C3%BCrtingen, Abruf 21.09.2016

Liebrich, S. (2016): *Regional ist relativ*. In: *Süddeutsche Zeitung* vom 1. April 2016, S.19

Mast, C.; Stehle, C. (2015): *Bürgerbefragung zur Energiewende. Großes Interesse, aber Skepsis gegenüber Verantwortlichen* energiewende.baden-wuerttemberg.de/de/wissen/zahlen-und-fakten/energieversorgung-studie, Abruf 10. 01 2016

-
- Mattes, A. (2012): *Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen*. DIW Wochenbericht Nr. 7.2012
www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.456304.de, Abruf 01.03.2016
- May, N.; Neuhoff, K. (2016): *Eigenversorgung mit Solarstrom – ein Treiber der Energiewende?* DIW Roundup
- Meadows, D. L. et al (1972): *Die Grenzen des Wachstums*. Stuttgart, DVA
- MELUR (2015): *Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2014*. Kiel, den 18. Dezember 2015
- Merkel, W., Petri, A. (2011): *Demokratie in Deutschland 2011 – Ein Report der Friedrich-Ebert-Stiftung*
- Mono R. (2015): *Grüner Strom – regional erzeugt, vertrieben und genutzt*
100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Regionalstrom_allg-Konzept.pdf, Abruf 08.03.2016
- Mono, R. (2014): *Dezentrale Strukturen in der Energiewende*
100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/05/White-Paper-Dezentrale-Strukturen-in-der-Energiewende_100pes.pdf, Abruf 08.03.2016
- Monopolkommission (2013): *Sondergutachten 65. Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*. Bonn
- Monopolkommission (2015): *Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende*.
www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf, Abruf 08.03.2016
- Müller, B. et.al. (2014): *Ausbaupfade der Energiewende – Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien*
- Nabe, C. et al. (2015): *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber*. Endbericht. Ecofys und Swiss Economics beauftragt durch Bundesamt für Energie (BFE), Bern. 16.03.2015
- Neuhoff, K. (2011): *Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden*. In: DIW Wochenbericht Nr. 20.2011
- Paech, N.; Pfriem, J. (2015): *Schriftlicher Beitrag für die Statuskonferenz der Fördermaßnahme „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ zu den bislang erreichten Ergebnissen aus dem Forschungsverbundprojekt EnGeno – Transformationspotentiale von Energiegenossenschaften*. (BMBF, Herausgeber) Abgerufen am 10.01.2016 von Tagungsband. Statuskonferenz. Transformation des Energiesystems 2015:
www.transformation-des-energiesystems.de/newsbeitrag/-forschungsjahresrapports-erste-ergebnisse
- Plankl, R. (2013): *Regionale Verteilungswirkungen durch das Vergütungs- und Umlagesystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)*. Thünen Working Paper 13. Braunschweig: Thünen-Institut für ländliche Räume
- Posser, H., Faßbender, K. (2013): *Praxishandbuch Netzplanung und Netzausbau*. Berlin: De Gruyter
- Prognos AG (2014): *Letztverbrauch 2015. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*.
www.netztransparenz.de/de/file/Letztverbrauch_2015_Veroeffentlichung_141008.pdf, Abruf 30.03.2016
- Prognos AG (2016): *Persönliche Kommunikation mit Agora Energiewende vom 22.08.2016*
- Prognos AG. (2016a): *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Agora Energiewende
-

Prognos et al. (2014): *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*

Quaschnig, V. et al. (2014): *Chancen des photovoltaischen Eigenverbrauchs für die Energiewende in Deutschland.*

29. Symposium Photovoltaische Solarenergie 12.–14. März 2014, Kloster Banz, Bad Staffelstein

Radte, J. (2014): *Die Energiewende in Deutschland und die Partizipation der Bürger.* BBE-Newsletter (02)

RAP (2014): *Netzentgelte in Deutschland. Herausforderungen und Handlungsoptionen.* Im Auftrag von Agora Energiewende

REC Solar Germany (2014): *Studie zur Wirtschaftlichkeit von gewerblichen Eigenverbrauchssolaranlagen in Deutschland, Italien und der Türkei*

Reichel, I. (2011): *Smart Grids und Smart Market aus Sicht der BNetzA.* Keynote-Rede bei VDE-Veranstaltung „Smart Grid – Intelligente Energieversorgung der Zukunft“

www.vde.com/de/Veranstaltungen/VDE-Seminare/ManagementForum/Power-to-Gas/Download/Documents/01%20Keynote%20Smart%20Grid%20und%20Smart%20Market%20aus%20Sicht%20des%20Regulierers.pdf, Abruf 21.09.2016

Reiner Lemoine Institut (2013): *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland.* Berlin: 100 prozent erneuerbar stiftung

Renn, O. (2015): *Akzeptanz und Energiewende.* In: *Jahrbuch für christliche Sozialwissenschaften*, 56, S. 133–155

Rottmann, O.; Lück, O. (2013): *Rekommunalisierung in Zeiten der Energiewende – ein Modell mit Zukunft?* Studie des Kompetenzzentrums Öffentliche Wirtschaft. Frankfurt: Deutsche Bank

Ruddat, M.; Sonnberger, M. (2015): *Wie die Bürgerinnen und Bürger ihre Rolle bei der Energiewende sehen.* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65, S. 121–125

Sack, D. (2014): *Rekommunalisierung als neuer Trend? – Zwischen Privatisierungserfahrungen, direkter Demokratie und Haushaltskonsolidierung.* In: *Gesellschaft • Wirtschaft • Politik (GWP)*, S. 339–350

Schäfer-Gümbel, T. (2012): *Rekommunalisierung als Chance für die Demokratie.* In: *Neue Gesellschaft – Frankfurter Hefte*, S. 40–42

Schatzinger, S. (2015): *Das Prinzip Oslo. Lernen von der Hauptstadt der E-Mobilität* blog.iao.fraunhofer.de/das-prinzip-oslo-lernen-von-der-hauptstadt-der-elektromobilitaet, Abruf 21.09.2016

Schroer, M. (2012): *Räume, Orte, Grenzen. Auf dem Weg zu einer Soziologie des Raums.* Frankfurt am Main

SINTEG: www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/sinteg.html

Smart Grids Task Force: ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters

sonnen (2016): *Wie funktioniert die sonnenCommunity?* www.sonnenbatterie.de/de/sonnenCommunity, Abruf 21.09.2016

Statistisches Bundesamt (2015): *Pressemitteilung Nr. 353 vom 24.09.2015. Bevölkerungszahlen 2013 und 2014 nach Bundesländern*

- Staudé, J. (2015): *Statistik-„Skandal“ um Kohle-Kraftwerke*
www.klimaretter.info/energie/hintergrund/18959-statistik-qskandalq-um-kohle-kraftwerke,
 Abruf 30.03.2016
- Strommarktgesetz (2016): *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes*
- Tönnies, F. (2005) *Gemeinschaft und Gesellschaft. Grundbegriffe einer reinen Soziologie*. Darmstadt
- trendresearch & Leuphana Universität Lüneburg (2013): *Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland*. Bremen
- TU Dresden (Möst, D.; Hinz, F.; Schmidt, M.; Zöphel, C.) (2015): *Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte. Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze. Kurzgutachten im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH*
- VDE (2015): *Der Zellulare Ansatz. Grundlagen einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*
- Verband der Netzbetreiber (VDN) e. V. beim VDEW (2007): *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Version 1.1, August 2007
- Verband kommunaler Unternehmen (2009): *Stadtwerk der Zukunft IV. Konzessionsverträge. Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke*. Berlin
- Verband kommunaler Unternehmen (2012). *Stadtwerk der Zukunft IV. Konzessionsverträge. Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke*. Berlin
- Verband kommunaler Unternehmen (2015). *Kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen in Zahlen. Zahlen, Daten, Fakten 2015*. Berlin
www.vku.de/index.php?eID=tx_nawsecured-l&u=0&g=0&t=1458278375&hash=3d367b0a79c-c17af4161bdb31a3cae6a92bc3dd8&file=fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Publikationen/2015/VKU_ZahlenDatenFakten_2015_Web.pdf, Abruf 17.03.2016
- Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. – vzbv (2013): *Vom Verbraucher zum Stromerzeuger*
www.vzbv.de/pressemitteilung/vom-verbraucher-zum-stromerzeuger, Abruf 08.03.2016
- Vereinte Nationen (2015): *World Population Prospects: The 2015 Revision*. New York, 2015
- Volz, R. (2012): *Bedeutung und Potenziale von Energiegenossenschaften in Deutschland*. In: *Informationen zur Raumentwicklung* (9/10), S. 515–524
- W., Christian (2016): *Copenhagen getting a smart city lab*
cphpost.dk/news/copenhagen-getting-a-smart-city-lab.html, Abruf 21.09.2016
- Walk, H.; Müller, M.; Rucht, D. (2015): *Prometheus. Menschen in sozialen Transformationen am Beispiel der Energiewende*. Eine Literaturstudie im Auftrag der 100 prozent erneuerbar stiftung
100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2016/01/Prometheus_2015.pdf,
 Abruf 12.01.2016
- Wawer, T. (2007): *Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Netz*. In: *ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31 (2007). S. 109–116
- Weniger, J. et al. (2015): *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. HTW
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2014): *PV-Eigenverbrauch. Ökonomie von Photovoltaiksystemen im Eigenverbrauchszeitalter*. In: *Sonnenergie* 2|2014
- Wenzel, B. (2015): *Energiewirtschaftliche Instrumente – Ein Beitrag zur räumlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien? Iner-Hintergrundpapier Nr. 2* (16.11.2015)

Werlen, B. (2012): *Geographie/Sozialgeographie*.
In: Günzel, S. (Hrsg.): *Raumwissenschaften* (S. 142–158). Frankfurt am Main

Wiener Stadtwerke (2011): *Smart City: Begriff, Charakteristika und Beispiele*
www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user_upload/Downloadbereich/WSTW2011_Smart_City-Begriff_Charakteristika_und_Beispiele.pdf, Abruf 21.09.2016

Zoellner, R.; Rau, I. (2010): *Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Walle-Mecklar*. Abschlussbericht. Forschungsgruppe Umwelt. Berlin: Deutsche Umwelthilfe

ZSW et al. (2014): *Vorhaben II. Solare Strahlungsenergie*. Wissenschaftlicher Bericht. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Publikationen von Agora Energiewende

Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein Umsetzungsmodell für Artikel 7 der europäischen Effizienzrichtlinie

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW)

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG - Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility („RES-CRF“)

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015

Review on the developments in 2015 and outlook on 2016

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

