
Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energie- system? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten

WEERT CANZLER, LUDGER GAILING, PHILIPP GRUNDMANN, WOLF-PETER SCHILL, DIRK UHRLANDT
UND TILMANN RAVE*

Weert Canzler, Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB), E-Mail: weert.canzler@wzb.eu
Ludger Gailing, Leibniz-Institut für Raumbezogene Sozialforschung e.V. (IRS), E-Mail: ludger.gailing@leibniz-irs.de
Philipp Grundmann, Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie (ATB), E-Mail: pgrundmann@atb-potsdam.de
Wolf-Peter Schill, DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, E-Mail: wschill@diw.de
Dirk Uhrlandt, Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie (INP), E-Mail: uhrlandt@inp-greifswald.de
Tilmann Rave**, ifo Institut für Wirtschaftsforschung (ifo), E-Mail: ravetil@gmx.de

Zusammenfassung: Mit Blick auf die energie- und klimapolitischen Ziele umfasst die deutsche Energiewende mehr als den Ausstieg aus der Atomtechnik, die Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien bei der Stromproduktion. Sie schließt neben einer Stromwende auch eine Wärme- und Verkehrswende mit ein. Allen Umbrüchen in den verschiedenen Sektoren ist gemeinsam, dass sich Fragen von Zentralität und Dezentralität neu stellen. Dieser Beitrag nähert sich unterschiedlichen Dimensionen von (De-)Zentralität aus verschiedenen fachlichen Perspektiven an. Aus technisch-naturwissenschaftlicher Sicht gibt es unterschiedliche (de-)zentrale Strategien der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen. Aus ökonomischer Perspektive dürften stärker dezentral ausgerichtete Markt- und Systemstrukturen einerseits zu Effizienzeinbußen führen; andererseits könnten sie entsprechenden Konsumentenpräferenzen sowie lokalen Kosten- und Nutzeneffekten möglicherweise besser gerecht werden. Aus raumwissenschaftlicher Sicht führt der tendenziell höhere Flächenbedarf dezentraler erneuerbarer Energien zu neuen Diskursen, Governanceformen und regionalen Handlungsräumen. Aus agrarökonomischer Perspektive stellen sich Fragen der (De-)Zentralität vor allem in Hinblick auf die Implikationen unterschiedlicher Produktions- und Organisationsstrukturen der biomassebasierten Energie. Aus sozialwissenschaftlicher Perspektive stehen Fragen der Akzeptanz der Energiewende im Mittelpunkt der (De-)Zentralitätsdebatte, insbesondere erfolgversprechende

→ JEL Classification: Q42, Q48, Q58, R10

→ Keywords: Energy transition, centralised versus decentralised structures, interdisciplinary approach

* Die Autoren sind aktive Mitglieder im Leibniz-Forschungsverbund Energiewende (LVE), Weert Canzler ist außerdem der Sprecher des LVE.

** Tilmann Rave ist mittlerweile nicht mehr beim ifo Institut tätig.

Partizipationsmöglichkeiten sowie eine faire Nutzen- und Lastenverteilung. Mit der hier vorgenommenen multidisziplinären Betrachtung entsteht ein heterogenes Bild. Deutlich wird, dass eine postfossile Energiezukunft kontingent ist und die Beantwortung von Fragen zum Spannungsverhältnis von Zentralität und Dezentralität unumgänglich ist.

Summary: Considering its energy and climate policy goals, the German energy transition means more than phasing out nuclear technology, increasing energy efficiency, and expanding renewable energy's role for electricity generation. It encompasses heating and transportation in addition to electricity. All of the disruptions in the various sectors have one thing in common: questions of centralization and decentralization are being re-phrased. This article approaches various aspects of (de)centralization from the perspectives of different disciplines. From the technical and scientific viewpoint, there are different strategies for integrating fluctuating renewable electricity into the energy system. From the viewpoint of economics, market and system structures that tend toward decentralization on the one hand lead to efficiency losses. On the other hand, they may be better at satisfying specific consumer preferences and local cost and benefit effects. The field of spatial analysis says the area required by decentralized renewable energy tends to be higher, which will lead to new discourses, forms of governance, and regional spheres of activity. The agricultural economics perspective raises issues of (de)centralization that primarily focus on the implications of different modes of production and organization of biomass-based energy supply. The social sciences perspective puts issues related to the acceptance of the energy transition—including promising opportunities for participation and the fair distribution of benefits and burdens—at the center of the (de)centralization debate. The interdisciplinary approach taken here creates a heterogeneous picture. It points out that the post-fossil fuel era is contingent and cannot detach itself from the charged relationship between centralization and decentralization.

I Einleitung: Zentrale versus dezentrale Systeme

Die politischen Zielvorgaben in Deutschland sind klar: Vor dem Hintergrund des Atomausstiegs und ambitionierter Klimaschutzziele soll die Nutzung erneuerbarer Energien stark ausgeweitet und die Energieeffizienz drastisch erhöht werden. In diesem Beitrag wird das Spannungsverhältnis von dezentralen und zentralen Strukturen der Energiewende in Deutschland aus unterschiedlichen fachlichen Perspektiven beleuchtet.

Dabei geht es vor allem um die stärkere Nutzung erneuerbarer Energien im Strombereich, nicht zuletzt auch weil dies bislang im Fokus der deutschen Energiewende stand und die Transformationsgeschwindigkeit in diesem Bereich besonders groß ist. Man könnte auch sagen, dass die deutsche Energiewende bisher primär eine Stromwende ist. Mit einem Anteil von 31,5 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 (BMWi 2016) sind die erneuerbaren Energien zwar bereits eine zentrale Stütze der Stromversorgung, ihr Anteil am gesamten Brutto-Endenergieverbrauch, der auch die Wärme- und Verkehrssektoren umfasst, ist jedoch mit 14,8 Prozent¹ deutlich geringer. Aufgrund fluktuierender Stromerzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen erhöht sich grundsätzlich der Aufwand, weitere dieser Anlagen in das Stromsystem zu integrieren. Als besonders günstige Option der Systemintegration gilt bisher der Ausbau der Stromnetze. Die Stromversorgung ist deutschland- und europaweit auf verschiedenen Netzebenen hochintegriert. Allein das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Deutschland umfasst mehr als 130 000, das feinmaschige Niederspannungsnetz sogar circa 1,17 Millionen Kilometer (Bundes-

1 Nach Eurostat-Definition, vergleiche BMWi (2016).

netzagentur/Bundeskartellamt 2016: 27). Über viele Jahrzehnte war die Stromversorgung durch große Erzeugungsanlagen geprägt, die oft in räumlicher Nähe großer Ballungszentren installiert wurden. Infolge der Errichtung von Solar- und Windenergieanlagen kommt es nun teilweise zu einer Dezentralisierung der vormals zentralen Strukturen.

Obwohl eine solche Dezentralisierung des Stromsystems oder der Energiewirtschaft insgesamt vielfach diskutiert wird, ist dieser Begriff nicht einheitlich definiert. Je nach Kontext und disziplinärer Perspektive kann es verschiedene Dimensionen von Dezentralität geben. Grundsätzlich haben Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken geringere spezifische Stromerzeugungsleistungen, das heißt, die einzelnen Anlagen sind deutlich kleiner. Zudem sind sie in der Regel großräumiger (das heißt dezentraler) verteilt als konventionelle Kraftwerke. Während diese Eigenschaften beispielsweise für Aufdach-Photovoltaikanlagen offensichtlich sind, gelten sie nicht uneingeschränkt für alle erneuerbaren Energien. So weisen große Parks von Windenergieanlagen an Land – und erst recht auf See – hohe kumulierte Anschlussleistungen auf, die durchaus im Bereich konventioneller Kraftwerke liegen können.² Die spezifischen Leistungen einzelner Windenergieanlagen wachsen zudem seit Jahren. Außerdem können Windparks räumlich mindestens ebenso „lastfern“ verteilt sein wie thermische Großkraftwerke.

Andere Dimensionen von Dezentralität betreffen Planung, Finanzierung und Eigentumsstrukturen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Betriebs- und Stromvermarktungskonzepte. In den letzten Jahren wurden viele dieser Anlagen nicht von etablierten energiewirtschaftlichen Akteuren geplant, finanziert, errichtet und betrieben, sondern von „neuen“ Akteuren. Dazu zählen neben kleinen und mittelständischen Unternehmen auch Energiegenossenschaften und Privathaushalte. Derartige Aspekte einer partizipativen „Dezentralisierung“ werden in den Raum- und Sozialwissenschaften häufig diskutiert (vergleiche auch Abschnitte 4 und 6). In den letzten Jahren kam es allerdings auch zu einem verstärkten Engagement großer Energieversorger, insbesondere was die Eigentumsstrukturen von großen Wind- und Solarparks betrifft. Im Bereich des Strommarkts werden verschiedene Ansätze von stärker dezentralen Konzepten ebenfalls diskutiert (vergleiche Abschnitt 3.4 sowie Rave 2016), de facto schreitet aber im Zuge der europäischen Marktintegration seit Jahren eine eher gegenläufige Entwicklung voran.

Somit gibt es bei der Dezentralisierung des deutschen Stromsystems beziehungsweise -markts offensichtlich heterogene Entwicklungen. Inwiefern es im Zuge der Energiewende insgesamt zu einer fortschreitenden Dezentralisierung der Stromversorgung kommt ist unklar. Ebenso ist offen, wie der räumliche und zeitliche Ausgleich zwischen stromerzeugenden und -verbrauchenden Standorten und Regionen optimal gewährleistet werden kann und welche Technologien und Mechanismen dafür einzusetzen sind.

In regionalen Energiekonzepten ebenso wie in Städtenetzwerken zum Ausbau von erneuerbaren Energien und bisweilen auch in den Rechtfertigungen für eine Rekommunalisierung der Energieversorgung³ zeigen sich entsprechende energiepolitische Ziele und Strategien, die auf

2 Beispielsweise waren in der deutschen Nordsee in den letzten Jahren mehrere Windparks mit Gesamtleistungen zwischen jeweils 200 und 400 Megawatt in Bau oder gingen bereits in Betrieb; auch bei der Windkraftnutzung an Land gibt es in Deutschland Parks mit Gesamtleistungen über 100 Megawatt.

3 Zu aktuellen Entwicklungen bei der Rekommunalisierung in der Energiewirtschaft vergleiche Cullmann et al. (2016).

eine fortgesetzte Dezentralisierung setzen (Gailing und Röhring 2015). Auch hier sind die Entwicklungen heterogen. Auf der einen Seite sind neue Governancemodelle auf lokaler und regionaler Ebene im Entstehen (zum Beispiel lokale Projektentwicklung, Mieterstrommodelle, aber auch Netzzückkauf oder regionale Stromtarife), deren Tragfähigkeit und Übertragbarkeit sich allerdings noch erweisen müssen. Auf der anderen Seite werden mit Blick auf eine weitergehende Dezentralisierung technische Fragen der Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit sowie wirtschaftliche Fragen der Kosten der Bereitstellung teilweise redundanter Infrastrukturen betont. Damit werden grundsätzliche Fragen aufgeworfen, wie hoch die Anforderungen an die Betriebszuverlässigkeit dezentraler Strukturen der Stromversorgung und -sicherheit sein sollen und ob das jahrzehntelang gültige energiepolitische Zieldreieck von Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit vor diesem Hintergrund nicht neu zu justieren ist. Ob und inwieweit eine moderne Gesellschaft bereit ist, zugunsten einer klimaverträglichen und im Kontext von Prosuming⁴, also einer Vermischung der bisher klar getrennten Rollen von Produzenten und Konsumenten von Energie, und tendenziell erhöhter regionaler Wertschöpfung eine höhere Volatilität der Energieversorgung in Kauf zu nehmen, wird im Abschnitt 6 vertiefend behandelt (vergleiche auch Canzler und Knie 2013).

Mit dem Verhältnis von „zentral oder dezentral“ sind auch eine Reihe von Themen der räumlichen Planung und Entwicklung verbunden (vergleiche Abschnitt 4). Beispielsweise, in welchem Maße ländliche Regionen primär zu Energiepflanzenlieferanten werden und sich damit die Nutzungskonkurrenzen zulasten der Lebensmittelproduktion verschärfen und welche raumkulturellen, demografischen und ökologischen Folgen diese Entwicklung mittel- und langfristig haben könnte. Es zeigt sich, dass es für die Operationalisierung der Energiewende keine pauschalen räumlichen Patentrezepte gibt. Das gilt für individuelle kleinräumliche Lösungen der Energieversorgung ebenso wie beispielsweise für die Gebäudesanierung, wo die lokalen immobilienwirtschaftlichen und raumstrukturellen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind. Hierfür müssten geeignete dezentrale technische Lösungen teilweise erst noch gefunden werden.

Ähnlich sieht es beim Verkehr aus. Der Druck, hier in der Dekarbonisierung zu signifikanten Fortschritten zu kommen, wird erheblich zunehmen, denn bisher hat dieser Sektor kaum einen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen geleistet. Gelingt eine drastische Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehr nicht, droht die Klimaschutzpolitik selbst dann zu scheitern, wenn in anderen Bereichen die angestrebten Minderungsziele erreicht werden. Im Verkehr, der trotz kräftig gestiegener Aktionsradien sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr größtenteils nahräumlich organisiert ist, sind die Pfadabhängigkeiten groß und vielfältig. Es handelt sich dabei nicht nur um reife Verkehrstechniken wie den Verbrennungsmotor, sondern auch um gewachsene Siedlungs- und um in Asphalt und Beton gegossene Infrastrukturen. Nun bietet die Energiewende neue Chancen für eine mögliche Verkehrswende, da beispielsweise künftige Elektrofahrzeugflotten nicht nur als Energieverbraucher, sondern als Elemente von Smart Grids ebenso auch als flexible Stromnachfrager und dezentrale Energiespeicher sowie perspektivisch sogar als temporäre Lieferanten von Strom oder Regelleistung dienen können.⁵ Doch ist eine

4 Der dezentrale Eigenverbrauch von eigenerzeugtem Photovoltaikstrom kann durch Stromspeicher noch gesteigert werden. Zu den möglichen Vor- und Nachteilen sowie den Systemeffekten dieses „Prosumage“-Konzepts siehe Schill et al. (2017).

5 Für eine Illustration der Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung von Elektrofahrzeugbatterien als verteilte Energiespeicher für das Stromnetz unter derzeitigen Bedingungen, insbesondere im Hinblick auf die Bereitstellung von Regelleistung, vergleiche Schill et al. (2016).

solche Konvergenz von Strom- und Verkehrssektor nur zu erwarten, wenn verstärkt Fahrzeuge im Flottenbetrieb elektrifiziert werden (Canzler und Knie 2016). Gleichwohl gibt es eine Reihe offener Fragen. Dazu gehören neben der technischen Integration einer großen Zahl dezentraler Verkehrsmittel in Smart Grids mitsamt den Steuerungsaufgaben auch die erst rudimentären Geschäftsmodelle für Vehicle-to-Grid-(V2G)-Verknüpfungen.⁶ Diese wiederum hängen eng mit der notwendigen Anpassung der Regulierung – etwa im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), beim Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), aber auch im Verkehr beim Personenbeförderungsgesetz (PBefG) et cetera – und der Beteiligung der Nutzer und Bürger an lokalen Netzen sowie generell mit innovativen Finanzierungsformen von Verkehrs- und Energieinfrastrukturen zusammen.

Die Herausforderungen der Transformation der Energieversorgung im Spannungsfeld zwischen zentralen und dezentralen Strukturen werden im Leibniz-Forschungsverbund Energiewende in einer großen disziplinären Bandbreite untersucht. Im Folgenden wird dieses Spannungsfeld aus einer technisch-naturwissenschaftlichen, einer ökonomischen, einer raumwissenschaftlichen, einer agrarökonomischen und einer sozialwissenschaftlichen Perspektive näher beleuchtet. Dabei wird an geeigneten Stellen auf frühere Arbeiten verwiesen, die an den beteiligten Leibniz-Instituten durchgeführt wurden. Abschließend wird ein Fazit zu den Vor- und Nachteilen beziehungsweise der Wünschbarkeit stärker dezentral ausgerichteter Strukturen für den weiteren Fortgang der Energiewende gezogen.

2 Technisch-naturwissenschaftliche Perspektive

Eine der großen Herausforderungen der Energiewende ist die Systemintegration der meist räumlich verteilten und zeitlich fluktuierenden Erzeugung von Elektroenergie aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Zukünftige technische Entwicklungen dürften die Wirkungsgrade und damit die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen weiter erhöhen und zusätzliche Optionen für eine Systemflexibilität und die Kopplung der Energieverbrauchssektoren bereitstellen. Zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien in zeitlicher und räumlicher Hinsicht gibt es grundsätzlich vier technische Ansätze:⁷

1. einen Aus- und Umbau der Stromübertragungs- und -verteilnetze,
2. die Bereitstellung hoher Kapazitäten regelbarer, konventioneller Reservekraftwerke,
3. verschiedene Formen der Energiespeicherung und
4. die zeitliche Anpassung des Energieverbrauchs.

Alle vier Ansätze können unter dezentralen wie zentralen Aspekten betrachtet werden. Die zweite Option dürfte bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien zunehmend unwirtschaftlich

6 V2G-Modelle, das heißt die Verknüpfung von Fahrzeugen mit dem Stromnetz, reichen vom gesteuerten Laden innerhalb definierter Zeitspannen (beispielsweise in der Nacht) über eine kurzfristige Stromabnahme zur Spannungstabilisierung bis hin zur Rückspeisung von erneuerbar erzeugtem Strom in prognostizierten Phasen schwacher Einspeisung (bidirektionales Laden), vergleiche DLR et al. (2012).

7 Für eine ähnliche Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen vergleiche Schill (2013).

werden, zudem dürfte sie mit einer weitgehenden Dekarbonisierung des Stromsektors kaum verträglich sein. Sie wird daher im Folgenden nicht näher betrachtet. Den letzten beiden Ansätzen ist gemein, dass sie in einer Kopplung mit anderen Sektoren der Energiewende, insbesondere der Wärmeversorgung, der Elektromobilität und einer Umstellung der Petrochemie auf eine postfossile Grundlage besonders vielversprechend erscheinen.

2.1 Umstrukturierungen der Stromnetze

Das historisch gewachsene Stromnetz wurde für den Anschluss von konventionellen Großkraftwerken an das Übertragungsnetz und die Stromverteilung über die Ebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze an die Verbraucher ausgelegt. Der zunehmende Anteil von Elektroenergie durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bringt neben der angesprochenen Volatilität auch eine früher überwiegend nicht vorgesehene Einspeisung in die Verteilnetze mit sich. So sind kleine Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz (400 V), größere Photovoltaikanlagen und kleine Windkraftanlagen an Land meist an das Mittelspannungsnetz (10–50 kV) und große Windkraftanlagen zumeist an das Hochspannungsnetz (110 kV) angeschlossen. Lediglich die Windkraftanlagen auf See werden – ähnlich wie konventionelle Großkraftwerke – direkt an das Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetze 220–380 kV) angeschlossen.

Neben den Übertragungsnetzbetreibern, die laut Energiewirtschaftsgesetz für den Erhalt der Systemsicherheit zuständig sind, kommt den Verteilnetzbetreibern im Zuge der Energiewende somit eine wachsende Bedeutung zu. Als ein wesentlicher dezentraler Aspekt in Netzbereich ergibt sich eine neue Rolle der derzeit 817 Betreiber der Stromverteilnetze auf unterschiedlichen regionalen Ebenen in Deutschland (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016: 27). Ihnen obliegt es, die lokale, volatile und nicht dem Verbrauch entsprechende Erzeugung entweder im eigenen Verteilnetz oder durch Rückspeisung in das Übertragungsnetz auszugleichen. Um diese Aufgaben mit vertretbarem Aufwand zu lösen, ist neben der konventionellen Erweiterung der Netze ein intelligenter Einsatz neuer Technologien erforderlich. Die Verteilnetzbetreiber werden sich zu Betreibern zunehmend komplexer Systeme mit einer Reihe von Betriebsoptionen qualifizieren müssen.

Insbesondere könnte der konventionelle Netzausbau reduziert werden, wenn Netze unterhalb der angeschlossenen Erzeugerleistung ausgelegt und entsprechend gesteuert betrieben werden. Letzteres ermöglicht höhere Übertragungskapazitäten bei reduziertem Ausbau und damit erhebliche Kosteneinsparungen. Weitere Beispiele sind der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der Basis neuer Materialien, das Freileitungsmonitoring zur Bestimmung der wetterabhängigen Belastbarkeit, eine aktive Blindleistungskompensation zur besseren Ausnutzung der Netze für die Verteilung von Wirkleistung sowie Maßnahmen zur Frequenzhaltung- und Spannungshaltung durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, Energiespeicher und nachfrageseitige Maßnahmen.⁸ Letztlich wird eine vorausschauende Planung von Schalthandlungen und Reparaturmaßnahmen notwendig, die die stark wetterabhängigen Einspeiseverhältnisse durch Einbeziehung von Wetterprognosen berücksichtigt (Wittenberg 2014). Unter Einsatz der genannten Technologien intelligent gesteuerte Verteilnetze werden auch als Smart Grids bezeichnet. Sie dürften langfristig die konventionellen Verteilnetze ablösen. In optimierten Verteilnetzen werden

8 Vergleiche beispielsweise die Dokumentation der Netzentwicklungspläne, die regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt werden, oder für die Verteilnetze dena (2012).

dicht beieinanderliegende Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen stärker gekoppelt. Dabei werden schon jetzt in ersten Modellprojekten lokale Energiespeicher einbezogen, etwa Batteriespeicher oder Biogasspeicher im Zusammenspiel mit Biogasanlagen. Als ein interessanter technischer Ansatz sei auch auf den Einsatz lokaler Gleichstromnetze zum direkten Anschluss von PV-Anlagen und Verbrauchern von Gleichstrom etwa zum Laden von Elektromobilen bei Vermeidung der Umwandlung in Wechselstrom verwiesen.

Bei einem effizienten Betrieb der Verteilnetze dürfte eine Rückspeisung in das zentrale Übertragungsnetz in gewissem Umfang immer sinnvoll bleiben. Sowohl witterungsabhängige Schwankungen als auch räumliche Ungleichgewichte von Stromangebot und -nachfrage, beispielsweise die zunehmende Stromerzeugung durch Windkraftanlagen in Norddeutschland gegenüber dem stärkeren Verbrauch in Süddeutschland, können im Übertragungsnetz über größere Distanzen ausgeglichen werden. Bei Distanzen über mehrere 100 km bietet sich unter Umständen die Technologie der Hochspannungsgleichstromübertragung an, deren breiter Einsatz jedoch noch mit erheblichen technischen Herausforderungen etwa bei der Stromunterbrechung verbunden ist.⁹ Auch das Vorhalten von Reservekapazität zur Frequenz- und Spannungshaltung im Gesamtnetz kann auf zentraler Ebene effizient erbracht werden. Ein bedeutsames Detail ist bisher der Betrieb großer netzsynchroner Generatoren mit Turbinen, deren rotierende Teile wesentlich zur Stabilität des Stromsystems beitragen (rotierende Masse). Auch die sogenannte Schwarzstartfähigkeit, das heißt das Hochfahren des Energienetzes nach größeren regionalen Netzausfällen, kann in einem großräumigen Verbund effizient vorgehalten werden, beispielsweise durch Pumpspeicherkraftwerke. Derartige Systemdienstleistungen, die bisher meist von konventionellen Großkraftwerken erbracht wurden, müssen im Zuge der Energiewende zunehmend von Erneuerbaren-Energien-Anlagen und verschiedenen erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen erbracht werden.

2.2 Energiespeicher, Sektorkopplung und Nachfragesteuerung

Bei Ausnutzung der räumlichen Austauschmöglichkeiten im Stromnetz, sowohl innerhalb der Verteilnetze als auch im Übertragungsnetz, dürften sich *ceteris paribus* (das heißt ohne weitere Sektorkopplung) nur relativ geringe temporäre Überschussstrommengen ergeben, die eine Energiespeicherung im Stromnetz erfordern. Kuhn et al. (2012) ermitteln – unter Annahme eines optimierten Speicherebaus – für Deutschland bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 Prozent im Jahr 2050 eine Überschussenergie von knapp 4 TWh. Ohne (heute bereits bestehende und neue) Stromspeicher wären es dagegen 44 TWh.¹⁰ Im Vergleich dazu beträgt der Bruttostromverbrauch im gleichen Szenario rund 533 TWh.

Pumpspeicherkraftwerke bieten mit rund 80 Prozent einen relativ hohen Wirkungsgrad und können in verschiedenen Zeitskalen (Tage bis Monate) wirtschaftlich zu betreiben sein. Jedoch sind beispielsweise die in Deutschland bisher installierten Pumpspeicherkapazitäten um ein Vielfaches kleiner als die oben genannte Überschussenergie. Eine Alternative zu weiteren

9 Zu möglichen Interaktionen von Investitionen in Wechsel- und Gleichstromleitungen, Gaskraftwerke und Stromspeicher in Deutschland vergleiche Egerer und Schill (2014).

10 Eine komplementäre Analyse von Schill (2014) ermittelt unter der Annahme eines flexiblen Kraftwerksparks und ohne weitere Sektorkopplung bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 86 Prozent eine mittlere jährliche Überschussenergie von ungefähr 18 TWh in Deutschland. Ein großer Teil davon konzentriert sich auf relativ wenige Stunden.

Pumpspeichern könnten – neben elektrochemischen Stromspeichern und diversen anderen Technologien – Druckluftspeicher etwa in alten Salzkavernen bieten, die derzeit aber nur mit Wirkungsgraden von 40 bis 54 Prozent betrieben werden können (Schüth und Eichel 2014). Höhere Wirkungsgrade lassen sich voraussichtlich durch neue Techniken wie der adiabatischen Druckluftspeicherung in Kopplung mit Wärmespeichern erreichen, welche für eine stundenweise Speicherung wirtschaftlich werden könnten. Für die Speicherung größerer Strommengen in Wochen- und Monatsskalen sind aus heutiger Sicht chemische Energiespeicher alternativlos. Gase wie der durch Elektrolyse herstellbare Wasserstoff können bei entsprechender Druckspeicherung, Verflüssigung oder gegebenenfalls Methanisierung mit hoher volumetrischer Speicherdichte gelagert werden. Der Gesamtwirkungsgrad bei einer Rückverstromung von Wasserstoff ist jedoch mit rund 40 Prozent vergleichsweise niedrig.¹¹ Bei vielen der genannten Techniken dürfte eine wirtschaftliche Anwendung aufgrund von Skaleneffekten und Mindestgrößen der Anlagen jedoch nur zentral, also auf Ebene des Übertragungsnetzes, wahrscheinlich sein. Dagegen können Technologien wie Batteriespeicher auch kleinskalig und dezentral eingesetzt werden.

Ein komplexeres Bild mit einer Vielzahl weiterer Optionen ergibt sich, wenn der Stromsektor gekoppelt mit einer Energiewende im Wärmesektor, im Mobilitätssektor und mit einem gesteuerten Verbrauch betrachtet wird. Zu möglichen neuen flexiblen Stromverbrauchern zählt auch die Ablösung der Petrochemie durch Bereitstellung von organischen Ausgangsstoffen unter Nutzung erneuerbarer Energie.¹²

Für eine Kopplung mit dem Wärmesektor stehen bereits etablierte Techniken wie beispielsweise Wärmepumpen, elektrische Heizelemente und diverse Arten von Wärmespeichern zur Verfügung. Darüber hinaus lassen sich Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) anstelle der bisher meist praktizierten Wärmeführung auch stromgeführt und somit flexibler betreiben. Dies kann insbesondere durch einen Zubau von Wärmespeichern erreicht werden. Wärme lässt sich – im Vergleich zu Elektroenergie – nahe am Verbraucher vergleichsweise kostengünstig speichern. Zukünftige Entwicklungen wie Metallhydride und deren Zersetzung in Metall und Wasserstoff unter Wärmezuführung könnten zu deutlich günstigeren Speicherdichten führen. An diesen Beispielen wird deutlich, dass die Strom-Wärme-Sektorkopplung gerade auf der dezentralen Ebene der Stromverteilnetze vielversprechend betrieben werden könnte.

Eine zusätzliche Option ist die Einbeziehung des Erdgasnetzes. Die Netzeinspeisung von synthetischem Erdgas aus Power-to-Gas-Prozessen (regenerativ erzeugter Wasserstoff oder Methan) könnte hier sowohl zur Dekarbonisierung des Gas- und Wärmesektors als auch zum zeitlichen Ausgleich von Überschussenergie und damit zur Energiespeicherung beitragen. Derartige Systeme dürften nach derzeitigem Stand der Technik aufgrund von Skaleneffekten jedoch – wenn überhaupt – eher in Form von Großanlagen wirtschaftlich sein (Brunner et al. 2015). Ein zusätzliches Problem in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit stellt ein zeitlich begrenzter Betrieb als flexibler Verbraucher dar.

Elektrochemische und chemische Energiespeicher treten in den Vordergrund, wenn es um die Kopplung mit dem Sektor Mobilität und um eine kurzzeitige Stabilisierung des Stromnetzes geht. Die derzeit dominierende Lithium-Ionen-Batterietechnik wird massenhaft in Mobilite-

11 Sterner und Stadler (2014) geben für den Pfad „Power-to-Wasserstoff-to-Power“ einen Wirkungsgrad von 34 bis 44 Prozent an.

12 Vergleiche hierzu auch das 2016 gestartete, vom Bundesforschungsministerium geförderte Kopernikus-Großprojekt „P2X“.

lefonen und Notebooks sowie in Elektrofahrzeugen mit Kapazitäten bis zu zweistelligen kWh eingesetzt. Kapazitäten von einigen MWh werden zwar in Einzelfällen auch erreicht, allerdings können Großspeicher beispielsweise auch mit Natrium-Schwefel- oder mit Redox-Flow-Batterien realisiert werden. Alle stationären Großspeicher sind bisher mit noch relativ hohen Kosten verbunden. Andere neuere Techniken wie Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Batterien sowie Interkalationsbatterien ohne Lithium versprechen deutlich höhere Speicherdichten zu sinkenden Kosten, erfordern aber noch einen langen Entwicklungsprozess. Dies gilt umso mehr für zukünftige Systeme auf Basis nanoskaliger Materialien, die eventuell noch höhere Speicherdichten ermöglichen, deren Stabilität jedoch erst nachgewiesen werden muss.

Für den Einsatz im Verkehr spielt die Energiedichte der Speicher eine wichtige Rolle. Grundsätzlich erreichen chemische Energiespeicher wesentlich höhere Speicherdichten als Batterien, und flüssige Kraftstoffe dürften auf lange Sicht die wichtigste Option für den Luftverkehr bleiben. Die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik bietet zwar eine interessante Option für den Kraftverkehr, bisher leidet sie jedoch unter hohen Kosten für die – zudem nur in wenigen Modellen überhaupt verfügbaren – Fahrzeuge und an der fehlenden Ladeinfrastruktur. Demgegenüber, und auch im Vergleich zu einer möglichen Verstromung von Wasserstoff, erscheint der Einsatz im Rahmen der Synthese erneuerbarer Kraftstoffe beziehungsweise organischer Ausgangsstoffe für die chemische Industrie attraktiv (Schüth und Eichel 2014).¹³ Im Zusammenhang damit sind Prozesse der CO₂-Spaltung erforderlich. Das CO₂ kann aus Biogas, aus Industrieabgasen oder aus der Luft gewonnen werden, womit jeweils verschiedene Kosten, Potenziale und Klimawirkungen verbunden sind. Der Einsatz erneuerbarer flüssiger Kraftstoffe als Ersatz der bekannten petrochemischen Kraftstoffe wäre zwar nahezu ohne Umstellung der herkömmlichen Fahrzeugtechnik möglich. Negativ zu bewerten ist der relativ geringe energetische Wirkungsgrad in der gesamten Kette infolge der zahlreichen chemischen Umwandlungsprozesse. Im Vergleich dazu ist die batterieelektrische Mobilität deutlich energieeffizienter. Insgesamt erfordert die Erzeugung synthetischer flüssiger Kraftstoffe deutlich mehr Strom aus erneuerbaren Energien. Aus diesen Gründen dürften synthetische Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen auch längerfristig mit hohen Kosten verbunden sein und in erster Linie dort zum Einsatz kommen, wo, wie im Luftverkehr, ein batterieelektrischer Antrieb oder auch die Wasserstoff-Brennstoffzellen-Technik auf absehbare Zeit wahrscheinlich nicht genutzt werden können.

In Hinblick auf einen der volatilen Stromerzeugung besser angepassten Stromverbrauch bietet sich zunächst die Steuerung energieintensiver Produktionsprozesse an (Buber et al. 2013, UBA 2015). Es gibt diverse Industrieprozesse, wie etwa Malprozesse in der Zementherstellung, die mit Materialvorhaltung gekoppelt sind und relativ unproblematisch zu- oder abgeschaltet werden können. Andere, insbesondere Schmelzprozesse in der Metallurgie, sind einer Zeitsteuerung kaum zugänglich, da die Materialqualität oft sensibel von einem ungestörten zeitlich konstanten Prozess mit entsprechend kontinuierlicher Energiezufuhr abhängt. Deshalb werden zukünftig auch kleinere regionale Verbraucher mit ganz unterschiedlichen energieintensiven Anwendungen für das Lastmanagement in Erwägung zu ziehen sein, womit wieder die schon erwähnten dezentralen Lösungen im Rahmen von Smart Grids in den Blickpunkt rücken.

13 Der Beitrag von Schnülle et al. (2016) im selben Heft enthält eine modellbasierte Analyse der künftigen Entwicklung von Power-to-Fuel-Anlagen in Deutschland.

2.3 Fazit aus technischer Perspektive

Zusammenfassend gewinnen dezentrale Aspekte im zukünftigen Energiesystem an Bedeutung, wenn es um die Gestaltung und den Betrieb der Verteilnetze in Form von Smart Grids geht. Diese Systeme ermöglichen nicht nur die Integration der volatilen Stromerzeugung aus dezentralen Anlagen, sondern könnten auch zunehmend mit dem Wärme- und dem Mobilitätssektor gekoppelt werden. Demgegenüber dürften aber auch einige eher zentrale Optionen an Bedeutung gewinnen, beispielsweise der überregionale Stromtransport, die Einspeisung aus Großanlagen, beispielsweise Windparks auf hoher See, und eine mehr oder weniger flexible Energienutzung in Großanlagen unter anderem zur Herstellung von Wasserstoff, flüssigen Kraftstoffen und Ausgangsstoffen der chemischen Industrie aus erneuerbaren Quellen.

Einen großen Einfluss auf Fragen der (De-)Zentralität könnten zudem neue Verfahren und Materialien haben. Materialien wie nanoskaliert strukturierte Membranen und aktive Oberflächen bilden eine Schlüsselrolle in der Batterietechnik, aber auch in der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik sowie bei Verfahren zur Synthese von anderen gasförmigen und flüssigen Kraftstoffen. Die Entwicklung solcher neuen Materialien dürfte mitentscheidend dafür sein, in welcher Größendimension und in welcher räumlichen Verteilung Energiespeicher und -wandler zukünftig einsetzbar sowie effizient und wirtschaftlich zu betreiben sein werden.

Eine weitere wesentliche Schlussfolgerung ist der stark anwachsende Komplexitätsgrad der Systeme mit einer Vielzahl von technischen Optionen der Energieerzeugung, -speicherung und Steuerung der Anlagen und Lastflüsse. Dieser Komplexitätsgrad führt zu einem Informations- und Entscheidungsproblem sowohl in zentralen als auch in dezentralen Systemen. Das gilt ebenso für die Frage nach dem Ausbau der Übertragungsnetze in Abhängigkeit zur zukünftigen Leistungsfähigkeit der Verteilnetze. Offensichtlich sind die technischen Entwicklungsperspektiven eng an ökonomische und politische Randbedingungen und die damit verbundenen Leitvorstellungen über das Verhältnis von Zentralität und Dezentralität der Energieversorgung geknüpft.

3 Ökonomische Perspektive

3.1 Charakteristika des Guts „Elektrizität“ und Besonderheiten fluktuierender erneuerbarer Energien

Im Vergleich zu vielen anderen Gütern weist Elektrizität besondere Eigenschaften auf. Beispielsweise ist elektrischer Strom leitungsgebunden, wobei er den Kirchhoffschen Gesetzen entsprechend in einem vermaschten Netz nicht von Punkt zu Punkt, sondern über alle Leitungen gleichzeitig fließt. Stromerzeugung und -nachfrage müssen in einem Stromnetz zu jedem Zeitpunkt in Einklang gebracht werden, um die Netzspannung stabil zu halten. Dabei ist die Speicherung von Strom (in indirekter Form) zwar nicht unmöglich, aber in der Regel teurer als eine bedarfsgerechte Stromerzeugung.

Hinzu kommt, dass die Stromnachfrage sowohl im Tages- als auch im Saisonverlauf stark schwankt. Dabei ist die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage meist sehr gering. Das heißt, die Nachfrage reagiert kaum auf sich ändernde (Großhandels-)Preise. Dies liegt auch daran, dass ein großer Teil der Stromnachfrage bisher keinen Echtzeitpreisen ausgesetzt ist beziehungs-

weise technisch gar nicht in der Lage wäre, auf diese zu reagieren. Zudem können Stromflüsse zu einzelnen KundInnen in einem vermaschten Verteilnetz in der Regel nicht gesteuert werden. Diese nachfrageseitigen Charakteristika werden in der energieökonomischen Literatur als *demand-side flaws* bezeichnet (Stoft 2002). Sie könnten sich jedoch durch technologische Fortschritte beispielsweise im Bereich intelligenter Stromzähler und informationstechnisch vernetzter Endgeräte in Zukunft verändern.

Die genannten Charakteristika des Gutes „Strom“ sind grundsätzlich unabhängig von der Art der Stromerzeugung. Sie gewinnen aber im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien teilweise weiter an Bedeutung. Zudem bringen fluktuierende erneuerbare Energiequellen weitere Besonderheiten mit sich. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken weisen sie eine Reihe von Besonderheiten auf, die im Kontext der Energiewende zunehmend bedeutsam werden (Schill 2013). Wie oben bereits angesprochen fluktuieren die Erzeugungsmöglichkeiten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zeitlich stark. Zusätzlich sind ihre kurzfristigen Stromerzeugungsprognosen mit Unsicherheiten behaftet. Während der energiewirtschaftlich relevanten Vorlaufzeiten (beispielsweise hinsichtlich der Markträumung am Day-ahead-Markt) kommt es regelmäßig zu Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Erzeugungsprognosen. Nicht zuletzt stimmen die besonders guten – das heißt günstig nutzbaren – Potenziale erneuerbarer Energien geographisch in der Regel weder direkt mit den Orten der Stromnachfrage noch mit den Standorten der zu ersetzenden konventionellen Großkraftwerke überein.

Diese besonderen Eigenschaften fluktuierender erneuerbarer Energiequellen verursachen im Kontext der Energiewende einen wachsenden zeitlichen und räumlichen Ausgleichsbedarf (Kondziella und Bruckner 2016). Dieser kann grundsätzlich über verschiedene erzeugungs-, nachfrage- und netzseitige Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden.¹⁴ Dabei deutet eine Vielzahl von Studien auf Kostenvorteile großräumiger Verbundlösungen hin.¹⁵ Ein großräumiger Ausgleich erlaubt einerseits, den Flexibilitätsbedarf zu vermindern, da sich die Nachfrage- und Erzeugungsprofile an verschiedenen Standorten unterscheiden; andererseits können bestehende Flexibilitätsoptionen großräumig genutzt beziehungsweise geteilt werden.¹⁶ Derartige Verbundvorteile würden bei dezentralen Konzepten entfallen. Hinzu kommen Skaleneffekte beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, die einen Anreiz zur Errichtung größerer und damit tendenziell „zentralerer“ Anlagen beziehungsweise Anlagenparks geben können (Gawel und Strunz 2016).

3.2 Liberalisierte europäische Strommärkte

Märkte für Elektrizität müssen den oben genannten Besonderheiten des Gutes „Strom“ Rechnung tragen. So werden beispielsweise Strommengenmärkte üblicherweise durch Regelleistungsmärkte ergänzt, die zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen von Angebot und Nachfrage dienen. Engpässen in Stromnetzen kann beim Marktdesign in unterschiedlicher Form

14 Für eine Übersicht im deutschen Kontext vergleiche BDEW (2013), insbesondere Anlage 2, die Metastudie von Doetsch et al. (2014), mit einem Fokus auf Energiespeicher Schill et al. (2015) sowie für eine internationale Review Lund et al. (2015).

15 Entsprechende quantitative Simulationen für das europäische Verbundnetz bieten beispielsweise Haller et al. (2012), Fürsch et al. (2013), Agora Energiewende (2014) oder Schmid und Knopf (2015). Ein Beispiel für die USA findet sich in MacDonald et al. (2015).

16 Dies gilt auch in Hinblick auf die Bereitstellung von Reserven zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Vergleiche hierzu Neuhoff et al. (2016a).

begegnet werden, beispielsweise durch geographisch differenzierte Großhandelspreise oder andere Maßnahmen wie den Redispatch (Kunz und Zerrahn 2016). Die energie- und klimapolitisch erwünschte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert – insbesondere vor dem Hintergrund nicht internalisierter Externalitäten – in der Regel eine politische Förderung. Dafür stehen unterschiedliche Instrumente zur Verfügung (Diekmann et al. 2012). In Deutschland waren feste Einspeisevergütungen lange das Instrument der Wahl. Diese gaben – unter anderem dadurch, dass sie im Rahmen des EEG nach Anlagengrößen differenziert waren – tendenziell Anreize für die Errichtung kleiner, dezentraler Anlagen. Mit dem EEG 2014 wurde die Förderung für größere Anlagen auf eine verpflichtende Direktvermarktung mit gleitenden Marktprämien ersetzt. Zuletzt gab es mit dem EEG 2017 einen Systemwechsel hin zu Ausschreibungen, bei denen die Erfolgsaussichten „dezentraler“ Akteure wie Bürgerenergiegenossenschaften trotz diverser Ausnahmeregeln tendenziell geringer sind.

In den meisten Ländern der Welt waren die Strommärkte während des Großteils des 20. Jahrhunderts durch staatliche oder staatlich regulierte, vertikal integrierte Versorgungsunternehmen sowie regionale Monopolstrukturen gekennzeichnet (Sioshansi und Pfaffenberger 2006). In den frühen 1990er Jahren begann in den Strommärkten einzelner Länder ein Prozess der Restrukturierung, Liberalisierung und Privatisierung mit dem Ziel der Kostensenkung durch Wettbewerb. In Europa wurde dieser Prozess durch die EU-Richtlinie 96/92/EG in Gang gesetzt. Infolge dessen kam es in Deutschland seit 1998 zu mehreren Reformen des Energiewirtschaftsgesetzes mit dem Ziel der Einführung beziehungsweise Stärkung des Wettbewerbs auf den Großhandels- und Endkundenmärkten. Der Netzbereich wurde dagegen als reguliertes natürliches Monopol beibehalten.

Noch immer wird an der Vollendung des europäischen Binnenmarkts für Strom gearbeitet. Ziel ist insbesondere die Erhöhung von Liquidität und Wettbewerb durch großräumigen Stromhandel. Von einer Weiterentwicklung des Marktdesigns erhofft die Forschung sich Wohlfahrtsgewinne durch eine bessere Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (Neuhoff et al. 2013, Newbery et al. 2016). Auch Regelleistung wird zunehmend großräumiger gehandelt. Zudem können Endkunden frei aus überregional tätigen Anbietern wählen. Die europäische Strommarktliberalisierung hat unzweifelhaft zu Effizienzvorteilen geführt und ist schwerlich umkehrbar. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien erscheint unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Prämissen eine Weiterentwicklung des Marktdesigns hin zu einerseits kurzfristigeren und andererseits geographisch noch weiträumigeren Märkten sinnvoll, um den besonderen Charakteristika von fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern sowie verschiedenen Flexibilitätsoptionen zu begegnen (Neuhoff et al. 2016b).

Viele der genannten physikalisch-technischen und ökonomischen Gegebenheiten sowie das aktuelle europäische Marktdesign wirken bestimmten Dimensionen von Dezentralität entgegen beziehungsweise sie implizieren eher zentrale Stromsysteme und Strommärkte. Es gibt jedoch auch einige Argumente für eine stärkere Dezentralisierung von Marktstrukturen, die im Folgenden kurz diskutiert werden.¹⁷

17 Vergleiche hierzu auch die von Gawel und Strunz (2016) im selben Heft genannten Argumente sowie ausführlich zu den folgenden Ausführungen Rave (2016).

3.3 Ökonomische Argumente für eine stärkere Dezentralisierung

Ein erstes Argument für stärker dezentrale Erzeugungsstrukturen basiert auf einer gegenüber den obigen Ausführungen noch erweiterten Sichtweise auf das Gut Strom: Aus der Sicht der Stromverbraucher kann die Bereitstellung von Strom mit einem Bündel von Attributen verbunden sein, die wiederum mit unterschiedlichen Präferenzen und Normen verknüpft sind. Relativ gut belegt sind unterschiedliche Präferenzen im Hinblick auf die – räumlich unterschiedlich leistungsfähigen – Erzeugungstechnologien (zum Beispiel erneuerbare Energien versus konventionelle Energieträger, Welsch und Biermann 2014). Einige Evidenz deutet zusätzlich darauf hin, dass hinsichtlich der Art des Stromanbieters eine höhere Zahlungsbereitschaft für lokale und regionale Akteure wie Stadtwerke oder Genossenschaften besteht, die wiederum als glaubwürdiger und transparenter wahrgenommen werden (Rommel et al. 2015, Sagebiel et al. 2014, Mattes 2012). Vor diesem Hintergrund können Zweifel gegenüber einer Revision des Förderregimes für erneuerbare Energien angebracht werden, die bestimmte Erzeugungstechnologien oder Anbieter stark diskriminieren würden, beispielsweise EU-weite Quotenmodelle zulasten der Solarenergie in Deutschland oder starke Marktzugangsbarrieren für lokale und regionale Anbieter im größeren EU-Markt.¹⁸

Ein weiteres Argument für eine stärker dezentrale Steuerung kann darin gesehen werden, dass sich durch den Ausbau erneuerbarer Energien begleitende Kosten- oder Nutzeneffekte ergeben, die sich nicht in den Marktpreisen widerspiegeln. Dies gilt insbesondere dann, wenn diese Effekte räumlich differenziert auf lokaler oder regionaler Ebene anfallen. Zu nennen sind hier vor allem (angebots- oder nachfrageseitig) heterogene Umweltgüter wie Lärm, Sichtbeeinträchtigungen, Geruchsbelästigungen oder Veränderungen im Landschaftsbild sowie damit verbundene unabänderliche Standortbedingungen wie Siedlungsstruktur, Industriestruktur oder Vorbelastung der Umwelt vor Ort. Regional unterschiedliche und von Investoren nicht berücksichtigte Raum- und Umweltkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien sind gute Argumente für räumlich heterogene Policies. Um regional verstreute Informationen zu Raum- und Umweltkosten so einzusetzen, dass auch überregional in gewissem Maße Kosten und Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien über mehrere räumliche Einheiten ausgeglichen werden können (nicht zuletzt angesichts der Standort- und Netzbedingtheit der Stromversorgung), bedarf es jedoch der Koordination von Politiken (Gawel et al. 2015). Dies betrifft die Abstimmung des EEG mit planerischen Entscheidungen der Regionen und Bundesländer, aber auch Abstimmungen innerhalb des Systems der Raumordnung und -planung (vergleiche auch Abschnitt 4).

Schließlich bieten dezentrale Ansätze beziehungsweise Experimente die Chance, die Innovationsvorteile des Labor- beziehungsweise Bottom-up-Föderalismus stärker auszuschöpfen.¹⁹ Dies gilt insbesondere angesichts großer regulatorischer und politischer Unsicherheiten bei der konkreten Ausgestaltung der weiter fortschreitenden Energiewende.

3.4 Radikale und weniger radikale, „regionalfreundliche“ Alternativen

Weitreichend sind bestimmte Vorschläge einer Regionalisierung von Strommärkten (auch von Flexibilitätsmärkten), die zum Teil sogar auf eine Ablösung überregionaler Großhandelsmärkte

18 Gleichwohl ist auch die Förderung im Rahmen des EEG-Systems nicht präferenzgerecht (Rave 2016: 109 ff.).

19 Vergleiche insbesondere hierzu Gawel und Strunz (2016) im selben Heft.

te gerichtet sind (100-prozent-erneuerbar-stiftung 2014). Aus ökonomischer Sicht sind einige derart radikale Lösungen allerdings nicht mit den oben erwähnten angebots- beziehungsweise netzseitigen Charakteristika von Strom kompatibel und verletzen bisher grundlegende Effizienzbedingungen funktionierender Märkte,²⁰ wonach für ein einheitlich definiertes Produkt ein einheitlicher Preis im Markt zu zahlen ist.²¹ Strompreise im regionalen und überregionalen Markt sollten damit ebenfalls identisch sein, wenn keine Netzengpässe vorliegen. Damit verbunden ist zugleich die Forderung, dass regionale und überregionale Märkte aus Effizienzgründen miteinander gekoppelt sein müssen.

Interessant erscheinen vor diesem Hintergrund Ansätze, die einerseits die Effizienzeigenschaften überregionaler Märkte und die Funktionalität überregionaler Netzstrukturen nicht unterminieren, andererseits aber die regional (und zeitlich) zunehmend unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastprofile sowie die heterogenen Strukturen und Flexibilitätsbedarfe auf Verteilnetzebene reflektieren. So schlagen etwa Trepper et al. (2013) die Erhebung variabler Netzentgelte in Netzgebieten mit hohem Engpasspotenzial vor. Zum allgemeinen Marktpreis würde hier eine engpassabhängige positive oder negative Netzentgeltkomponente addiert. Sie würde in einem iterativen, gesetzlich zuzulassenden Preisbildungsprozess auf der Basis disaggregierter lokaler Angebotsprofile ermittelt. Dieses Verfahren würde dem (mit Informations- und Kommunikationstechnik aufgerüsteten) Verteilnetzbetreiber erlauben, bei einer unzulässigen Netzbelastung und gegebenenfalls unter Hinzuziehung weiterer „neutraler“ Akteure Zu- und Abschläge für jede Erzeugungsanlage zu ermitteln, so dass zum Beispiel die lokale Einspeisung verringert und der lokale Verbrauch stimuliert wird. Über die Börse würde auf Basis neuer Angebote dann ein neuer sogenannter Systempreis berechnet. Der Netzbetreiber berechnet wiederum die Lastflüsse, um festzustellen, ob der iterative Preisbildungsprozess wiederholt werden muss. Am Ende ergeben sich räumlich und zeitlich differenzierte, aber für alle Netznutzer des Verteilnetzes einheitliche Knappheitspreise.

Noch stärker individuell angepasste Preissignale wären denkbar, wenn zwischen mehreren örtlichen Verteilnetzbetreibern und bestimmten, technisch aufgerüsteten Netznutzern bilaterale Tariflösungen (Netzentgeltkomponenten) ausgehandelt werden dürfen (sogenannte *Smart Contracts*, Brandstätter et al. 2011a und b). Für ausgewählte Netznutzer könnte dadurch netzfreundliches Verhalten kundenspezifisch belohnt werden, während ansonsten die bisherige Netzentgeltsystematik unverändert bliebe. Auf diese Weise könnte zum Beispiel effektives Lastmanagement angereizt werden. Die Übertragung von Kompetenzen beziehungsweise Kontrollrechten an die Netzbetreiber könnte ebenso mit einer Erweiterung freiwilliger und kompensierter Abschaltvereinbarungen einhergehen. Statt hierarchischer Regelsetzung – insbesondere bezüglich des Preissetzungsverhaltens der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern – wäre es dabei die Aufgabe des Regulierers, Verhandlungsergebnisse zu überprüfen und gutzuheißen, Diskriminierung zwischen Wettbewerbern zu vermeiden, im Falle von Konflikten zu schlichten und Rückfalloptionen anzubieten. Zu Fragen der praktischen Umsetzbarkeit und der Transaktionskosten derartiger Konzepte besteht jedoch noch Forschungsbedarf.

20 Dabei kann der deutsche und mit den europäischen Nachbarn verknüpfte Großhandelsstrommarkt (EPEX) nicht als ein perfekter, durchaus aber als ein weitgehend funktionierender marktlicher Allokationsmechanismus angesehen werden.

21 Bei Vorliegen entsprechender Konsumentenpräferenzen könnte allerdings argumentiert werden, dass Strom kein einheitliches Produkt ist, sondern herkunftsabhängige Qualitätsunterschiede aufweist.

4 Raumwissenschaftliche Perspektive

Die Energiewende hat insgesamt zu einer komplexen Neukonfiguration der institutionellen Arrangements, der organisationalen Vielfalt sowie der soziomateriellen Strukturen des deutschen Energiesystems geführt (Moss et al. 2014). Angesichts der mit der Energiewende verbundenen räumlichen Strukturveränderungen (Beckmann et al. 2013) führt der technische Wandel auch zu einer „Neuausrichtung des Verhältnisses zwischen Raum und Energie“ (Bosch und Peyke 2011) sowie zur Herausbildung neuer Funktionsräume der Energieversorgung (Monstadt 2007). Die Betrachtung des Forschungsstandes zeigt, dass das Spannungsfeld zwischen zentralen und dezentralen Entwicklungen im Energiesystem ein wesentlicher raumwissenschaftlicher Aspekt ist, der entweder im Fokus der Analysen steht oder zumindest oftmals implizit als Rahmenbedingung thematisiert wird.

4.1 Erneuerbar = dezentral?

Wie in Abschnitt 1 erwähnt, kann unter „Dezentralität“ verstanden werden, dass Energie durch kleine Anlagen bereitgestellt wird, die verbrauchs- und lastnah produzieren, wobei die damit verbundenen veränderten Eigentümerverhältnisse potenziell mehr Entscheidungsmöglichkeiten für private Investoren und weitere Akteure (zum Beispiel Stadtwerke) eröffnen (Gailing und Röhring 2015). Dass die regenerativen Primärenergiequellen (Sonneneinstrahlung, Wind, Biomasse) bei räumlich differenziertem Aufkommen prinzipiell ubiquitär sind, kann als Grundlage für dezentrale Lösungen interpretiert werden. Da die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien besonders raumextensiv ist, werden heute deutlich mehr Landschaften zu Energielandschaften (Gailing und Leibenath 2013) als zu Zeiten der überwiegend fossil oder atomar basierten Stromversorgung. Energieversorgung wird sichtbarer und präsenter.

Gemäß Paragraf 3 Nummer 11 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist eine dezentrale Erzeugungsanlage eine „an das Verteilnetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“. Die Definition von „Dezentralität“ bezieht sich hier also nicht auf das Kriterium des ubiquitären Aufkommens, sondern auf die Netzebene und auf die Verbrauchs- und Lastnähe der Erzeugung. Zudem können Versorgungseinrichtungen als umso dezentraler eingestuft werden, je mehr sie in Bezug auf Kapazitätsgröße und Betriebsweise an den jeweiligen Bedarf vor Ort angepasst sind. Als Extremform dezentraler Konzepte können in diesem Sinne autarke Eigenversorgungen gelten, wie etwa Photovoltaik-Batterie-Systeme oder kleinskalige Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit angeschlossenem Wärmespeicher (Fromme 2016).

Angesichts der geringen Energiedichte und des hohen Flächenbedarfs von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind die Spielräume für eine verbrauchsnahe Erzeugung in Städten und Ballungsräumen begrenzt, während sich durch das ubiquitäre Aufkommen an erneuerbaren Energien neue Möglichkeiten für die Versorgung im ländlichen Raum ergeben.

Die relative Ubiquität der Verfügbarkeit der Energieträger sowie der Bezug zu Verbrauchs- beziehungsweise Lastnähe sind aus raumwissenschaftlicher Sicht allerdings lediglich eine „Seite der Medaille“ in der Auseinandersetzung mit (De-)Zentralität im Energiesystem. Mit diesen energieträger- und infrastrukturbezogenen Aspekten stehen sozial- und politikräumliche Aspekte im Spannungsfeld, von denen im Folgenden beispielhaft institutionelle Regelungen, Governance, Akteurskonstellationen und Diskurse erörtert werden sollen. Diese stützen einerseits Entwick-

lungen hin zu mehr dezentralen oder mehr zentralen Lösungen und tendieren andererseits selbst in ihren gesellschaftlichen Ausprägungen zu mehr Dezentralität oder zu mehr Zentralität.

4.2 Mehrebenen-Governance und institutionelle Arrangements

„Zentralität“ und „Dezentralität“ stehen oftmals in einem dialektischen Verhältnis zueinander. Ihre zeitliche Kontingenz zeigt sich beispielsweise darin, dass im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien als nichtintendierter Nebeneffekt ein institutioneller Wandel begonnen hat. Eine weitergehende dezentrale Umsetzung ist abhängig von den Governancestrukturen der räumlichen Planung und weiteren Akteuren, die sich in lokalen und regionalen Handlungsräumen für die Gestaltung der Energiewende durch individuelles und kollektives Handeln einsetzen (Gailing und Moss 2016).²²

Klagge (2013) stellt dementsprechend fest, dass hinsichtlich der Governancestrukturen für erneuerbare Energien in Deutschland eine Dualität bestehe. Auf der einen Seite gebe es eine Koordination über den Markt, die von Anreizstrukturen durch national festgelegte Einspeisevergütungen oder sonstige Regelungen zur Unterstützung erneuerbarer Energien gerahmt werde, und auf der anderen Seite das Mehrebenensystem der gesamträumlichen Planung und der Fachplanungen. Diese beiden Governancefelder unterscheiden sich deutlich. Während die Bundespolitik für erneuerbare Energien über das EEG tendenziell „raumblind“ agiert, haben raumplanerische Akteure alle räumlichen Aspekte zu berücksichtigen, die mit dem Ausbau verbunden sind – von der Flächeneignung über Aspekte des Natur- und Denkmalschutzes bis hin zu Abstandsregelungen zu Siedlungen. Auch das Konfliktmanagement oder neuere Überlegungen zu einer Unterstützung einer verstärkten ökonomischen Teilhabe gehören zu ihren Aufgaben.

Diese spezifische Mehrebenen-governance ist nicht als ein holistisches Modell aufzufassen, das zentrale oder dezentrale Lösungen (in ihrer Mischung) bevorzugen oder gar in systematischer Weise planen würde. Angesichts der Dynamik von politischen Zielen, technologischen Entwicklungen, individuellen Praktiken und gesellschaftlichen Entwicklungen kann hiervon keine Rede sein. Was bleibt, ist also eine „Trial-and-error“-Strategie durch lokale und regionale Akteure (Nadaï et al. 2015), ihre energiewirtschaftlichen und -politischen Interessen zu artikulieren und wahrzunehmen, die Unschärfen und fehlenden Prognostizierbarkeiten der Mehrebenen-Governance der Energiewende (Smith 2007) ernst zu nehmen und dabei die eigenen Handlungsspielräume zu nutzen und in raumbezogene Instrumente und Verfahren zu übersetzen (Späth und Rohracher 2014).

Je nach zentraler institutioneller Steuerung (und dezentraler Dynamik) kann die Energiewende entweder zu verbrauchsnahe Erzeugungsformen und damit auch zu flächendeckenden externen Effekten (zum Beispiel Landschaftswandel) oder aber zu einer neuartigen großräumigen Polarisierung von Bundesländern und Regionen in ihren „Rollen“ als Produktions-, Durchleitungs- und Verbrauchsgebiete führen. Die Governance der Energiewende verändert zudem potenziell auch das Stadt-Land-Verhältnis. Wenn in Großstädten nicht nur auf Strom aus erneuerbaren Energien aus „irgendwo“ lokalisiert, sondern aus regionalen Quellen gesetzt wird, werden Großstädte stärker abhängig von ihrem Umland, das Flächenpotenziale für den Ausbau erneuerbarer Energien bereithält. Ländliche Räume können – trotz immanenter Konflikte um den

22 Vergleiche zu regionalen Handlungsräumen auch die Beiträge von Keppler (2016) und Röhring (2016) im selben Heft.

Landschaftswandel – in sozioökonomischer Hinsicht die „Gewinner“ der Energiewende sein, wenn es ihnen gelingt, regionale, kommunale oder bürgerschaftliche Teilhabe zu organisieren.

4.3 Diskurse und Akteure für mehr Zentralität oder für mehr Dezentralität

Auf dezentralen Handlungsebenen in Städten, Dörfern und Regionen besteht häufig ein grundsätzlicher Konsens über den vielfältigen Nutzen und damit über die Gemeinwohlfähigkeit vieler sozialer, ökologischer und ökonomischer Hauptziele der Energiewende.²³ Klimaschutzargumente gehören dabei zum Standardrepertoire; relativ neue Argumente betreffen dagegen insbesondere lokale und regionale Wertschöpfung, Teilhabe und Beschäftigung. Die Gemeinwohlziele der Energiewende konkurrieren aber gleichzeitig auf diesen dezentralen Handlungsebenen deutlich mit anderen Zielen, beispielsweise des Landschaftsschutzes oder der Sicherung von Biodiversität, die Protestinitiativen thematisieren. Es werden dennoch oftmals konsensuale Politikmodelle gesucht, proklamiert und/oder erprobt, die Energieautonomie, Energieautarkie oder Energiedemokratie (Kunze und Becker 2015) versprechen. Unabhängigkeit und Regionalität beziehungsweise Lokalität werden dabei jeweils zu einem Wert „an sich“, der auch zur symbolischen Inwertsetzung der entsprechenden Raumeinheit beiträgt. Dies gilt noch in eingeschränktem Maße für Großstädte, in jedem Fall aber für Dörfer, Kleinstädte und ländliche Energieregionen.

Beeinflusst werden alle lokalen und regionalen diskursiven Rahmungen der Energiewende von zentralen hegemonialen Diskursen zur grundsätzlichen Richtigkeit einer Energiewende und des Klimaschutzes. Argumentationsmuster für oder gegen die Energiewende beziehungsweise für oder gegen spezifische Aspekte wie den Ausbau von Stromleitungen unterscheiden sich allerdings zwischen einzelnen Regionen im Bundesgebiet deutlich. Dabei wird manchmal mit Verweis auf „bessere“, weil dezentrale Lösungen der Energiewende ein Verzicht auf zentrale Lösungen (wie den Ausbau der Offshore-Windkraft und den damit verbundenen Netzausbau) propagiert (Weber und Kühne 2016). Ein interessanter Aspekt ist die Ausweitung der diskursiven Rahmung der mit der Energiewende verbundenen Gemeinwohlziele: So ist zu beobachten, dass sich zwar Akteure in einzelnen Stadtquartieren oder städtischen Projektgebieten ehrgeizigen Gemeinwohlzielen verpflichtet fühlen, dies aber nicht zwangsläufig auf eine proaktive Politik der Energiewende auf städtischer Ebene zurückzuführen ist. Ähnliches gilt für „Pionierdörfer“, die Energieautonomie proklamieren und fördern, unabhängig davon, ob sie sich in einer innovativen und modellhaften Energieregion befinden, in der ähnliche normative Ziele verfolgt werden. Auch im Verhältnis von Bund und Ländern sind solche Diskrepanzen zu konstatieren, wenn etwa einzelne Bundesländer ehrgeizigere Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien formulieren als der Bund.²⁴ Dabei dominieren oftmals regionalwirtschaftliche Interessen die Entwicklung erneuerbarer Energien bis hin zur Zielstellung des Energieexports in andere Bundesländer (Monstadt und Scheiner 2016) oder Staaten. Auch Aspekte der Kostengerechtigkeit (zum Beispiel bezogen auf Netzausbaukosten²⁵) werden auf unterschiedlichen Skalenebenen, aber auch in unterschiedlichen Raumausschnitten mit unterschiedlicher Vehemenz artikuliert.

23 Mit Fragen des Vertretungsanspruchs des Gemeinwohls in lokalen Energiewende-Konflikten setzt sich der Beitrag von Messinger-Zimmer und Zilles (2016) im selben Heft auseinander.

24 Zu den unterschiedlichen Anstrengungen und Erfolgen der Bundesländer bei der Nutzung erneuerbarer Energien vergleiche auch Diekmann et al. (2014).

25 Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt in den Netzgebieten mit unterschiedlicher Intensität. Dadurch unterscheiden sich auch der jeweilige Netzausbaubedarf und damit auch die Netzausbaukosten und Strompreise von Netzbetreiber zu Netzbetreiber – was vor Ort

Unabhängig von der Vielzahl normativer Gemeinwohlziele und diskursiver Positionen sollte nicht vergessen werden, dass der individuelle Akteur, der darauf zielt, Gewinne zu erzielen und (auch) aus Motiven des Eigennutzes heraus Investitionsentscheidungen trifft, der „Normalfall“ der Energiewende ist. Dabei kann es sich um landwirtschaftliche Flächennutzer mit Biogasanlagen, um Immobilienbesitzer mit PV-Anlagen auf ihren Dächern, aber auch um Elektrizitätsversorgungsunternehmen handeln. Die Praktiken dezentraler Akteure konstituieren, stabilisieren und verändern Energieräume (Faller 2016).

Die Energiewende ist eine Aufgabe für eine große Vielfalt an Akteuren mit sehr unterschiedlichen raumbezogenen Perspektiven und Interessen. Hierzu gehören Landkreise, regionale Planungsstellen, Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Energiegenossenschaften, Anlagenhersteller und andere Unternehmen im Bereich der „Erneuerbare-Energien-Wirtschaft“, Energieagenturen, Stadtwerke, Beratungs- und Forschungseinrichtungen, die Vielzahl individueller Energieproduzenten und -verbraucher sowie Protestgruppen und Bürgerinitiativen gegen den Ausbau der erneuerbaren Energien oder begleitender Infrastrukturmaßnahmen. Das EEG hat aus vielen privaten Stromkonsumenten sogenannte „Prosumenten“ gemacht, weil sie zugleich Strom konsumieren und produzieren. Es hat aus Landwirten Energiewirte gemacht und einen Boom in der Gründung von Energiegenossenschaften und Bürgerwindparks ausgelöst (Leibenath 2013). Zugleich wurde überregional tätigen Unternehmen und institutionellen Investoren der Marktzugang in den Bereich der erneuerbaren Energien erleichtert.

Wenn in Städten, Dörfern und Regionen kollektiv Einfluss auf die Gestaltung der Energiewende vor Ort genommen werden soll, gilt es, diese neuen Akteure mit ihren – teils widersprüchlichen – Interessen einzubinden. Entsprechende Ansätze werden beispielsweise in regionalen Handlungsräumen der Energiewende wie in Bioenergieregionen oder 100-Prozent-Erneuerbare-Energie-Regionen erprobt. Dabei sollte man berücksichtigen, dass einige Akteure, die im öffentlichen Diskurs gemeinhin als Protagonisten einer „dezentral“ umgesetzten Energiewende gelten, gegebenenfalls dennoch auch auf zentrale Lösungen setzen, wie etwa große kommunale Stadtwerke, die an Offshore-Windparks beteiligt sind.

5 **Agrarökonomische Perspektive**

5.1 Energie aus Biomasse: Zentral oder dezentral?

Der Agrarsektor wird seit jeher von dem Umstand geprägt, dass die Aktivitäten der Primärproduktion aufgrund der im Raum verteilten Produktionsgrundlagen in überwiegend dezentralen Strukturen geschehen. Auch die Gewinnung von Energie aus Biomasse beruht auf der Nutzung von Ressourcen, die naturbedingt mehr oder weniger weit im Raum verteilt anfallen. Vor diesem Hintergrund werden die Begriffe „zentral“ und „dezentral“ im Folgenden zur Charakterisierung der Aktivitäten und Strukturen der biomassebasierten Energieversorgung verwendet und nicht bezogen auf das gesamte Energiesystem in Deutschland wie eingangs diskutiert. Eine Schwierigkeit bei der Gegenüberstellung von zentralen und dezentralen Produktionsstrukturen der biomassebasierten Energieversorgung stellt die Abgrenzung zwischen diesen beiden Produk-

als ungerecht empfunden werden kann.

tionsformen dar. In dem hier gewählten Betrachtungsrahmen wird allgemein von zunehmend zentralen Produktionsstrukturen bei steigenden Anlagengrößen beziehungsweise bei einer zunehmenden räumlichen Konzentration von Produktionsanlagen ausgegangen. Gleichermäßen wird eine Verringerung der Anlagengrößen und größere räumliche Verteilung der Anlagen mit einer Zunahme an dezentralen Produktionsstrukturen gleichgesetzt. Diese Betrachtung geschieht vor dem Hintergrund des bislang überwiegend von dezentralen Produktionsstrukturen geprägten Agrarsektors in Deutschland.

Die Förderung der Energiegewinnung aus Biomasse hat in Deutschland und anderen Ländern tendenziell zu einer Verschiebung hin zu größeren und stärker zentral ausgerichteten Produktionsstrukturen im Agrarsektor geführt. Diese Entwicklung ist der Ausschöpfung von Skalen- beziehungsweise Kostendegressionseffekten geschuldet, und sie verstärkt den allgemein vorherrschenden Strukturwandel hin zu größeren, zentraleren Strukturen in der landwirtschaftlichen Primärproduktion sowie den vor- und nachgelagerten Bereichen. Dies wird ganz entscheidend durch die Eigenschaft gefördert, dass die Prozesse der Primärproduktion bei der Bioenergie teilweise standardisiert und nach industriellem Muster gestaltet beziehungsweise durchgeführt werden können. Das ist bei der Nahrungsmittelproduktion nicht ohne weiteres möglich, da hier die Produktionsbedingungen in noch stärkerem Maße von häufig stark variierenden Faktoren der natürlichen Umwelt beeinflusst werden.

Beispiele für Entwicklungen hin zu zentraleren Strukturen in der Landwirtschaft infolge der Bioenergieproduktion sind die Gewinnung von Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen in Brandenburg (Keutmann et al. 2016), die Auswirkungen der Biogasproduktion auf den Strukturwandel (Appel et al. 2016) und die Ausweitung des Palmölanbaus zur Erzeugung von Biokraftstoffen (Anggraini und Grundmann 2013). Es zeigt sich, dass bei diesen Entwicklungen neue Interdependenzen zwischen den Akteuren im Agrarsektor und in den stärker industriell organisierten vor- und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungsketten entstehen, die eine wichtige Rolle bei der Ausgestaltung der biomassebasierten Energiegewinnung spielen (Grundmann und Ehlers 2016). Die zitierten Arbeiten weisen auch darauf hin, dass die Energiewende zur Herausbildung von dichotomen, voneinander getrennten, zentralen und dezentralen Produktions- und Organisationsstrukturen in der Landwirtschaft führen kann (Keutmann et al. 2016). Es liegt auf der Hand, dass diese verschiedenen Strukturen sehr unterschiedliche sowohl intendierte als auch nicht intendierte Effekte auf die natürliche und soziale Umwelt haben, zum Beispiel hinsichtlich des Beitrags zur Energieversorgung, zur Wertschöpfung in ländlichen Räumen, zur Schließung von Stoffkreisläufen oder zum Klimaschutz durch Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Untersuchungen von Keutmann et al. (2016) zeigen am Beispiel von Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen in Brandenburg, dass zentrale und dezentrale Produktionsstrukturen zur Gewinnung von biomassebasierter Energie unterschiedlich auf Veränderungen der Produktionsbedingungen reagieren, das heißt, sich hinsichtlich ihrer Robustheit und Anpassungsfähigkeit stark unterscheiden. Die verschiedenen Produktionsstrukturen zeichnen sich durch unterschiedliche Transaktionskosten und Anforderungen an die Institutionen und Governancestrukturen aus. Zentrale und dezentrale Produktionsstrukturen sind mit unterschiedlichen Risiken für die Akteure im Agrar- und den angrenzenden Sektoren verbunden. Alle diese Eigenschaften tragen dazu bei, dass sich die „Trade-offs“ der Energiegewinnung aus Biomasse zwischen zentralen und dezentralen Produktionsanlagen stark voneinander unterscheiden.

5.2 Externe Effekte

Mit Blick auf die biomassebasierte Energieerzeugung ist eine Frage, inwieweit sich dezentrale und zentrale Produktionsstrukturen in den möglichen positiven und negativen externen Effekten voneinander unterscheiden. In welchem Umfang die Bioenergie einen Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger und zur Befriedigung der weltweit (steigenden) Energienachfrage leisten kann und welches hierfür die sinnvollsten und (kosten-)effizientesten Wege sind, hängt entscheidend davon ab, ob dies mit zentralen oder dezentralen Produktionsstrukturen geschieht. Um Spielraum für ökologische, ökonomische und soziale „Trade-offs“ zu erhalten, sollten biomassebasierte Lösungsansätze zur Energie- und Klimaproblematik eine größtmögliche Effizienz in der Nutzung der natürlichen Ressourcen wie Land, Wasser und Energie, aber auch der CO₂-Effizienz sowie eine hohe Wertschöpfung und soziale Kompatibilität aufweisen. In diesen Punkten können sich dezentrale und zentrale Strukturen erheblich voneinander unterscheiden.

Die zu erwartenden externen Effekte stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit den genutzten natürlichen und sozialen Ressourcen, sind aber indirekt auch von Verlagerungseffekten und Wechselwirkungen zwischen der Energieerzeugung aus Biomasse und den angrenzenden Sektoren abhängig (Grundmann und Ehlers 2016). Zentrale Bioenergieanlagen haben tendenziell mehr und stärkere Verflechtungen mit angrenzenden Wirtschaftsbereichen als dezentrale, da sich letztere auf überwiegend lokale Stoffkreisläufe stützen. Auch wird die Energie aus dezentralen Produktionsanlagen relativ gesehen zu einem größeren Anteil mit regional verfügbaren Ressourcen produziert und von lokalen Wirtschaftseinheiten konsumiert, als dies bei zentralen Anlagen der Fall ist. Sie kann in dezentralen Produktionsanlagen zu einem größeren Anteil aus Reststoffen und Koppelprodukten wie Gülle und Stroh gewonnen werden. Hingegen wird die Energie in zentralen Produktionsanlagen vor allem auch aus Anbaubiomasse (zum Beispiel Weizen, Raps, Roggen und Mais) gewonnen, was mit einer verstärkten Monokulturbildung und damit verbundenen verschiedenen negativen Externalitäten wie einer Überdüngung von Böden und einer Verringerung der Biodiversität verbunden sein kann.

Ökonomische Anreize wirken bei zentralen und dezentralen Produktionsanlagen unterschiedlich hinsichtlich der Ausweitung und Intensivierung der Produktion und Nutzung von Biomasse für die Energiegewinnung auf land- und forstwirtschaftlichen Flächen sowie auf Naturschutzflächen. Allerdings trifft diese Entwicklung gleichzeitig auf eine wachsende Nachfrage nach Flächen für andere Zwecke, wie dem Wohnungs- und Straßenbau, dem Nahrungsmittelanbau oder dem Naturschutz. Die Intensität dieser Konkurrenzen betrifft die Betreiber dezentraler und zentraler Anlagen sehr unterschiedlich. Dies kommt zum Beispiel bei den Flächenkosten zum Ausdruck, die in der Regel im Umfeld von zentralen Produktionsanlagen stärker steigen als bei dezentralen. Die Untersuchungsergebnisse von Appel et al. (2016) bestätigen, dass bei Konkurrenzen um knappe Ressourcen mit unterschiedlichen Anpassungsreaktionen bei dezentralen und zentralen Produktionsstrukturen zu rechnen ist.

Die zu beobachtenden Anpassungseffekte sind divers und teilweise kontraintuitiv. Laut Grundmann und Klaus (2014) bewirkt grundsätzlich ein durch steigende Energiekosten ausgelöster Agrarpreisanstieg langfristig eine Intensivierung und Ausdehnung der Produktion hin zu mehr zentralen Produktionsstrukturen. In ackerbaulich intensiv bewirtschafteten Regionen können jedoch hohe Energiekosten tendenziell zu einem Rückgang der Produktion von Biomasse für die Energiegewinnung und einer Ausweitung des Anbaus von Nahrungsmittelpflanzen führen. Damit erhöht sich bei steigenden Energiekosten das Risiko von Engpässen bei der Versorgung mit

Biomasse insbesondere für größere zentrale Bioenergieanlagen, soweit diese nicht mit Koppelprodukten aus der regionalen Ackerproduktion, wie beispielsweise Stroh oder Rübenblatt beziehungsweise importierter Biomasse betrieben werden. Anders sieht es in Regionen mit leichten Böden, intensiver Tierhaltung und dezentralen, kleinstrukturierten Energieanlagen aus. Hier zeichnet sich bei steigenden Energiekosten ein Rückgang der Produktion von Biomasse für die Produktion von Kraftstoffen der ersten Generation ab, während die Produktion von Biomasse für die Gewinnung von Biogas konstant bleibt. Zusätzlich ist je nach Grad der Zentralität beziehungsweise Dezentralität der Produktionsstrukturen mit Verschiebungen zwischen den Arten genutzter Biomassen zu rechnen. So ist bei steigenden Agrarpreisen in Regionen mit intensiver Tierhaltung und dezentral strukturierten Energieanlagen ein Anstieg des Anbaus von Mais zu Lasten des Anbaus von Ganzpflanzengetreide für die Biogasgewinnung festzustellen (ebenda). Die beschriebenen Effekte werden jedoch durch kurzfristige Anpassungen, wie die Ausdehnung der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, abgemildert. Es ist zu erwarten, dass eine Ausdehnung der Produktion von Biomasse für die Energiegewinnung in Deutschland punktuell zu einem Rückgang der gesamten Nahrungsmittelproduktion führt, insbesondere in Fällen von einer hohen Konzentration von Energieanlagen beziehungsweise im Umfeld von sehr großen zentralen Energieanlagen (ebenda).

Mittel- bis langfristig können Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz in der Produktion und Nutzung von Biomasse einen wichtigen Beitrag zur Entschärfung der Konkurrenzproblematik leisten. Konkurriert die Erzeugung von Energie aus Biomasse dennoch regional mit der Nahrungsmittelproduktion, sind für die Landwirtschaft steigende Boden- und Pachtpreise sowie veränderte Kosten der Nahrungs- und Futtermittelerzeugung nicht auszuschließen. Diese Entwicklungen können dann zu einem beschleunigten Strukturwandel, also einer Verschiebung hin zu mehr zentralen Produktionsstrukturen beitragen und auf einzelbetrieblicher Ebene mit Anpassungskosten sowie auf gesamtwirtschaftlicher Ebene mit weiteren externen Effekten verbunden sein.

5.3 Handlungsoptionen

Die politisch geförderte Energiebereitstellung aus Biomasse stellt für Landwirte eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit zur betrieblichen Diversifizierung dar. Zugleich ist davon auszugehen, dass zukünftig nur ein geringer, wenn auch wichtiger Teil der Energienachfrage aus biomassebasierter Energie gedeckt wird. Zum einen könnte die Biomasse im Gegensatz zur fluktuierenden Wind- und Solarenergie die Option einer steuerbaren erneuerbaren Stromerzeugung bieten, und zum anderen dürften biogene Kraftstoffe auf absehbare Zeit sowohl in der Luftfahrt als auch im Schwerlastverkehr auf der Straße unverzichtbar sein.

Hinzu kommt, dass die Erzeugung von Bioenergie von der Gefahr unerwünschter externer Effekte, wie beispielsweise negative Klimawirkungen durch Landnutzungsänderungen oder eben die Beeinträchtigung der Biodiversität, überlagert wird. Nur diejenigen Konzepte lassen sich gesellschaftlich rechtfertigen, die hinsichtlich der negativen und positiven Wirkungen auf die Umwelt und Gesellschaft im Vergleich zu den sonstigen Optionen im Energiemix besser abschneiden. Dazu bedarf es weiterer vergleichender Forschung zu den tatsächlichen Wirkungen dezentraler und zentraler Anlagenkonzepte für die Bioenergie. Die Perspektive der energetischen Verwendung von Biomasse liegt – abgesehen von der Nutzung von Überschüssen – in einer erheblich höheren Effizienz der Energiebereitstellung (zum Beispiel verstärkte Nutzung von Koppelprodukten sowie biogener Rest- und Abfallstoffe, Verbesserung der Effizienz in der Konversion und

in der Nutzung biogener Energieträger sowie Kaskadennutzung) sowie in einer nachhaltigen Steigerung der Flächen- und Energieerträge in der Produktion von Nahrungsmittelpflanzen und Energiebiomasse. Diese Ziele lassen sich mit unterschiedlichen Effizienzgraden und externen Effekten sowohl in dezentralen als auch in zentralen Produktionsstrukturen erreichen.

Vor dem Hintergrund einer weiteren Verschiebung in der biomassebasierten Energieerzeugung hin zu mehr zentralen Strukturen und der damit einhergehenden veränderten Landnutzung sowie Nutzungskonflikte bestehen für die Agrar- und Energiepolitik verschiedene Handlungsoptionen. Zum einen sind die finanzielle Förderung an Nachhaltigkeitskriterien zu knüpfen und die Genehmigungsverfahren entsprechend anzupassen und zum anderen „Zonen für Biomasseanlagen“ im Flächennutzungsplan auszuweisen. Zusätzlich kann die Nutzung marginaler und degradierter Flächen durch eine standortangepasste Produktion von Biomasse zur Entschärfung von Konflikten beitragen.

6 Sozialwissenschaftliche Perspektive

Das deutsche Energiesystem befindet sich mitten in einem grundlegenden Umbau, wobei der Schwerpunkt dieses Umbaus bisher im Stromsektor liegt. Neben den technischen Herausforderungen beim Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen, der Neuausrichtung und Flexibilisierung der Stromnetze sowie der Energieeinsparung sind insbesondere gesellschaftliche und wirtschaftliche Fragestellungen wichtige Elemente der Energiewende. Entscheidend für die auf Dauer zu sichernde Akzeptanz der Energiewende ist die Partizipation der Bevölkerung, zum Beispiel an für die Energiewende notwendigen Infrastrukturentscheidungen, durch deliberative Verfahren sowie wirtschaftliche Beteiligungsmodelle. Während bei den Mitbestimmungsprozessen der lokale Bezug eindeutig ist, kann eine finanzielle Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auch überregional angeboten werden. Gleichwohl gibt es aus Untersuchungen von Bürgerenergieprojekten eine Reihe von empirischen Hinweisen, dass weitergehende Beteiligungen bis hin zu einem finanziellen Engagement zum Beispiel über Bürgerenergiegenossenschaften zu einer höheren Akzeptanz entsprechender Stromerzeugungsanlagen führen (Warren und MacFayden 2010, Holstenkamp und Degenhardt 2013). Berührt sind also partizipations- und demokratietheoretische Aspekte, die in jüngster Zeit aufgrund des gewachsenen und teilweise die Legitimation demokratischer Entscheidungen angreifenden Populismus erheblich an Bedeutung gewonnen haben.²⁶ Ebenso wichtig sind Anpassungen von gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie technische und soziale Innovationen. Am Beispiel Sektorkopplung bedeutet dies: Erst mit der Aufhebung der Grenzen zwischen den traditionell weitgehend separierten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dürfte es für Anbieter und Kunden Anreize für Produkt- und Verfahrensinnovationen sowie zu veränderten Nutzungsweisen geben.

26 Nicht selten gehen populistische Parteien und Initiativen dabei auch Bündnisse mit Klimaskeptikern und Gegnern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ein, vergleiche Reusswig et al. (2016).

6.1 Unsicherheit und Angst vor Überforderung durch eine stärkere Dezentralisierung

Gerade bei diesen gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und regulativen Aspekten der deutschen Energiewende ohne Blaupause besteht eine große Unsicherheit. Fragen zur Akzeptanz neuer Technologien, nachfrageseitige Möglichkeiten zur besseren Integration fluktuierender erneuerbarer Energien, die internationale Kompatibilität sowie die drängenden Themen der Finanzierung von Erzeugungsanlagen, Speichern und Netzanpassungen, der sozialpolitischen Abfederung und der Partizipation betroffener Bürger bei Infrastrukturentscheidungen sind bisher keineswegs befriedigend beantwortet. Hinzu kommen zusätzliche Komplexitätszuwächse in der Technikintegration. Zwar besteht ein breiter Konsens darüber, dass Transparenz, plausible Nutzererwartungen und Vertrauen in Akteure und Verfahren unerlässliche Voraussetzungen für die Akzeptanz und damit für den Erfolg der Energiewende sind. Ohne Berücksichtigung dieser gesellschaftlichen Erwartungen stößt die technische Transformation der Energiesysteme schnell an ihre Grenzen. So kann sich zum Beispiel aus einer empfundenen Bevormundung von Bürgern infolge gesetzlicher Regelungen zur Wärmedämmung das Problem ergeben, dass diese Umgehungsstrategien suchen. Auch leidet die Akzeptanz der energetischen Sanierung massiv, wenn massenhaft Dämmstoffe eingesetzt werden, deren spätere Entsorgung einer Sondermüllbehandlung gleichkommt.²⁷ Außerdem zeigen lokale Widerstände gegen den Netzausbau und die Errichtung von Windparks oder Stromspeicher, wie wichtig frühzeitige Informationen und Bürgerbeteiligung für die Energiewende sind. Schließlich birgt die Energiewende wie jeder tiefgreifende Transformationsprozess umgekehrt auch große ökonomische Potenziale, deren Nutzung jedoch sich nicht dauerhaft kollektiven Fairnesserwartungen entziehen darf.

Mit Blick auf die Akzeptabilität der Energiewende stehen die großen Herausforderungen erst noch an. Zwar gibt es nach wie vor eine breite Unterstützung für die Energiewende in der Bevölkerung, regelmäßig unterstützen in Umfragen mehr als drei Viertel der Bevölkerung die Energiewende (Agentur für Erneuerbare Energien 2016). Aber dennoch sind oftmals Widerstände gegen Energieprojekte vor Ort und Vorbehalte gegenüber zusätzlichen Kostenbelastungen vorhanden.²⁸ Diese hängen eng mit Verteilungseffekten zusammen und tangieren generelle sozial-ethische Themen von Inklusion und Chancengerechtigkeit. Diese beziehen sich oft auch auf das Spannungsfeld „zentral versus dezentral“: Wie sieht die Lasten- und Nutzenverteilung der Energieversorgung in einem eher zentralen oder eher dezentralen System aus? Bis zu welchem Grad besteht zum Beispiel ein Anrecht auf die Fortführung eines bestehenden Versorgungs- und Kostenniveaus für Energie? Welche Zielkonflikte ergeben sich aus einer sicheren (im Sinne von Redundanz im System) versus einer nachhaltigen Energieversorgung (im Sinne möglichst geringer Emissionen und Umweltbeeinträchtigungen)?

Berührt ist darüber hinaus das Selbstverständnis einer modernen arbeitsteiligen Gesellschaft, die sich in einem auf fossilen Energieträgern beruhenden, zentralen Energiesystem historisch von den Unwägbarkeiten der Natur abgekoppelt sah. Es ist daher eine empirisch offene Frage nach der Bereitschaft und der Lernfähigkeit, ob und möglicherweise wie die Nachfrage nach Energie und insbesondere nach Strom durch Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Lastverschiebung

27 Dem Quartier als Handlungsraum der Wärmewende widmet sich der Beitrag von Riechel (2016) im selben Heft.

28 Zu Konflikten beim Stromtrassenbau und bei Windenergieprojekten vergleiche Messinger-Zimmer und Zilles (2016). Spezifisch zu Konflikten bei Bürgerenergieprojekten vergleiche Radtke (2016), beide im selben Heft.

gen stärker der volatilen Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien angepasst werden kann. Für solche Potenzialabschätzungen ist es wichtig, Determinanten der Energienachfrage besser zu verstehen und deren Elastizitäten realistisch abzuschätzen. Hier sind auch potenzielle neue Nachfrager und dezentrale Speicheroptionen zu betrachten, wie zum Beispiel im Zusammenhang mit der intendierten Verbreitung von Elektromobilität oder von verschiedenen Bündelungskonzepten erneuerbarer Erzeugungsquellen oder kleinskaliger Stromspeicher. Mit derartiger dezentraler, nachfrageseitiger Steuerung können allerdings auch Verteilungseffekte mit ungewollten sozialen Exklusionsfolgen erzeugt werden, die es bei der Ausgestaltung von Förderinstrumenten zu berücksichtigen gilt. Noch sind sowohl die Voraussetzungen als auch die Folgen neuer und tendenziell auf stärkere Dezentralität des Systems hinwirkender Vernetzungen, beispielsweise von Stromproduktion und Elektromobilität oder auch von Stromnetz und Informations- und Kommunikationstechnologien, unzureichend bekannt. Für die wirtschaftlichen und sozialen Akteure bedeuten diese neuen Vernetzungen einen Routinebruch, sie verlangen ihnen neue Kooperationen und neues Know-how ab.

6.2 Nutzen- und Lastenverteilung

Die Finanzierung der Energiewende ist insgesamt ein strittiges Thema und mit verschiedenen Interessen verbunden. Da bestehende konventionelle Stromerzeugungsanlagen teilweise vorzeitig abgeschrieben werden müssen beziehungsweise geringere Erlöse aus bereits abgeschrieben Anlagen erzielt werden können, werden die Betreiber konventioneller Kraftwerke, in Folge des Merit-Order-Effekts sogar die Betreiber moderner Gaskraftwerke zu wirtschaftlichen „Verlierern“. Verlieren werden auch viele Beschäftigte in traditionellen Energieregionen wie der Lausitz oder dem Rheinland. Wie die Finanzierung der Transformation des Energiesystems und künftige Fördermodelle aussehen sollten, ist allerdings auch unsicher und umstritten. Unbestritten ist jedoch, dass die Umsetzung der angestrebten Ziele einen erheblichen Investitionsbedarf erfordert (Blazejczak et al. 2013). Investitionen in neue Technologien sind aufgrund des hohen Fixkostenanteils generell mit einem besonderen Risiko verbunden. Daher ergibt sich die Frage, ob und wenn ja welche finanziellen Anreize gesetzt werden müssen und wie diese ausgestaltet werden sollten, damit Fehlallokationen beim Aufbau eines dezentralen Energiesystems möglichst begrenzt werden. Auf Interesse stoßen seit Jahren Anlageformen insbesondere für lokal betroffene Bürger und Kommunen wie beispielsweise Bürgerwindparks oder Solargenossenschaften. Aus sozialwissenschaftlicher Sicht es hochrelevant, welche sozialen Schichten von einer stärkeren Dezentralisierung des Energiesystems profitieren und welche besonders belastet werden beziehungsweise wie mögliche Ausgleichs- oder Kompensationsformen aussehen können.²⁹

Zwar waren Modelle zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an Leitungsinfrastrukturen in den letzten Jahren wenig erfolgreich. Dennoch hat sich eine Reihe von Initiativen gebildet, die sich für eine Beteiligung am örtlichen Stromnetz engagieren. Ziel ist es, mit einer Netzbeteiligung sowohl Optionen für eine verstärkte regionale Wertschöpfung zu eröffnen als auch Einfluss darauf zu nehmen, dass die „Energiewende vor Ort“ voran kommt. Hinter diesem Engagement steht zudem die Annahme, dass die lokale Akzeptanz für die Energiewende steigt, wenn die lokale Bevölkerung finanziell beteiligt ist. Damit verbunden ist eine teils normativ motivierte Hypothese, dass die dezentrale Energiewende – über die klima- und energiepolitischen Ziele

29 Detaillierte Analysen verschiedener Wirkungen der Energiewende, einschließlich Verteilungswirkungen, wurden im Forschungsprojekt ImpRES durchgeführt (Diekmann et al. 2016).

hinaus – zu einer verstärkten lokalen beziehungsweise regionalen Identitätsbildung beitragen kann und damit ein verstärktes zivilgesellschaftliches Engagement fördert.

In der sozialwissenschaftlichen Beschäftigung mit den Perspektiven und auch mit den Hemmnissen einer explizit dezentralen Energiewende spielen neben den klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Aspekten auch partizipations- und demokratietheoretische Fragen sowie die sozialen Effekte beziehungsweise auch kollektive Fairnesswahrnehmungen sowie schließlich auch subjektive Nutzungserfahrungen mit der Energieversorgung im Umbruch eine Rolle. Diese im energiewirtschaftlichen oft als „weiche Faktoren“ betrachteten Aspekte können in ihrer Summe für die Akzeptanz einer mit drastischen Veränderungen verbundenen Energiewende – bis hin zu möglicherweise tiefgreifenden Verhaltensänderungen – entscheidend sein. Ob und in welcher Geschwindigkeit diese breit akzeptiert werden, hängt nicht zuletzt von den Kosten ab, aber ebenso davon, wie die Kostenverteilung empfunden wird.

7 **Fazit**

Im Spannungsverhältnis von „zentraler“ und „dezentraler“ Energieversorgung sind verschiedene Dimensionen zu betrachten. Technische Innovationen insbesondere bei potenziell dezentralen Speichertechnologien und Stromverteilnetzen dürften die heute geltenden Randbedingungen bezüglich Energieeffizienz und Kosten verschieben und die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität begünstigen. Ihre beschränkte Voraussagbarkeit und zunehmende Komplexität erschwert jedoch die Auswahl von Handlungsoptionen für die beteiligten Akteure, auch für die Politik. Das gilt auch für technische Entwicklungen, wo sowohl bei der Batterie- als auch der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik Innovationen bei Materialien und Verfahren über die künftige Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Größenskalierbarkeit entscheiden werden. Grundsätzlich erscheint es aus heutiger Sicht plausibel, dass das erneuerbare Stromsystem der Zukunft sowohl eher zentrale als auch eher dezentrale Elemente enthalten wird (Abschnitt 2).

Die ökonomische Tragfähigkeit ist eine notwendige, wenn auch allein nicht hinreichende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Ganz allgemein können stärker dezentral gestaltete Systeme und Märkte sowohl mit Vorteilen als auch mit Nachteilen verbunden sein. In Hinblick auf eine hohe ökonomische Effizienz erscheinen zentrale Stromsysteme und -märkte zunächst einmal vorteilhaft. Mögliche Argumente für dezentralere Ansätze beinhalten entsprechende Präferenzen von KonsumentInnen, räumlich differenzierte Kosten- und Nutzeneffekte sowie vermehrte Innovationen. Es gibt unterschiedlich weitgehende Vorschläge für eine räumliche Differenzierung von Strompreisen und/oder Netzentgelten, deren Wünschbarkeit und Umsetzbarkeit jedoch noch weiter untersucht werden sollte (Abschnitt 3).

Ebenso führt in räumlicher Perspektive die Ambivalenz der erneuerbaren Energien, die in ihrer größeren Verteilung einerseits und einem höheren Flächenbedarf andererseits liegt, zu neuen Governanceformen, um teils widerstreitende Interessen zum Ausgleich zu bringen. Dieser Ausgleich stellt sich keineswegs „naturwüchsig“ ein (Abschnitt 4).

Eine eigene Wendung erhält das Verhältnis von zentralen und dezentralen Energieerzeugungsanlagen in der biomassebasierten Energiebereitstellung, weil hier die Flächennutzung besonders ausgeprägt ist und sie immer in möglichen Konkurrenzen zu anderen Nutzungen der Landflä-

chen und insbesondere in einem teils komplementären, teils sich ausschließenden Verhältnis zur Nahrungsmittelproduktion steht. Zuletzt kam es im Bereich der Bioenergie auch aufgrund der politischen Förderung verstärkt zu Zentralisierungstendenzen (Abschnitt 5).

Schließlich zeigt die sozialwissenschaftliche Beschäftigung mit der Energiewende, dass die gesellschaftliche Akzeptanz auf Dauer nur zu erwarten ist, wenn die betroffenen Bürgerinnen und Bürger vor Ort umfänglich – bis hin zur materiellen Beteiligung an den Gewinnen aus dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien – partizipieren können und wenn gesamtgesellschaftlich eine als fair empfundene Lastenverteilung in der Phase des Übergangs in eine postfossile Energieversorgung gelingt (Abschnitt 6).

Vor diesem Hintergrund spricht eine Reihe von Argumenten für eine stärkere Dezentralisierung, die stichwortartig wie folgt zusammengefasst werden können:³⁰

- eine höhere Akzeptanz von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vor Ort; diese Akzeptanz ermöglicht eventuell überhaupt erst die Erschließung von im Rahmen der Energiewende künftig „ohnehin eingepflanzten“ Flächenpotenzialen;
- eine Berücksichtigung entsprechender Präferenzen von Konsumentinnen und Konsumenten, die sich auch in einer höheren Zahlungsbereitschaft für „lokale Energieprodukte“ niederschlagen können;
- ein geringerer Bedarf an „zentraler“ Infrastruktur; dies betrifft insbesondere den Übertragungsnetzausbau, wo verstärkt mit lokalem Widerstand zu rechnen ist, je mehr Siedlungsräume betroffen sind, sowie zentrale Großspeicher (Pumpspeicher);
- eine Mobilisierung privaten Kapitals, da – zumindest bisher – viele Bürgerinnen und Bürger bereit sind, auch zu geringeren Zinserwartungen in Erneuerbare-Energien-Projekte zu investieren;
- eine möglicherweise höhere regionale Wertschöpfung, je nach Eigentumsstrukturen und Sitz der steuerlichen Veranlagung der Betreibergesellschaften der Anlagen;
- möglicherweise eine höhere Resilienz des Energiesystems, da bei Ausfällen und Black-outs die Folgen lokal begrenzt werden könnten;³¹
- mehr Innovationen technischer und organisatorischer Art durch regionale Experimente;
- eine höhere Effizienz der Nutzung natürlicher Ressourcen durch die Schließung von regionalen Stoff- und Wirtschaftskreisläufen sowie Reststoff- und Kaskadennutzung.

30 Mit einer Zuspitzung auf die Kombination von dezentralen Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern diskutieren Schill et al. (2017) einige der im folgenden genannten Vor- und Nachteile dezentraler Ansätze etwas ausführlicher.

31 Inwiefern es in dezentralen Systemen dafür häufiger zu (kleinräumigen) Versorgungsstörungen kommen könnte, sollte an anderer Stelle näher untersucht werden.

Auf der anderen Seite gibt es auch eine Reihe von Argumenten, die gegen eine stärkere Dezentralisierung ins Feld geführt werden können. Dazu gehören vor allem energieökonomische Einwände:

- Effizienzverluste beziehungsweise erhöhte Systemkosten; diese resultieren aus einem erhöhten Flexibilitätsbedarf (weil Komplementaritäten in Last- und Stromerzeugungsprofilen unterschiedlicher Regionen weniger genutzt werden), der Notwendigkeit redundanter Infrastrukturen für die Bereitstellung von Flexibilität und Versorgungssicherheit sowie einer suboptimalen Ausnutzung besonders guter Standorte;
- eine mangelhafte Vereinbarkeit mit dem liberalisierten EU-Binnenmarkt und entsprechend rechtliche Konsequenzen;
- unerwünschte regressive Verteilungswirkungen; diese können dadurch zustande kommen, dass nur ein Teil der Haushalte überhaupt die Voraussetzungen mitbringt, sich im Sinne des Prosuming aktiv an dezentralen Versorgungsstrukturen zu beteiligen beziehungsweise von diesen zu profitieren; somit könnten – je nach regulatorischer Ausgestaltung – die Kosten für die Aufrechterhaltung der Stromnetze und auch der damit gewährleisteten Systemdienstleistungen bei den „NichtprosumenInnen“ verbleiben (Inklusion/Exklusion);
- möglicherweise geringere Anreize für Effizienzsteigerungen und eine größere Gefahr von Reboundeffekten im Fall temporärer lokaler „Energieüberschüsse“;
- eine möglicherweise unzureichende Koordination lokaler und regionaler Energiestrategien insbesondere mit bundespolitischen beziehungsweise europäischen Zielen der Energie- und Klimaschutzpolitik;
- wegen der großräumigen Verteilung vermehrte Interaktionen mit möglicherweise negativen Effekten zwischen der biomassebasierten Energiegewinnung und den angrenzenden sozioökologischen Systemen.

Diese Liste möglicher Vor- und Nachteile eines dezentralen Energiesystems ist sicherlich nicht vollständig, und nicht alle Argumente dürften die gleiche Relevanz haben. Es ist ein Vorteil einer inter- oder zumindest multidisziplinären Betrachtung der deutschen Energiewende, dass ein umfassendes Bild entsteht. Dieses kann bisweilen auch verwirrend wirken. Empirisch lässt sich eine Fülle von – sich teilweise widersprechenden – Trends beobachten. Treiber für eine dezentrale Entwicklung sind zum einen technische Entwicklungen beispielsweise in der Photovoltaik und bei den Batteriespeichern und zum anderen digitale Steuerungs- und Vernetzungsoptionen bis hin zu potenziell disruptiven Instrumenten wie die derzeit intensiv diskutierte Blockchain-technik, die radikal sinkende Transaktionskosten ermöglichen und damit neue gewerbliche und private Akteure ermutigen können (DENA 2016). Dagegen stehen Realtrends, in denen nach wie vor Größenvorteile zu Kostenvorteilen führen und große Betreiber mit standardisierten Betriebsabläufen ihren kleineren Konkurrenten wirtschaftlich überlegen sein können.

Die postfossile Energiezukunft ist hochgradig kontingent, vieles hängt von den energie- und gesellschaftspolitischen Zielbildern und den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Das heterogene Akteursfeld und die mit dem Umbruch der Energielandschaft verbundenen Nutzungs-

und Interessenskonflikte werden sich in nächster Zeit voraussichtlich nicht einfach auflösen. Sie bleiben als Forschungsgegenstand erhalten. Erhalten bleiben sollte auch die Chance, einen interdisziplinären und damit einen differenzierten Blick auf die weiteren Entwicklungen zu werfen.

Literaturverzeichnis

- 100-prozent-erneuerbar-stiftung (2014a): Dezentrale Strukturen in der Energiewende. Ein White Paper der 100 Prozent Erneuerbar Stiftung. Verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/05/White-Paper-Dezentrale-Strukturen-in-der-Energiewende_100pes.pdf.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2016): Umfrage zur Akzeptanz der Erneuerbaren Energien. www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanzumfrage/repraesentative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien.
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin.
- Anggraini, Eva und Philipp Grundmann (2013): Transactions in the supply chain of oil palm fruits and their relevance for land conversion in smallholdings in Indonesia. *Journal of Environment and Development*, 22 (4), 391–410.
- Appel, Franziska, Arlette Ostermeyer-Wiethaup und Alfons Balmann (2016): Effects of the German Renewable Energy Act on structural change in agriculture – the case of biogas. *Utilities Policy*, 41, 172–182.
- BDEW (2013): Einschätzungen und Empfehlungen zu zukünftigen strommarktrelevanten Anforderungen an Flexibilität. Diskussionspapier. Berlin, 20. November 2013.
- Beckmann, Klaus J., Ludger Gailing, Martina Hülz, Herbert Kemming, Markus Leibnath, Jens Libbe und Andreas Stefansky (2013): Räumliche Implikationen der Energiewende. Positionspapier (Difu-Papers). Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin.
- Blazejczak, Jürgen, Jochen Diekmann, Dietmar Edler, Claudia Kemfert, Karsten Neuhoff und Wolf-Peter Schill (2013): Energiewende erfordert hohe Investitionen. DIW Wochenbericht Nr. 26/2013.
- BMWi (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Dezember 2016). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BmWi). Berlin.
- Bosch, Stephan und Gerd Peyke (2011): Gegenwind für die Erneuerbaren – Räumliche Neuorientierung der Wind-, Solar- und Bioenergie vor dem Hintergrund einer verringerten Akzeptanz sowie zunehmender Flächennutzungskonflikte im ländlichen Raum. *Raumforschung und Raumordnung*, 69 (2), 105–118.
- Brandstät, Christine, Gert Brunekreeft und Nele Friedrichsen (2011a): Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts. Bremen Energy Working Paper No. 10. Jacobs University Bremen.
- Brandstät, Christine, Gert Brunekreeft und Nele Friedrichsen (2011b): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? *Utilities Policy*, 19, 244–254.
- Brunner, Christoph, Julia Michaelis und Dominik Möst (2015): Competitiveness of different operational concepts for power-to-gas in future energy systems. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39, 275–293.

- Buber, Tim, Anna Gruber, Marian Klobasa und Serafin von Roon (2013): Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 82 (3), 89–106.
- Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Bonn
- Canzler, Weert und Andreas Knie (2013): Schlaue Netze. Wie die Energie- und Verkehrswende gelingt. München, oekom Verlag.
- Canzler, Weert und Andreas Knies (2016): Mobility in the age of digital modernity: why the private car is losing its significance, intermodal transport is winning and why digitalisation is the key. Applied Mobilities, 1 (1), 56–67.
- Cullmann, Astrid, Maria Nieswand, Stefan Seifert und Caroline Stiel (2016): Trend zur (Re-)Kommunalisierung in der Energieversorgung: ein Mythos? DIW Wochenbericht Nr. 20/2016.
- DENA (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena -Verteilnetzstudie). Endbericht. Berlin.
- DENA (2016): Blockchain in der Energiewende. Ergebnisse einer Umfrage unter Führungskräften in der deutschen Energiewirtschaft. Berlin. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9165_Blockchain_in_der_Energiewende_deutsch.pdf.
- Diekmann, Jochen, Claudia Kemfert, Karsten Neuhoff, Wolf-Peter Schill und Thure Traber (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. DIW Wochenbericht Nr. 45/2012.
- Diekmann, Jochen, Wolf Peter Schill, Barbara Breitschopf, Luisa Sievers, Marian Klobasa, Ulrike Lehr und Juri Horst (2016): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – Zusammenfassung und Schlussfolgerungen. Berlin, Karlsruhe, Osnabrück.
- Diekmann, Jochen, Wolf-Peter Schill, Antje Vogel-Sperl, Andreas Püttner, Janine Schmidt und Sven Kirrmann (2014): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014: Indikatoren und Ranking. Endbericht. DIW Berlin – Politikberatung kompakt 91. http://diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489973.de/diwkompakt_2014-091.pdf.
- DLR, FhG ISE, IFHT-RWTH, FGH (2012): Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energien. Stuttgart.
- Doetsch, Christian et al. (2014): Metastudie „Energiespeicher“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abschlussbericht. Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES. Oberhausen, Kassel.
- Egerer, Jonas und Wolf-Peter Schill (2014): Power system transformation toward renewables: Investment scenarios for Germany. Economics of Energy and Environmental Policy, 3 (2), 29–43.
- Faller, Fabian (2016): Räumliche Praktiken der Energiewende am Beispiel der Biogaszeugung in Rheinland-Pfalz. Raumforschung und Raumordnung, 74 (3), 199–211.
- Fromme, Jörg (2016): Energiesystemtransformation – räumliche Politik und Stromnetzplanung. Raumforschung und Raumordnung, 74 (3), 229–242.
- Fürsch, Michaela, Simeon Hagspiel, Cosima Jägemann, Stephan Nagl, Dietmar Lindenberg und Eckehard Tröster (2013): The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. Applied Energy, 104, 642–652.
- Gailing, Ludger und Markus Leibenath (Hrsg.) (2013): Neue Energielandschaften – Neue Perspektiven der Landschaftsforschung. Wiesbaden, Springer VS.

- Gailing, Ludger und Timothy Moss (2016): *Conceptualizing Germany's energy transition. Institutions, materiality, power, space.* London, Palgrave Macmillan.
- Gailing, Ludger und Andreas Röhring (2015): Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume. *Raumforschung und Raumordnung*, 73 (1), 31–43.
- Gawel, Erik et al. (2015): Flächennutzung und erneuerbare Energien zwischen Wirtschaftsförderung, Nachhaltigkeit und effizienter Raumallokation. In: Jakob Lempp et al. (Hrsg.): *Aktuelle Herausforderungen in der Wirtschaftsförderung. Konzepte für eine positive regionale Entwicklung.* Wiesbaden, Springer Fachmedien 2015, 119–125.
- Gawel, Erik und Sebastian Strunz (2016): Dezentrale Energiepolitik – Eine fiskalföderalistische Perspektive für den deutschen Stromsektor. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 29–40.
- Grundmann, Philipp und Melf-Hinrich Ehlers (2016): Determinants of courses of action in bioenergy villages responding to changes in renewable heat utilization policy. *Utilities Policy*, 41, 183–192.
- Grundmann, Philipp und Hilde Klauss (2014): The impact of global trends on bioenergy production, food supply and global warming potential – An impact assessment of land-use changes in four regions in Germany using linear programming. *Journal of Land Use Science*, 9 (1), 34–58.
- Haller, Markus, Sylvie Ludig und Nico Bauer (2012): Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy*, 47, 282–290.
- Holstenkamp, Lars und Heinrich Degenhart (2013): Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive. *Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht*, Nr. 13. Leuphana-Universität, Lüneburg.
- Keppler, Dorothee (2016): Interregionale Zusammenarbeit: Notwendigkeit und Herausforderung für informelle „Erneuerbare-Energie-Regionen“. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 115–125.
- Keutmann, Sarah, Götz Uckert und Philipp Grundmann (2016): Insights into a black box! Comparison of organizational modes and their monetary implications for the producers of short rotation coppice (SRC) in Brandenburg/Germany. *Land Use Policy*, 57, 313–326
- Klagge, Britta (2013): Governance-Prozesse für Erneuerbare Energien – Akteure, Koordinations- und Steuerungsstrukturen. In: Britta Klagge und Cora Arbach (Hrsg.): *Governance-Prozesse für erneuerbare Energien (Arbeitsberichte der ARL, Nr. 5).* Hannover, Akademie für Raumforschung und Landesplanung, 7–16.
- Kondziella, Hendrik und Thomas Bruckner (2016): Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 10–22.
- Kuhn, Philipp, Maximilian Kühne und Christian Heilek (2012): Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher, Forschungsbericht TU München. <http://mediatum.ub.tum.de/node?id=1115629>.
- Kunz, Friedrich und Alexander Zerrahn (2016): Coordinating cross-country congestion management: evidence from central Europe. *The Energy Journal*, 37 (S13), 81–100.
- Kunze, Conrad und Sören Becker (2015): *Wege der Energiedemokratie.* Stuttgart, ibidem.
- Leibenath, Markus (2013): Energiewende und Landschafts-Governance: Empirische Befunde und theoretische Perspektiven. In: Ludger Gailing und Markus Leibenath (Hrsg.): *Neue Energielandschaften – Neue Perspektiven der Landschaftsforschung.* Wiesbaden, Springer VS, 45–63.

- Lund, Peter D., Juuso Lindgren, Jani Mikkola und Jyri Salpakari (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785–807.
- MacDonald, Alexander E., Christopher T. M. Clack, Anneliese Alexander, Adam Dunbar, James Wilczak und Yuanfu Xie (2015): Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO₂ emissions. *Nature Climate Change*, 6, 526–531.
- Mattes, Anselm (2012): Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen. *DIW Wochenbericht Nr. 7/2012*.
- Messinger-Zimmer, Sören und Julia Zilles (2016): (De-)zentrale Energiewende und soziale Konflikte: Regionale Konflikte um die Vertretung des Gemeinwohls. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 41–51.
- Monstadt, Jochen (2007): Urban governance and the transition of energy systems: Institutional change and shifting energy and climate policies in Berlin. *International Journal of Urban and Regional Research*, 31 (2), 326–343.
- Monstadt, Jochen und Stefan Scheiner (2016): Die Bundesländer in der nationalen Energie- und Klimapolitik: Räumliche Verteilungswirkungen und föderale Politikgestaltung der Energiewende. *Raumforschung und Raumordnung*, 74 (3), 179–197.
- Moss, Timothy, Sören Becker und Matthias Naumann (2014): Whose energy transition is it, anyway? Organisation and ownership of the Energiewende in villages, cities and regions. *Local Environment*, 20 (12), 1547–1563.
- Nadaï, Alain, Olivier Labussière, Debourdeau, Ariane, Yannick Régnier, Béatrice Cointe und Laure Dobigny (2015): French policy localism: Surfing on „positive energie territories“ (Tepos). *Energy Policy*, 78 (2015), 281–291.
- Neuhoff, Karsten, Julian Barquin, Janusz Bialek et al. (2013): Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity. *Energy Economics*, 40, 760–772.
- Neuhoff, Karsten, Jochen Diekmann, Friedrich Kunz, Sophia Rüster, Wolf-Peter Schill und Sebastian Schwenen (2016a): A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition. *Utilities Policy*, 41, 252–263.
- Neuhoff, Karsten, Sophia Wolter und Sebastian Schwenen (2016b): Power markets with renewables: New perspectives for the European target model. *The Energy Journal*, 37 (S12), 23–38.
- Newbery, David, Goran Strbac und Ivan Viehoff (2015): The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94, 253–263.
- Radtke, Jörg (2016): Energiewende in der Verflechtungsfalle: Chancen und Grenzen von Partizipation und bürgerschaftlichem Engagement in der Energiewende. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 75–88.
- Rave, Tilmann (2016): Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neoinstitutionalistische Perspektiven. ifo Forschungsberichte 75. ifo Institut.
- Reusswig, Fritz, Florian Braun, Ines Heger, Thomas Ludewig, Eva Eichenhauer und Wiebke Lass (2016): Against the wind: Local opposition to the German Energiewende. *Utilities Policy*, 41, 214–227.
- Riechel, Robert (2016): Zwischen Gebäude und Gesamtstadt: Das Quartier als Handlungsraum in der lokalen Wärmewende. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 89–101.

- Röhring, Andreas (2016): Die Konstituierung dezentraler Handlungsräume erneuerbarer Energien – Chancen und Herausforderungen für die Kreation neuer Entwicklungspfade. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 85 (4), 103–113.
- Rommel, Jens, Julian Sagebiel und Jakob R. Müller (2015): Quality uncertainty and the market for renewable energy: Evidence from German consumers. MPRA Paper No. 66195. <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/66195/>.
- Sagebiel, Julian, Jakob R. Müller und Jens Rommel (2014): Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online choice experiment in Germany. Energy Research & Social Science, 2, 90–101.
- Schill, Wolf-Peter (2013): Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 82 (3), 61–88.
- Schill, Wolf-Peter (2014): Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. Energy Policy, 73, 65–79.
- Schill, Wolf-Peter, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht Nr. 10/2015.
- Schill, Wolf-Peter, Moritz Niemeyer, Alexander Zerrahn und Jochen Diekmann (2016): Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 40 (2), 73–87.
- Schill, Wolf-Peter, Alexander Zerrahn und Friedrich Kunz (2017): Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. Economics of Energy & Environmental Policy, 6 (1), 7–31.
- Schmid, Eva und Brigitte Knopf (2015): Quantifying the long-term economic benefits of European electricity system integration. Energy Policy, 87, 260–269.
- Schnülle, Christian, Arnim von Gleich, Stefan Gößling-Reisemann, Kasper Kisjes, Igor Nikolic, Torben Stührmann und Pablo Thier (2016): Optionen für die Integration von Power-to-Fuel in den Energiewendeprozess aus einer sozioökonomischen Perspektive. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 85 (4), 53–74.
- Schüth, Ferdi und Rüdiger A. Eichel (2014): Energiespeicher für die Zukunft. Physik Journal, 13 (10), 31–36.
- Sioshansi, Fereidoon P. und Wolfgang Pfaffenberger (Hrsg.) (2006): Electricity Market Reform: An International Perspective. Oxford, Elsevier.
- Smith, Adrian (2007): Emerging in between: the multi-level governance of renewable energy in the English regions. Energy Policy, 35 (12), 6266–6280.
- Späth, Philipp und Harald Rohrer (2014): Beyond localism: the spatial scale and scaling in energy transitions. In: Frans Padt, Paul Opdam, Nico Polman und Catrien Termeer (Hrsg.): Scale-sensitive governance of the environment. Oxford, Wiley-Blackwell, 106–121.
- Sterner, Michael und Ingo Stadler (2014): Energiespeicher. Bedarf Technologien Integration. Berlin, Heidelberg.
- Stoft, Steven (2002): Power System Economics. Designing Markets for Electricity. Piscataway, NJ.
- Trepper, Katrin, Christoph Weber und Daniel Kallen (2013): Integrationsmanagement für Erneuerbare Energien – Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft. Umweltwirtschaftsforum, 21 (3), 209–218.
- UBA (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Climate Change 19/2015. Umweltbundesamt, Dessau.

- Warren, Charles R. und Malcolm McFadyen (2010): Does community ownership affect public attitudes to wind energy? A case study from south-west Scotland. *Journal of Land Use Policy*, 27, 204–213.
- Weber, Florian und Olaf Kühne (2016): Räume unter Strom. Eine diskurstheoretische Analyse zu Aushandlungsprozessen im Zuge des Stromnetzausbaus. *Raumforschung und Raumordnung*, 74 (4), 323–338.
- Welsch, Heinz und Philipp Biermann (2014): Electricity supply preferences in Europe: Evidence from subjective well-being data. *Resource and Energy Economics*, 38, 38–60.
- Wittenberg, Patrick (2014): Der Wandel der Stromnetze. *Physik Journal*, 13 (4), 45–49.