

Weert Canzler

Die infrastrukturelle Umsetzung der Energiewende

Zusammenfassung

Die Energiewende umfasst neben dem Ausstieg aus der Kernkraft eine weitgehende Dekarbonisierung aller Energiesektoren, einen Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) von mindestens 60 Prozent am Gesamtenergieverbrauch sowie eine dramatische Steigerung der Energieeffizienz bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts. Sie bedeutet einen Paradigmenwechsel von einem anbieterzentrierten fossilen Energiesystem mit wenigen Großkraftwerken hin zu einem verteilten und nur bedingt steuerbaren Energiesystem auf der Grundlage fluktuierend einspeisender Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Die infrastrukturelle Umsetzung der Energiewende folgt diesem neuen Paradigma. Eine entscheidende Herausforderung besteht darin, die dauerhafte und breite gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende sicherzustellen. Denn die künftige Energieversorgung wird „sichtbarer“, der benötigte Flächenbedarf für EE-Anlagen wird steigen. Die infrastrukturelle Umsetzung der Energiewende ist vor diesem Hintergrund keine exklusive Aufgabe von Netzexperten und Energietechnikern, sondern sie bedarf einer Berücksichtigung der Interessen und des Engagements möglichst vieler Bürgerinnen und Bürger. Hierfür bietet ein dezentrales Infrastrukturmodell wie der „zelluläre Ansatz“ eine viel versprechende Perspektive. Allerdings sind die Voraussetzungen für eine breite materielle Partizipation und eine flexible Governance erst noch zu schaffen.

Schlagwörter: Dekarbonisierung, Akzeptanz, zellulärer Ansatz, Prosuming, flexible Governance

Abstract

The implementation of the energy transition from an infrastructural perspective

The German “Energiewende” aims at phasing out nuclear energy, decarbonizing all energy sectors, increasing the share of renewables to at least 60 percent of total energy use and dramatically increasing energy efficiency by the mid-21st century. This means a paradigm shift from a provider-centric energy system based on fossil fuels and driven by a few large power plants to a decentralized energy system based on solar and wind energy plants which are difficult to control. The implementation of the Energiewende follows this new paradigm. The important question is whether and to what extent acceptance of the energy transition across a broad range of societal groups can be ensured in the long run. The future energy supply will be more “visible” and the land use requirements for renewable energy systems will increase. Against this backdrop, the implementation is no longer restricted to experts and grid managers, but requires to consider the interests of as well as to engage with a broad range of citizens. A decentralized infrastructure model like the so called “cellular approach” offers promising future prospects. However, conditions are required for participating substantively and governing the transformation process flexibly.

Keywords: Decarbonisation, social acceptance, cellular approach, prosuming, flexible governance

1. Energieinfrastruktur im Wandel: Die postfossile Herausforderung

Ende des 20. und zu Beginn des 21. Jahrhunderts – vor allem seit den weltweit verstärkten Bemühungen, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur infolge des menschengemachten Klimawandels zu begrenzen – hat der Umbau des Energiesystems und eine Abkehr von fossilen Energieträgern begonnen. Mit dem Umbau des Energiesystems ist ein umfassender Paradigmenwechsel verbunden. Künftig sollen vor allem postfossile Energieträger genutzt werden. Die Wind- und die Solarenergie haben große Potenziale und werden nach Lage der Dinge – vor allem nach einem drastischen Kostenverfall (siehe jüngst *Fraunhofer ISE* 2018) – zukünftig die wichtigsten Quellen der Energieerzeugung sein; die Biomasse hat sich nach einer anfänglichen Boomphase ihren Grenzen angenähert. Statt zentral positionierter Großkraftwerke sollen kleinere und damit dezentral verteilte Energieerzeugungsanlagen für die künftige Energiebereitstellung sorgen (vgl. *Elsner et al.* 2015). Die Sektoren Wärme und Verkehr werden sukzessive elektrifiziert, wobei ab einem EE-Stromanteil von 60-70 Prozent erhebliche Synergieeffekte auf dem Weg der so genannten Sektorkopplung erreicht werden sollen (vgl. *Ausfelder et al.* 2017). Schließlich soll die zur Verfügung stehende Energie auch noch wesentlich effizienter eingesetzt werden. Diese Ziele bedeuten technisch und nicht zuletzt auch infrastrukturell, dass zum einen der Trend von zentralen hin zu dezentralen Erzeugungsanlagen und Lagereinheiten verstärkt wird und zum anderen aus einer bisher einzig und allein unidirektionalen Distribution – vom Erzeuger hin zum Verbraucher¹ – eine bi- oder sogar multidirektionale Verteilung wird

Die anstehende Transformation ist also fundamental, sie betrifft nicht nur einzelne Bevölkerungsgruppen oder Branchen. Im Folgenden soll daher die Frage behandelt werden, wie eine breite Akzeptanz dieser umfassenden Energiewende auf Dauer gesichert werden kann. Dafür werden die bisherigen energiepolitischen Partizipations- und Förderstrategien vertieft betrachtet und insbesondere die Chancen und potenziell kontraproduktiven Effekte des Prosumings analysiert. Hintergrund einer solchen Partizipationsanalyse ist die absehbar zunehmende Wirksamkeit energieinfrastruktureller Eingriffe in die Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger. Der Umbau des Energiesystems mit seinen raumgreifenden und das bisherige Landschafts- und Stadtbild erheblich verändernden Erzeugungsanlagen einerseits und einem Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie neuer Speicher andererseits tangiert weit mehr Bürgerinnen und Bürger als früher. Auch ändert sich die Finanzierungslogik grundlegend, wenn hohen kurz- und mittelfristigen Installationskosten nur noch geringe langfristige Betriebskosten gegenüberstehen. Vollkommen zurecht spricht einer der beiden Vorsitzenden der von Kanzlerin Merkel 2011 nach der Mehrfachkernschmelze von Fukushima eingesetzten „Ethikkommission“, Klaus Töpfer, auch von einer „Gemeinschaftsaufgabe“, die die Energiewende darstellt. Es ist darüber hinaus auch eine Langzeitaufgabe, denn eine Umwälzung des Energiesystems ist mit Investitionen, aber auch mit Abschreibungen verbunden, die nach Jahrzehnten zählen (*Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung* 2011).

Die Herausforderung einer Transformation des Energiesystems in eine postfossil gespeiste und in einem hohen Maße dezentral strukturierte zukünftige „Energiewirtschaft“ irritiert die traditionelle Energiewirtschaft nachdrücklich. Verstärkt wird diese Transformation durch eine gerade erst begonnene Digitalisierung, die – etwa über den

Einsatz dezentraler Datenbanken via Blockchain – die Transaktionskosten für kleinvolumige und kurzzeitige Energiekontrakte zwischen Erzeugern und Verbrauchern drastisch senkt und dabei auf das Testat einer „dritten Instanz“ verzichten kann. Die Branche befindet sich inmitten eines tiefgreifenden Umbruchs, die Stromwirtschaft ist von einigen schmerzhaften Friktionen bereits voll erfasst (vgl. *Prätorius* 2017, S. 119ff.).

Die technisch induzierten Veränderungen des Energiesystems und seine klimapolitisch intendierte Dekarbonisierung machen die Energiewende zu einem konfliktreichen und beschäftigungs-, aber auch regionalpolitisch ambivalenten Projekt. Dequalifizierungen und Arbeitsplatzverluste stehen neuen Innovationschancen und Potenzialen einer vertieften regionalen Wertschöpfung gegenüber. Die Anpassung der bisher auf die Sicherung einer zentralistisch-fossilen Energieversorgung ausgelegten Rahmenbedingungen – von der Netzentgeltsystematik über eine Internalisierung der klimaschädlichen externen Effekte bis zur Regulierung von Eigenverbrauch und Mieterstrommodellen – entscheidet über den Erfolg oder Misserfolg der Energiewende. Je stärker der Ausbau der EE-Anlagen sowie der Netzinfrastuktur und der Speichereinheiten, desto „sichtbarer“ wird das Energiesystem für viele Bürgerinnen und Bürger. Ein auf Windenergie- und Solaranlagen beruhendes Energiesystem braucht viel Platz und dringt sukzessive in mehr und mehr natürliche und gebaute Landschaften ein. Eine dauerhafte soziale Akzeptanz einer dezentral-postfossilen Energiewende dürfte davon abhängen, ob die Bürgerinnen und Bürger nicht nur die Kosten und Belastungen der Transformation zu tragen haben, sondern von den Chancen und langfristigen Entlastungen profitieren. Die infrastrukturelle Umsetzung der Energiewende ist vor diesem Hintergrund keine exklusive Aufgabe von Netzexperten und Energietechnikern. Sie bedarf einer Berücksichtigung der Interessen und des Engagements möglichst vieler Bürgerinnen und Bürger und einer sektorübergreifenden und innovationsfördernden Regulierung, die sich von ihrem überkommenen technokratischen Versorgungsauftrag zugunsten einer flexiblen Governance löst.

Die Forderung nach mehr Beteiligungschancen der Bürgerinnen und Bürger an der Ausgestaltung der Energiewende und ebenso die Forderung nach einer fairen Lasten- und vor allem Kostenverteilung des Umbaus des Energiesystems haben auch eine normative Dimension. Sie berühren jedoch darüber hinaus die legitimatorischen Grundlagen und die energie- bzw. volkswirtschaftliche Rationalität des gesamten Transformationsprozesses. Entsprechend umstritten und interessenbesetzt waren und sind die energiepolitischen Auseinandersetzungen um die gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Neben der Versorgungssicherheit sind die Bezahlbarkeit und die Wettbewerbsfähigkeit sowie Wachstum und Beschäftigung zentrale Ziele der Energiepolitik der Bundesregierung (vgl. *BMWi* 2018, S. 11). Diese Ziele stehen in einem Spannungsverhältnis sowohl zu einer weiteren Zunahme von dezentralen EE-Anlagen in privater Hand als auch zu Sektorkopplungsinnovationen, die in einem frühen Stadium unvermeidlich einen experimentellen Charakter haben. Beide gelten als nicht kostenoptimal und als potenzielle Risiken für die Versorgungssicherheit (vgl. *Sinn* 2017). Außerdem werden höhere Selbstversorgungsanteile als doppelt problematisch gesehen, weil sie meistens zulasten der Grundversorger, oftmals der Stadtwerke vor Ort, gehen und zudem einen teilweisen Ausstieg aus der Umlagefinanzierung der Netzinfrastuktur bedeuten. Sich selbst versorgende Bürger gelten in dieser energiepolitischen Perspektive als Unsicherheitsfaktoren, zumal das Vergütungssystem nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) keine Anreize für ein netzdienliches Einspeiseverhalten setzt (z. B. *IW/EWI* 2014, S. 68f).

2. Die Energiewende in Deutschland – Anspruch, Stand und Defizite

Die Energiewende in Deutschland wird oft auf den Ausstieg aus der Kernenergie verkürzt. Sie ist jedoch viel weitgehender. Neben dem Plan, das letzte Kernkraftwerk im Jahr 2022 zu schließen, gehören zur Energiewende ebenso eine fast vollständige Dekarbonisierung aller Energiesektoren, ein EE-Anteil von mindestens 60 Prozent am Gesamtenergieverbrauch sowie eine Steigerung der Energieeffizienz um 50 Prozent bis spätestens 2050. Das wurde im Klimaschutzplan der Bundesregierung vom Herbst 2016 erneut bestätigt (vgl. *Bundesregierung* 2016). Es geht um einen kompletten Umbau des Energiesystems einer Industriegesellschaft, die jahrzehntelang auf den Einsatz von fossilen und nuklearen Energieträgern sowohl bei der Stromerzeugung als auch im Verkehr und in der Wärmeversorgung von Gebäuden gesetzt hat.

Die lange zeitliche Perspektive der Energiewende charakterisiert das Politikfeld. Das ist noch kein Alleinstellungsmerkmal, auch andere infrastrukturbezogene Politikfelder wie die Verkehrspolitik und auch der Wohnungs- und Städtebau sind langfristig ausgelegt und die damit verbundenen Kosten-Nutzen-Rechnungen sind ebenfalls auf mehrere Jahrzehnte kalkuliert. Die mit der Industrialisierung aufgebauten großtechnischen Systeme bedurften generell umfassender und langfristiger Planung (*Hughes* 1983). Oft unterlagen sie daher entweder direkter staatlicher Interventionen oder einer strengen Regulierung. In der Stromwirtschaft waren garantierte Gebietsmonopole oft das Mittel der Wahl. Die zentrale fossile Stromwelt hat zu starken Pfadabhängigkeiten geführt (*Fouquet* 2016). Diese wirken in der begonnenen Transformationsphase hemmend und sind die Ursache für heftige Konflikte zwischen „Incumbents“ und „Challengern“ (*Geels* 2002).

Voraus geht dem gegenwärtigen Umbruch im Übrigen eine Latenzphase der Energiewende, deren Beginn in Deutschland im zunächst lokalen Widerstand gegen den Neubau von Atomkraftwerken lag. Aus diesem Widerstand entwickelte sich eine sich politisch und wissenschaftlich professionalisierende Gegenexpertise, die ihren organisatorischen Niederschlag in Bürgerinitiativen einerseits und in Institutsgründungen wie dem Öko-Institut Freiburg andererseits fanden (siehe ausführlich: *Morris/Jungjohann* 2016, S. 15ff. und *Radkau* 2011, S. 209ff.). Aus dem Öko-Institut stammt auch der Begriff der „Energiewende“, er betitelte eine programmatische Schrift des Institutes aus dem Jahr 1981 (*Krause/Bossel/Müller-Reißmann* 1981). In diesem Umfeld wurden erste Forschungen und Pilotvorhaben zur Nutzung von Photovoltaik (PV)-Modulen und Windrädern initiiert. So konnte Know-how gesammelt und eine alternative energiewirtschaftliche und -politische Wissensbasis aufgebaut werden. Die Anti-Atom-Bewegung war der Humus für eine energietechnische Innovationskultur, die in Nischen von Hochschulen und Institutsneugründungen vor allem Photovoltaik- und Windenergieprojekte realisierte.

Nicht zu unterschätzen für die hohe Entwicklungsdynamik der Wind- und Solartechnik und für ihre steile Lernkurve in den letzten 25 Jahren sind förder- und energiepolitische Initiativen, die vor allem auf Bundesebene von einigen wenigen Parlamentariern vorangetrieben und z. T. mit erheblichem persönlichem Engagement in den Ministerien umgesetzt wurden (vgl. *Hirschl* 2008 und *Rosenkranz* 2014). Wichtige Impulse für die Entwicklung der EE-Techniken brachten förderpolitische Entscheidungen, die zunächst kaum beachtet wurden und nur symbolische Bedeutung zu haben schienen. Dazu gehört das 1.000-Dächer-Programm, das im Jahr 1990 vom Forschungsministerium initiiert wurde und einen Zuschuss von 70 Prozent der Installationskosten für netz-

gekoppelte private Aufdachanlagen bis zu 5 Kilowatt peak vorsah. Mit einem Jahr Abstand trat das Stromeinspeisungsgesetz in Kraft, das die Stromnetzbetreiber dazu verpflichtete, den Strom aus EE-Anlagen abzunehmen und dafür einen Mindestpreis zu vergüten. Als folgenreich erwies sich das 1999 von der rot-grünen Bundesregierung beschlossene EEG, in dem eine attraktive Einspeisevergütung für Photovoltaik-, Windenergie- sowie Biogasanlagen festgelegt wurde. Die garantierte Laufzeit von 20 Jahren für die jeweilige Einspeisevergütung gab privaten Investoren Planungssicherheit. Vor diesem Hintergrund entwickelte sich eine mittelständisch geprägte neue Branche, Solarmodul- und Wechselrichterhersteller und auch Windenergieanlagenbauer wuchsen schnell und bauten Produktionskapazitäten auf, mit denen beachtliche Skaleneffekte erreicht werden konnten. Die Preise für EE-Anlagen sanken drastisch und damit auch die Gestehungskosten von EE-Strom (siehe im Überblick *Agora Energiewende* 2018).

Trotz teils heftiger Kritik an der Förderhöhe und einer verzögerten Anpassung der Vergütungssätze war und ist das EEG ein erfolgreiches Gesetz zur Einführung und Förderung der EE. Es ist kein Zufall, dass es weltweit als Vorlage für eine ganze Generation von Gesetzen zur Einführung von EE verwendet wurde. Mehr als einhundert Länder haben das EEG mehr oder weniger kopiert. Es war sicherlich ein Geburtshelfer für den Siegeszug der EE weltweit (vgl. *IEA* 2016). Nach mehreren Novellen und dem Erreichen der sogenannten *Grid parity* von Solar- und Windstrom, also einer Kostengleichheit bei den Gestehungskosten gegenüber den konventionellen Stromerzeugern, steht das EEG allerdings vor seinem Ende bzw. es verändert seinen Charakter grundlegend. Seit 2017 werden garantierte Einspeisevergütungen nur noch für kleine EE-Anlagen gewährt. Für alle größeren Anlagen gelten Ausschreibungsregeln.

Ende 2017 lag der EE-Anteil am Stromverbrauch in Deutschland bei mehr als 36 Prozent (*Agora Energiewende* 2018). Allerdings ist die Energiewende bisher lediglich eine Stromwende. Bei den anderen Sektoren ist die Dekarbonisierung in weiter Ferne, im Wärme- bzw. Kältebereich liegt der EE-Anteil bei guten 12 Prozent mit einer nur geringen Wachstumsdynamik. Im Verkehr stagniert er seit Jahren bei 5 Prozent (ebenda). Gerade der Verkehr ist aus klimapolitischer Sicht ein großes Problem, dort hat es in den letzten 25 Jahren keine Fortschritte gegeben. Die klimarelevanten CO₂-Emissionen sind so hoch wie 1990. Die Gründe dafür sind eine Zunahme beim Verkehrsaufwand sowie Reboundeffekte insbesondere beim motorisierten Individualverkehr (vgl. *Santarius* 2012). Der Druck auf die Autoindustrie, endlich die Antriebswende und einen Einstieg in effiziente Mobilitätsdienstleistungen anzugehen, steigt rapide (vgl. *Canzler/Knie* 2017, S. 153f.). Bisher sind alle Versuche einer Verkehrswende, etwa durch die seit 2008 von der Bundesregierung verfolgte Elektromobilitätsstrategie, gescheitert: „Dazu fehlen aktuell jedoch die notwendigen politischen Rahmenbedingungen, im Ergebnis wird die Entwicklung von ökonomischen Partikularinteressen bestimmt, während das Gemeinwohlinteresse einer nachhaltigen Verkehrsentwicklung nachrangig behandelt wird“ (*Schwedes* 2018, S. 79). Eine aktive Verkehrspolitik, die mehr anstrebt als eine Anpassung der Infrastrukturinvestitionen an die ungebrochene Wachstumsdynamik vor allem im privaten und gewerblichen Straßenverkehr, gibt es nicht.

3. Die Mehrfachherausforderung der Stromwende

Die ausbleibenden Erfolge in der Dekarbonisierung des Wärme- und vor allem des Verkehrssektors sind klimapolitisch hochproblematisch. In beiden Sektoren werden ca. 54 Prozent aller Treibhausgase in der Bundesrepublik emittiert (vgl. *Umweltbundesamt* 2016). Die Energiewende ist bisher nur eine Stromwende. Hier sind die ersten Schritte in eine postfossile Energiezukunft gemacht. Die Anteile fluktuierend einspeisender Solar- und Windenergieanlagen haben nunmehr ein Niveau erreicht, das die bestehende Infrastruktur vor große Herausforderungen stellt. Die Belastungen für das Stromnetz sind gewachsen, zunehmend werden – auf dem Wege des sogenannten *Redispatchings* – Erzeugungsanlagen kurzfristig vom Netz genommen, um Engpässe zu vermeiden und Blackouts zu verhindern. Die *Redispatching*-Kosten, die vor allem aus der Erstattung nicht-realisierten Erlöse für die abgeschalteten Stromproduzenten bestehen und über die Netznutzungsentgelte auf die Stromkunden umgelegt werden, steigen von Jahr zu Jahr und dürften schon bald ein Milliardenvolumen erreichen. In der jüngeren energiewirtschaftlichen Diskussion werden jedoch die Vorteile von Speicheroptionen, insbesondere angesichts eines rapiden Verfalls der Batteriespeicherkosten, betont (z. B. von *Zerrahn et al.* 2018).

Energiepolitisch und -wirtschaftlich gilt nach wie vor der Aus- und Neubau von Übertragungsnetztrassen als kostengünstigste Flexibilitätsoption. Sie sei daher dringend geboten, um vor allem den Transport von Windstrom aus dem Norden und Osten in die Verbrauchszentren im Süden und Westen zu ermöglichen (vgl. *Bundesnetzagentur* 2014 und *Canzler et al.* 2016). Gefordert werden nicht nur Lückenschlüsse und Leitungsverstärkungen zur Leistungserhöhung des Übertragungsnetzes, sondern auch ganz neue Trassen.

Zweifel an der Umsetzung der ambitionierten Ausbaupläne der Bundesnetzagentur sind jedoch angebracht. Angesichts massiver Proteste von Anrainern und Anrainerinnen beim Ausbau der Übertragungsleitungen und eines damit zusammenhängenden erheblichen Zeitverzugs bei der Umsetzung des Netzausbauplanes einerseits und einer teilweise großen Kostendegression bei Speichern (vgl. *Nykvist/Nilsson* 2015 und *Fraunhofer ISE* 2018) und digitalen Demand-side-Lösungen andererseits werden die anderen Flexibilitätsoptionen zunehmend relevanter.

Der Fokus des energiewirtschaftlichen und –politischen Diskurses über die Stromnetzinfrastruktur verschiebt sich zudem von den Übertragungsleitungen zu den Verteilnetzen, weil neue technische Lösungen aus der Forschungs- und Entwicklungsnische kommen. Insbesondere verspricht die Digitalisierung vielfältige dezentrale Anwendungen (vgl. *Canzler/Knie* 2013 und *DENA* 2016). In den meisten Konzepten der Sektorkopplung, also einer Elektrifizierung der bisher von fossilen Brennstoffen dominierten Sektoren Verkehr und Gebäudewärme, spielen Verteilnetze eine wichtige Rolle. *Smart grids* sind per definitionem dezentral, sie beziehen sich oft auf Areale wie Betriebshöfe, Campi oder Stadtquartiere.

Idealtypisch verbindet sich mit den EE das Konzept des Vereins der deutschen Elektroingenieure (VDE), das den Titel „Zellulärer Ansatz“ trägt (*VDE* 2015). In diesem technischen Konzept werden die Chancen betont, die darin liegen, dass „...das Gleichgewicht zwischen lokaler Erzeugung und Verbrauch auf den niedrigsten machbaren Ebenen angestrebt wird“ (ebenda, S. 61). Vorbild ist die Informationstechnik, die ebenfalls dezentral-zellular aufgebaut ist und zugleich auf einen effizienten Austausch von Nachrichteneinheiten zwischen den einzelnen Zellen, wo nötig, ausgelegt ist. Tech-

nisch setzt das VDE-Konzept dabei auf verschiedene Energieträger und Speicher wie Strom, Batterien, Gas und Wärme, wie sie in der Sektorkopplung eingesetzt werden. Zwar bleibt das Konzept technisch-abstrakt, jedoch zeigt es jenen bereits genannten Paradigmenwechsel von einem zentralen zu einem dezentralen Energiesystem mit einem entsprechenden Netzdesign.

Bei der Zukunft der Strominfrastruktur geht es neben dem Netzdesign auch um ihre Finanzierung. Erhebliche soziale und auch energiewirtschaftliche Spannungen sind absehbar, denn dezentrale EE-Erzeugungsanlagen laden zum Direkt- und Eigenverbrauch geradezu ein. Prosumer versprechen sich individuelle Vorteile. Jede vor Ort direkt genutzte Stromeinheit muss nicht transportiert und verteilt werden. Gleichwohl ist eine wirkliche Autarkie nur in den wenigsten Fällen sinnvoll. Der volatile Charakter der EE macht eine komplette Eigenversorgung teuer, das volkswirtschaftliche Optimum zwischen Eigenversorgung und netzgestützter Fremdversorgung sollte zudem die Höhe der vom Eigenverbraucher zu entrichtenden Entgelte, Abgaben und Steuern bestimmen. Eine flächendeckende Energieautarkie dürfte in jedem Fall ökonomisch nicht tragfähig sein, energie- und gesellschaftspolitisch wäre sie hochproblematisch.

3.1 Prosuming und Infrastruktur

Die übliche Definition des *Prosumings* betont die Doppelooption von Produktion und Verbrauch. Der Besitzer einer Dach-PV-Anlage ist der Prototyp des Prosumers, denn er kann den Solarstrom selber nutzen oder auch ins Netz einspeisen. Solange die Einspeisevergütungen gemäß EEG hoch waren, gab es keinen Anreiz, den selbst erzeugten Strom auch selbst zu nutzen. Das hat sich geändert. In den letzten Jahren ist nicht nur der Vergütungssatz drastisch gesunken, sondern auch der Preis für Haushaltsstrom gestiegen. Es lohnt sich, möglichst viel selbst erzeugten PV-Strom zu nutzen. Mithilfe von Heimspeichern kann der Eigenverbrauchsanteil auf 60 bis 70 Prozent gesteigert werden. Zusätzlich kann der Eigenverbrauchsanteil mit der Anschaffung eines Elektroautos erhöht werden (vgl. *Agora Energiewende* 2016). In den nächsten Jahren ist bei den stationären Speichern und bei der Elektromobilität mit einem dynamischen Wachstum zu rechnen. Dies ist spätestens dann zu erwarten, wenn die ersten EEG-geförderten Anlagen in größerer Zahl aus der 20-jährigen Garantiezeit für die anfangs hohen Einspeisevergütungen herausfallen; das ist ab dem Jahr 2025 der Fall.

Prosuming mit einem hohen Anreiz für Eigenverbrauch passt gut zum skizzierten zellularen Ansatz, weil so die Erzeugung und die Nachfrage bereits unmittelbar im Haushalt oder mittelbar in lokalen Regelkreisen ausbalanciert werden können. Dennoch ist das *Prosuming* energiewirtschaftlich nicht unproblematisch. Für eigenverbrauchten Strom benötigen die Prosumer nicht einmal das öffentliche Verteilnetz. Zwar sind sie in aller Regel weiterhin am öffentlichen Stromnetz angeschlossen, doch beziehen sie daraus nur noch einen Bruchteil ihres benötigten Stroms. Damit beteiligen sich die Prosumer auch nur noch zu einem Bruchteil an den Umlagekosten des Stromsystems insgesamt. Sie zahlen nicht nur weniger Netzentgelte, sondern auch weniger Stromsteuer und vor allem weniger EEG-, Kraft-Wärme-Kopplung- und Offshore-Umlage. Die Steuer- und Umlagebestandteile machen ungefähr vier Fünftel des Strompreises aus; entsprechend hoch sind die Einnahmeausfälle für die Finanzierung der Gemeinlasten im Stromsystem. Ein hoher Prosuminganteil bedeutet unter den aktuellen Bedingungen

der Strompreisbildung eine Entsolidarisierung in der weitgehend gemeinschaftlichen Finanzierung der Stromnetzinfrastruktur.

Ein zweiter kritischer Punkt besteht – energiewirtschaftlich betrachtet – in der wahrscheinlich suboptimalen Auslegung der PV-Anlage selbst. Sie wird üblicherweise in der Größe und geografischen Lage so ausgelegt, dass sie mit minimalen Investitionskosten den höchstmöglichen Eigenverbrauch erlaubt. Ob diese Auslegung die vorhandenen Dachflächen voll ausnutzt und damit die Strahlungsenergie optimal verwertet, ist unwichtig. Im volkswirtschaftlichen Interesse liegt jedoch genau das. Angesichts begrenzter Flächen sollten die Einzel-PV-Anlagen nicht kleiner ausfallen als möglich. Auch ist eine systemdienliche Einspeisung volkswirtschaftlich sinnvoll, also eine Einspeisung von PV-Strom zu Zeiten, wenn die Nachfrage hoch ist.

Die Wirkungen eines zunehmenden *Prosumings* sind also ambivalent. Auf der einen Seite entlastet jede selbst genutzte Kilowattstunde die Netze; ein Ausbau und eine aufwändige Ertüchtigung des bisher auf unidirektionale Stromflüsse ausgelegten Stromnetzes kann vermieden werden. Auf der anderen Seite wirkt ein unreguliertes Prosuming unter den Bedingungen der derzeitigen Steuer- und Umlagesätze für jede aus dem Stromnetz bezogene Kilowattstunde entsolidarisierend und ist energiewirtschaftlich nicht systemdienlich. Die sozialpolitischen Risiken sind enorm. Finanziell gutgestellte Eigenheimbesitzer können sich einer gemeinschaftlichen Finanzierung wichtiger Infrastrukturaufgaben entziehen. Dies würde sich im Fall einer Anschaffung eines E-Autos noch einmal verstärken, weil dann zusätzlich die bisher fälligen Mineralölsteuern nicht mehr gezahlt werden müssten. Dieser Effekt betrifft nicht nur Privathaushalte, auch gewerbliche *Prosumer* können sich aus der Umlagefinanzierung von Energieinfrastrukturen verabschieden, wenn sie auf eigenen Flächen EE-Anlagen installieren, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Das passiert bereits heute in großem Umfang und wird zunehmen, je günstiger die Erzeugungsanlagen werden bzw. je höher der Strompreis steigt.

3.2 Partizipation und Infrastruktur

Bis 2050 sollen 80 bis 95 Prozent der CO₂-Emissionen in Deutschland im Vergleich zum Jahr 1990 eingespart werden. Das geht nur mit einem massiven Ausbau der EE, dramatischen Effizienzsteigerungen und durch eine Elektrifizierung der bisher fossil befeuerten Verkehrs- und Wärmesektoren. Vor diesem Hintergrund gehen alle Zukunftsprojektionen davon aus, dass vor allem Solar- und Windenergieanlagen in erheblichem Umfang zusätzlich errichtet werden müssen. Allein die Sektorkopplung wird zu einem zusätzlichen Bedarf von elektrischer Energie führen (vgl. *Quaschnig* 2016; *Ausfelder et al.* 2017). Auf der einen Seite wächst der Flächenbedarf enorm, Nutzungskonflikte sind unvermeidbar. Der weitere Neu- und Ausbau von EE-Anlagen und ebenso eine zusätzliche Netzinfrastruktur betreffen eine zunehmende Zahl von Bürgerinnen und Bürgern. Dezentrale Erzeugungsanlagen und neue Übertragungsstrassen brauchen Raum, sie geraten verstärkt in eine Nutzungskonkurrenz mit Siedlungsansprüchen und Naturschutzbelangen. Sie prägen mehr und mehr Landschaften. Grob geschätzt ist damit zu rechnen, dass zwei Prozent der gesamten Flächen der Bundesrepublik Deutschland mit EE-Anlagen belegt werden. Auf der anderen Seite erlaubt der Ausbau von Solar- und Windparks eine bisher nicht gekannte regionale energiewirtschaftliche Wertschöpfung (*IÖW* 2010). Nicht nur die Erzeugung von Strom und die Umsetzung lokaler

Vorhaben zur Sektorkopplung bieten für lokale Akteure neue Geschäftsfelder. Auch neue Energiedienstleistungen insbesondere in *Smart Grids* eröffnen Chancen mit einer auf Dauer stabilen Nachfrage. Sicher sind diese regionalwirtschaftlichen Optionen allerdings nicht, denn es ist keineswegs ausgeschlossen, dass externe Investoren auftreten und den Bürgerinnen und Bürgern lediglich Standarddienstleistungen verkaufen.

Weil ein dezentrales – und zunehmend intersektoral verknüpftes – erneuerbares Energiesystem nicht nur viel Platz braucht und damit auch viel sichtbarer ist, sondern auch verstärkt in die Lebenswelten der Bürgerinnen und Bürger eindringt, bedarf es einer frühen und umfassenden Partizipation. Bisher ist die Zustimmung zur Energiewende hoch, auch ist die Bereitschaft zum Klimaschutz bei vielen Bürgerinnen und Bürgern vorhanden (vgl. *Mautz* 2014). Allerdings steigt oft die Skepsis, sobald Windparks oder Stromtrassen in unmittelbarer Wohnortnähe errichtet oder ausgebaut werden sollen. Die lokale Akzeptanz von Bauprojekten endet oft dann, wenn eigene Interessen als möglicherweise beeinträchtigt empfunden werden. Die Haltung des „not in my backyard“ ist dort verbreitet, wo Lärmbelästigungen, eine Verschandelung der Landschaft und damit ein drohender Wertverlust der eigenen Immobilie erwartet werden. Da nützen auch die obligatorischen Informationsveranstaltungen und die formalisierten Bürgeranhörungen wenig, zumal diese dem „Beteiligungsparadox“ unterliegen (*Kamla-ge/Nanz/Fleischer* 2014). Damit ist gemeint, dass „... die Betroffenheit und entsprechend das Interesse der Bürgerschaft dann am höchsten ist, wenn es nur noch geringe Mitwirkungsmöglichkeiten gibt“ (*ebenda*, S. 202). Das ist beim Trassenbau besonders ausgeprägt, wo auf Bundesebene darüber entschieden wird, ob eine Trasse gebaut werden soll, während auf der regionalen und lokalen Ebene nur noch Details der Trassenführung zur Diskussion stehen.

Neben neuen Formen der politischen Mitwirkung, die dieses Dilemma zu überwinden versucht, und einer höheren Wertschätzung informeller Beteiligungsformen könnte ein Ausweg darin bestehen, den betroffenen Kommunen und konkret auch den besonders betroffenen Bürgerinnen und Bürgern eine Kompensation anzubieten. Darum soll es im Folgenden gehen.

Beim Aus- und Neubau von Übertragungsleitungen sind seit 2011 „Ausgleichszahlungen“ möglich. Die Ergebnisse sind jedoch gemischt; neben rechtlichen Unsicherheiten besteht die Gefahr, dass schon die Ankündigung von möglichen Kompensationszahlungen an betroffene Gemeinden von engagierten Bürgerinitiativen als „Bestechungsversuche“ bewertet werden (vgl. *Brendler et al.* 2017). Eine alternative Vergünstigung für betroffene Anrainer könnte in einer „materiellen Partizipation“ liegen, beispielsweise durch vergünstigte Energiepreise oder durch die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung an Netzinfrastruktur oder EE-Anlagen. Dezentrale Projekte bieten dafür gute Chancen (siehe *100-prozent-erneuerbar-stiftung* 2014; *Kahla* 2014). Diese Idee liegt auch dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz des Landes Mecklenburg-Vorpommern zugrunde, das Windenergie-Investoren in dem windreichen Bundesland zur Auflage macht, mindestens 20 Prozent der Gesellschaftsanteile den Gemeinden und Bürgern an den Windparkstandorten anzubieten (näher: *Gotchev* 2016, S. 17ff.).

Die materielle Partizipation an der Energiewende findet seit dem 100.000-Dächer-Programm von 1999 und infolge der anfangs hoch attraktiven Einspeisevergütungen insbesondere für PV-Strom bereits seit Jahren statt. Auch haben sich insbesondere in den Jahren 2012 bis 2015 viele Bürgerenergiegenossenschaften gegründet, von denen vor allem im ländlichen Raum Windparks und Biogasanlagen errichtet wurden. Die Bürger-

energie hat vor allem von der Planungssicherheit des EEG profitiert (vgl. *trendresearch/Leuphana Universität Lüneburg* 2013). Auch gab es eine Fülle von Beteiligungsoptionen für zahlungskräftige Kunden vor allem auf dem Grauen Finanzmarkt.²

4. Governance der Energiewende

Das konventionelle fossile Stromsystem und eine auf EE beruhende postfossile Stromwirtschaft sind nicht kompatibel. Weder im Marktdesign noch in der Netzinfrastruktur passen sie zusammen. Der damit verbundene Konflikt prägt die energiepolitische Diskussion auf allen Ebenen, wie Hermann Scheer, einer der Protagonisten der EE und als Bundestagsabgeordneter eine treibende Kraft bei der Durchsetzung des EEG, schon vor einigen Jahren pointiert formulierte: „Der Wechsel zu erneuerbaren Energien ist also unweigerlich ein Konflikt zwischen zwei unterschiedlich funktionierenden Energiesystemen. Erneuerbare Energien erfordern andere Techniken, Anwendungen, Standorte, Infrastrukturen, Kalkulationen, industrielle Schwerpunkte, Unternehmensformen, Eigentumsverhältnisse und vor allem andere rechtliche Rahmenbedingungen!“ (Scheer 2012, S. 63).

Zu diesen rechtlichen Rahmenbedingungen gehören unterschiedliche Regulierungsbereiche, darunter der Einspeisevorrang der EE, wie er als Grundsatz im EEG festgelegt wurde, und eine klimapolitische Festlegung einer umfassenden Dekarbonisierung, die in einem noch zu beschließenden Klimaschutzgesetz mit entsprechenden Sektorzielen und zeitlichen Etappenzielen zu präzisieren ist. Verschiedene Reformvorschläge werden aktuell vor allem vor dem Hintergrund der voraussichtlich verfehlten Klimaschutzziele diskutiert. So wird beispielsweise vorgeschlagen, die steuerliche Behandlung der verschiedenen Energieformen dahingehend zu entwickeln, dass an die Stelle einer Besteuerung von Energieerzeugung die Besteuerung von Schadstoffemissionen tritt (vgl. jüngst: *Edenhofer* 2018). Die wissenschaftliche Diskussion über den Komplex der *carbon taxes* ist bereits älter (vgl. im Überblick: *Baranzini et al.* 2000). So scheint es sinnvoll zu sein, statt der Stromsteuer eine Emissionsabgabe zu erheben. Eine Schlüsselrolle spielt die Bepreisung von Klimagasen, entweder in der Form von handelbaren Emissionszertifikaten, einer Klimagassteuer oder eines Mindestpreises für klimaschädliche Emissionen bzw. einer Kombination dieser unterschiedlichen Instrumente. Der Preis für klimaschädliche Emissionen ist jedoch zu ergänzen durch eine Internalisierung der Kosten auch anderer Schadstoffemissionen wie gesundheitsgefährdende Stoffe sowie der Langfristbelastung der Abfallbeseitigung oder -lagerung.

Eine solche Umstellung von Steuern und Abgaben bei der Stromproduktion würde zum einen die derzeitige – wenn auch labile und mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbundene – Koexistenz von fossilem und postfossilem Stromsystem in kurzer Zeit zugunsten der EE beenden. Mit der konsequenten Umstellung würde ein „*Phasing-out*“ der fossilen Kraftwerke und im Übrigen auch der Verbrennungsmotortechnik im Verkehr sowie der fossil befeuerten Gebäudeheizungen beschleunigt. Zugleich würden Innovationsimpulse vor allem bei Smart-Grid-Architekturen, beim energetischen Bauen bzw. Sanieren und nicht zuletzt in der Elektromobilität gesetzt. Der bisher gebremste Strukturwandel würde an Dynamik gewinnen und dabei auch erhebliche Auswirkungen auf die Beschäftigungsstrukturen nicht nur in der Energiebranche haben.³

Zum zweiten würde ein steuerlicher Mechanismus installiert, der mittel- und langfristig zu sinkenden bzw. versiegenden Einnahmen für die öffentlichen Kassen führt. Das

ist steuersystematisch eine Schwierigkeit und zwingt zu haushaltspolitischen Strukturformen.

Und zum dritten bedarf es einer konsensualen Übereinkunft darüber, wie welche Schäden zu bewerten sind. Eine monetäre Eingruppierung von verschiedenen Schadstoffklassen und der Langfristkosten ihrer Verwendung ist wissenschaftlich kaum zu leisten; zu unterschiedlich sind die Annahmen und die verwendeten Mess- und Schätzmethoden. Die betroffenen Interessengruppen werden alles versuchen, Einfluss darauf zu nehmen. Die Erfahrungen mit gezielten Lobbykampagnen bei der Einführung der Ökosteuer durch die rot-grüne Bundesregierung in den Jahren 1999 und 2000 zeigen dies (vgl. Reiche/Krebs 1999). Auch war die Ausgabe von Verschmutzungsrechten im Zuge der Einführung des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) ein lehrreiches Beispiel dafür, wie anfällig solche Prozesse für die Definition von Schadenseffekten sind. Die Geschichte des ETS und die internationalen Erfahrungen mit dem Instrument der CO₂-Steuer legen es nahe, auf Mindestpreise bei Schadstoffemissionen zu beharren (vgl. Baranzini et al. 2000). Bei der Bestimmung ihrer Höhe kann wissenschaftliche Expertise helfen, die tatsächliche Festlegung muss das „Primat der Politik“ leisten.

Schließlich ist neben der Umsteuerung bei der Steuer- und Abgabenbelastung zugunsten der EE die Regulierung des Stromnetzes entscheidend für den Erfolg der Energiewende. Derzeit unterhalten und bewirtschaften private (oder in kommunalem Besitz befindliche) Netzbetreiber das Stromnetz auf Grundlage öffentlicher Konzessionsvergaben und erhalten dafür eine gesetzlich garantierte Vergütung. Da es sich beim Stromnetz um ein natürliches Monopol handelt, spricht vieles dafür, es im öffentlichen Besitz zu halten und seine Nutzungstarife wie auch die Instandhaltung und den Ausbau transparent zu machen und im Sinne der Ziele der Energiewende streng zu kontrollieren. Für die Integration von dezentralen EE-Anlagen sind vor allem die Nieder- und Mittelspannungsnetze von Bedeutung; fast alle PV-Anlagen beispielsweise sind an den lokalen Niederspannungsnetzen angeschlossen. Angesichts des dezentralen Charakters der EE-Anlagen – mit der Ausnahme der Offshore-Windparks – sind lokale Infrastrukturprojekte der Schlüssel für die vielfach beschworene Sektorkopplung (vgl. *acatech* et al. 2017). Das Leitbild der zellularen Netzorganisation unterstützt dabei eine breite – auch materielle – Partizipation. So eröffnen *Smart Grids* Chancen für die Systemintegration von Elektroautos (vgl. *Kriener/Simons* 2017). Die informationstechnischen Voraussetzungen sind eigentlich schon da, wenngleich der notwendige Schub für innovative Dienstleistungen bisher ausgeblieben ist. Die herrschenden Rahmenbedingungen verstellen eine breite Umsetzung.

5. Fazit und Aussichten

Die Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende ist anspruchsvoll und erfordert politischen Mut. Die infrastrukturelle Umsetzung ist dabei geprägt von den Besonderheiten fluktuierend einspeisender Windenergie- und Solaranlagen, die bei einem steigenden Anteil mehr Flexibilitätsoptionen erfordern, um eine höhere Volatilität zu vermeiden. Dazu gehören neben Kurz- und Langzeitspeichern auch das Demand-side-Management bis hin zu temporärem Stromverzicht gewerblicher und privater Verbraucher. So grundlegend die Transformation des Energiesystems auch ist, folgt die Entwicklungsdynamik der Energiewende mit dem Ziel der fast vollständigen Dekarbonisierung

und einer Verdoppelung der Energieeffizienz bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts nicht den Vorgaben von Schocks. Es handelt sich im Gegensatz zum Atomausstiegsbeschluss der Bundesregierung vom Frühjahr 2011 nach dem Fukushima-Desaster um einen langfristig und mit realistischen Etappenzielen versehenen Transformationsprozess (siehe zum „post-Fukushima-Schock“: Tosun et al. 2015). Die Gefahr, größere Teile der Bevölkerung „nicht mitzunehmen“, kann verringert werden, wenn zum einen die verbreitete Bereitschaft, „Teil der Energiewende“ sein zu wollen, energiepolitisch aufgegriffen wird. Zum anderen ist eine regulative Öffnung der traditionell getrennten und zudem rechtlich und über technische Normen hochgradig geschützten Energiesektoren – mindestens mit zeitlich und räumlich begrenzten Ausnahmegenehmigungen – nötig, um sowohl technische als auch soziale Innovationen zu ermöglichen.

Der typische dezentrale Charakter der EE und damit ihr erhöhter Flächenbedarf, die Versuchung des Eigenverbrauchs mit der Gefahr einer Entsolidarisierung in der bisher umlagebasierten Netzfinanzierung und die anstehende Elektrifizierung der bisher separierten Sektoren Wärme und Verkehr erfordern eine umfassende Reform der rechtlichen und regulativen Rahmenbedingungen. Die Elemente einer breit angelegten Bürgerbeteiligung reichen vom „systemdienlichen *Prosuming*“ über das verstärkte Engagement kommunaler Unternehmen bis zur „materiellen Partizipation“ von Kommunen und Anwohnern von EE-Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen. Dazu gehört aber auch, dass nicht nur Eigenheimbesitzer eine Chance zum *Prosuming* erhalten. Ebenso müssen Mieterinnen und Mieter in den Genuss von „selbst geerntetem“ günstigem Strom kommen können. Mieterstromprojekte bieten diese Option. Das Mieterstromgesetz vom Sommer 2017 gibt zwar nunmehr Rechtssicherheit für Eigentümer und Wohnungsbaugesellschaften, allerdings ist der bürokratische Aufwand für Mieterstrommodelle hoch und es bestehen weiterhin steuerrechtliche Risiken. Schließlich ist das Betätigungsfeld auf das eigene Gebäude bzw. Grundstück beschränkt, damit werden Optimierungsoptionen (beispielsweise durch die Installation von PV-Modulen auf benachbarten Gewerbegebäuden) verschenkt (vgl. Behr 2017).

Schon jetzt wird deutlich, wie ambivalent das *Prosuming* sein kann, zumal der Anreiz zum Eigenverbrauch mit sinkenden Speicherkosten und einer zu erwartenden Zunahme der Elektromobilität wächst. Ein Ausweg aus dieser Ambivalenz kann zum einen in einem Strompreisdesign liegen, das es erlaubt, sich als Prosumer systemdienlich zu verhalten. Das Grundprinzip eines solchen Designs ist die Preisspreizung. Dieses Prinzip ist relevant für alle Flexibilitätsoptionen jenseits des Netzausbaus, es taucht in verschiedenen Konzepten und Studien seit Jahren auf (z.B. bei Matthes 2014 und jüngst auch: DENA 2017). Der Preis für ins Netz eingespeisten Strom muss bei starker Nachfrage so hoch sein können, dass sich eine Investition in eine größere Erzeugungsanlage als für den Eigenverbrauch optimal und sogar ein temporärer Verzicht auf Eigenverbrauch lohnt. Zum anderen bedarf es einer Anpassung des Steuer- und Umlageeinzugs, die eine Entsolidarisierung erschwert. Das würde bedeuten, dass jeder *Prosuming*-Haushalt und auch jeder gewerbliche *Prosumer* einen „Solidarbeitrag“ für jede eigenverbrauchte Stromeinheit zu zahlen hat. Dieser Betrag darf nicht prohibitiv hoch sein, weil er dann Investitionen in EE-Anlagen abwürgen würde. Außerdem müssen alle Prosumer für einen obligatorischen Netzanschluss relativ unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch – ähnlich wie bei einer Versicherung relativ unabhängig vom Schadensfall – eine jährliche Gebühr zahlen. Diese Gebühr darf ebenfalls nicht zu hoch sein, weil sie ansonsten zu wenig Anreiz für einen netzentlastenden Eigenverbrauch bietet.

Die Ausgestaltung des Strompreismarktes und die Höhe der obligatorischen Netzanschlussversicherung erfordern eine präzise und zugleich flexible Governancestruktur. Dafür sind die Voraussetzungen noch zu schaffen. Erste Voraussetzung ist eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes sowie des EEG. Zweite Voraussetzung ist eine institutionelle Verankerung des Monitorings und der Überwachung. Ob beispielsweise die Bundesnetzagentur oder eine neu zu schaffende nachgeordnete Behörde des Bundes dazu in der Lage ist, ist keineswegs sicher. Die entscheidende Frage ist, wie die fachlichen Kenntnisse in dem volatilen Prosumingsfeld für eine schlanke, aber wirkungsvolle Regulierung gesichert und wie notwendige Anpassungen schnell geleistet werden können.⁴

Solange insgesamt die rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen für die postfossile Energielandschaft fehlen, ist es sinnvoll (und vielleicht sogar die einzige realistische Option, aus der Forschungs- und Entwicklungswelt in die Realität zu kommen), in Reallaboren technische und soziale Innovationen zu testen. Dies kann und sollte in „experimentellen Settings“ unter realen Nutzungsbedingungen passieren, dabei können alle Beteiligten nicht nur viel lernen. Es können mithilfe einer wissenschaftlichen Begleitung ebenso die notwendigen Änderungen und Anpassungen für das Funktionieren einer Sektorkopplung identifiziert werden. Dann wäre das technische und gesellschaftliche Reallabor zugleich ein „regulatorischer Experimentalraum“, der Aussagen über die Gestaltung der förderlichen Rahmenbedingungen für das künftige 100-Prozent-EE-System erlaubt (vgl. *Canzler/Knie* 2018, S. 131ff.)

Resümierend ist festzuhalten, dass trotz aller berechtigten aktuellen Kritik an der „Handlungslücke“ in der Klimapolitik der Bundesregierung (vgl. *Schaffhausen* 2018) und der offensichtlichen Defizite in der Dekarbonisierung der Wärme- und Verkehrssektoren wichtige und kaum umkehrbare Schritte in der Stromwende bereits gemacht sind. Um eine breite und dauerhafte Akzeptanz für die Energiewende und ihre infrastrukturelle Umsetzung zu erhalten, ist die Partizipation als Teilhabe an dem dezentralen EE-System von morgen zentral. Das schließt ihre Infrastruktur mit ein, denn bei den postfossilen Energien ist nicht wie früher der Brennstoff die kritische Größe. Die Sonne schickt keine Rechnung. Es sind vielmehr ihre Erzeugung, Verteilung und zunehmend ihre Speicherung. Sie wird hochgradig verteilt sein und auf vielen Schultern lasten. Deshalb wollen mehr Bürgerinnen und Bürger mitentscheiden und durch Eigentumstitel und die eigenen Energiekosten reduzierenden Direktverbrauch von dezentral erzeugtem Strom wie beim Mieterstrommodell auch materiell an der Energiewende teilhaben.

Anmerkungen

- 1 Physikalisch gibt es einen „Energieverbrauch“ nicht, sondern lediglich eine „Energieumwandlung“. Energie „verschwindet nicht“ in einem geschlossenen System. Dennoch ist mit Rücksicht auf den verbreiteten umgangssprachlichen Usus im Folgenden immer wieder von „Energieverbrauch“ im Sinne von „Energienutzung“ die Rede.
- 2 Nach den beiden letzten EEG-Novellen sind die Bedingungen für Bürgerenergiegenossenschaften schwieriger geworden, auch haben empirische Arbeiten zur Organisationsdynamik und zur Sozialstruktur ihrer Mitgliedschaft gezeigt, dass es einen unübersehbaren „Bildungsbürger-Bias“ gibt. Eine breite soziale Basis wird entgegen den Intentionen von den Bürgerenergieinitiativen oft nicht erreicht, so sind die Partizipationseffekte insgesamt durchaus widersprüchlich (vgl. *Radtke* 2016).
- 3 Die Arbeitsmarkt- und insgesamt die Beschäftigungswirkungen der Energiewende sind gerade in den von fossilen Energien geprägten Bundesländern wie NRW, Sachsen und Brandenburg ein sensibles

Thema, denn mit dem Kohleausstieg fallen gut bezahlte Arbeitsplätze in Traditionsunternehmen mit hohen gewerkschaftlichen Organisationsgraden weg. Demgegenüber entsteht zwar eine große Zahl neuer Arbeitsplätze in EE-Unternehmen, diese sind jedoch oft an anderen Standorten und zudem mit anderen Qualifikationsanforderungen verbunden (vgl. *DIW et al.* 2015).

- 4 Die Governance des *Prosumings* darf nicht die Komplexität des EEGs erhalten, gleichzeitig muss sie so offen für technische Innovationen sein, dass sie vor allem digital gestützte Dienstleistungen Dritter nicht verhindert. Das ist viel verlangt, da die Innovationen gerade in der Sektorkopplung erst noch kommen (vgl. *Elsner/Sauer* 2015; *Quaschnig* 2016).

Literatur und Referenzen

- 100-prozent-erneuerbar-stiftung*, 2014: Dezentrale Strukturen in der Energiewende, Ein White Paper der 100 prozent-erneuerbar-stiftung, Berlin, http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/05/White-Paper-Dezentrale-Strukturen-in-der-Energiewende_100pes.pdf
- acatech/Leopoldina/Akademienunion*, 2017: Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Stellungnahme des Akademienprojekts „Energiesystem der Zukunft“, Berlin, https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/pdf/ESYS/_Stellungnahme_Sektorkopplung.pdf
- Agora Energiewende*, 2016: Eigenversorgung aus Solaranlagen, Berlin, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf
- Agora Energiewende*, 2018: Die Energiewende im Stromsektor. Zum Stand der Dinge, Berlin, <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/466/Die+Energiewende+im+Stromsektor%3A+Stand+der+Dinge+2017/>
- Ausfelder, Florian et al.*, 2017: Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesystem der Zukunft von acatech und Leopoldina), München.
- Baranzini, Andrea/Goldemberg, Jose/Speck, Stefan*, 2000: A future of carbon taxes, in: *Ecological Economics*, Vol. 32, p. 395-412.
- Behr, Iris*, 2017: Mieterstrom als Beitrag zur kommunalen Energiewende. In: *Kemmerzell, Jörg/Knodt, Michele/Tews, Anne* (Hg.): *Städte und Energiepolitik im europäischen Mehrebenensystem*, Baden-Baden: Nomos, S. 199-217.
- Brendler, Viktoria/Große Gehling, Juliette/Umansky, Dimitrij*, 2017: Ausgleichszahlungen an Standortgemeinden – ein geeignetes Verhandlungsinstrument für den Netzausbau? in: *dms – der moderne Staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management*, 10. Jg., Heft 1/2017, S. 117-131.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, 2018. Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende, vom 27.6.2018 Berlin, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=14
- Bundesnetzagentur*, 2014: Netzentwicklungsplan, Bonn/Berlin 2015, <https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2024/nep-ub/de.html>
- Bundesregierung*, 2016: Klimaschutzplan 2050, Berlin 2016, http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Canzler, Weert/Gailing, Ludger/Grundmann, Philipp/Schill, Wolf-Peter/Uhrlandt Dirk und Tilmann Rave*, 2016: Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten, in: *DIW-Vierteljahresshette*, 85 Jg., Heft 4, S. 127-145
- Canzler, Weert/Knie, Andreas*, 2013: *Schlaue Netze. Wie die Energie- und Verkehrswende gelingt*, München: oekom
- Canzler, Weert/Knie, Andreas*, 2017: Mobilität: Der Veränderungsdruck ist dramatisch, in: *Heinrich Böll-Stiftung* (Hg): *Wirtschaft im Zukunftsscheck. So gelingt die grüne Transformation*, München: oekom, S. 153-170

- Canzler, Weert/Knie, Andreas*, 2018: Taumelnde Giganten. Gelingt der Autoindustrie die Neuerfindung? München: oekom
- 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
- Dena*, 2017: dena-Netzflexstudie, Berlin, https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9192_dena-Factsheet_dena-Netzflexstudie.pdf
- DIW et al.* 2015, Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen, Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, Juni 2015, bearbeitet v. Ulrike Lehr, Philip Ulrich, Christian Lutz, Ines Thobe, Dietmar Edler, Marlene O'Sullivan, Sonja Simon, Tobias Naegler, Uwe Pfenning, Frank Peter, Fabian Sakowski, Peter Bickel, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.510565.de/diwkompakt_2015-101.pdf
- Edenhofer, Ottmar*, 2018: Klima, Kohle, Kapital: Ökonomische Hebel in der internationalen Klimapolitik, in: Aus Politik und Zeitgeschichte, Heft 21-23.
- Elsner, Peter/Sauer, Dirk Uwe*, 2015: Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München, http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Steckbrief_Energiespeicher.pdf
- Elsner, Peter et al.*, 2015: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft von acatech und Leopoldina), München
- Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“*, 2011: Deutschlands Energiewende. Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Berlin, <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2011/05/2011-05-30-bericht-ethikkommission.htm> (1.3.2017); Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050, Berlin 2016. www.bmub.bund.de/leadadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Fouquet, Roger*, 2016: Path dependence in energy systems and economic development, in: Nature Energy, 1, doi:10.1038/nenergy.2016.98
- Fraunhofer ISE*, 2018: Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Freiburg i. Br. (März 2018), https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Geels, Frank*, 2002: Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: A multi-level perspective and a case-study. Res. Policy 2002, 31, 1257-1274
- Gotchev, Boris*, 2016: Bundesländer als Motor einer bürgernahen Energiewende? Stand und Perspektiven wirtschaftlicher Bürgerbeteiligung bei Windenergie an Land, IASS working paper, Potsdam, https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/wp_dez2016_de_bundeslaender_als_motor_buergernaher_energiewende.pdf
- Hirschl, Bernd*, 2008: Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level-Policy-Analyse mit Fokus auf dem deutschen Strommarkt, Wiesbaden: VS Research
- Hughes, Thomas P.*, 1983: Networks of Power, Baltimore: Johns Hopkins University Press
- IEA (International Energy Agency)*, Energy Outlook 2016, Paris 2016 (eine Zusammenfassung auch online: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2016SUM.pdf>. 2.3.2017)
- IÖW*, 2010: Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien, IÖW-Schriftenreihe 196/10, Berlin, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/IOEW_SR_196_Kommunale_Wertschoepfung_durch_Erneuerbare_Energien.pdf
- IW/EWI (Institut der deutschen Wirtschaft/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln)* 2014: Erzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potenziale, Trends (Gutachten im Auftrag des BDEW), Köln, <https://www.ewi.research-scenarios.de/de/publikationen/>

- Kahla, Franziska*, 2014: Erfolgsfaktoren von Bürgerbeteiligungsmodellen im Bereich Erneuerbare Energien, in: Heinrich Degenhart/ Tomas Schomerus (Hrsg.), Recht und Finanzierung von Erneuerbaren Energien: Bürgerbeteiligungsmodelle, Lüneburger Schriften zum Wirtschaftsrecht Bd. 27, Baden-Baden 2014, S. 83-98
- Kamlage, Jan-Hendrik/Nanz, Patrizia/Fleischer, Björn*, 2014: Bürgerbeteiligung und Energiewende: Dialogorientierte Bürgerbeteiligung im Netzausbau, in: 4. Jahrbuch Nachhaltige Ökonomie, hrsg. von Rogall, Holger et al., Marburg: Metropolis Verlag, S. 195-216
- Krause, Florentin/Bossel, Hartmut/Müller-Reißmann, Karl-Friedrich*, 1981: Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, Freiburg: Eigendruck
- Kriener, Manfred/ Simons, Kristina*, 2017: Driving the Energy Transition: wie Elektroauto die Energiewende unterstützen kann, Studie im Auftrag des WWF, Berlin, https://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/170306_WWF_Lichtblick_Report_E-Mobilitaet_WEB.pdf
- Matthes, Felix*, 2014: Das Strommarktdesign der Energiewende: Ausgangspunkte, Langfristziele und Transformationsstrategien, in: Käster, Thomas/Rentz, Henning (Hg.): Handbuch Energiewende, Essen, S. 561-575
- Mautz, Rüdiger*, 2014: Klimawandel und der Beitrag der Bürgerinnen und Bürger zur Transformation des Energiesystems, in: Stefan Bösch/Bernhard Gill/Cordula Kropp/Katrin Vogel (Hrsg.), Klima von unten. Regionale Governance und gesellschaftlicher Wandel, Frankfurt/New York 2014, S. 153-171
- Morris, Craig/Jungjohann, Arne*, 2016: Energy Democracy. Germany's ENERGIEWENDE to Renewables, Palgrave Macmillan
- Nykvist, Björn/Nilsson, Mans*, 2015: Mans, Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles, in: Nature Climate Change 5, p. 329-332, <http://www.nature.com/nclimate/journal/v5/n4/full/nclimate2564.html>
- Prätorius, Barbara*, 2017: Energiewende: Marathon auf schwierigem Parcours, in: Heinrich Böll-Stiftung (Hg.): Wirtschaft im Zukunfts-Check, München, S. 107-125
- Quaschnig, Volker*, 2016: Sektorkopplung durch die Energiewende, online: <http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf>
- Radkau, Joachim*, 2011: Die Ära der Ökologie. Eine Weltgeschichte, München: C.H. Beck
- Radtke, Jörg*, 2016: Bürgerenergie in Deutschland, Wiesbaden: Springer Fachmedien
- Reiche, Danyel/Krebs, Carsten*, 1999: Der Einstieg in die ökologische Steuerreform: Aufstieg, Restriktionen und Durchsetzung eines umweltpolitischen Themas, Biel-Benken: Peter Lang
- Rosenkranz, Gerd*, 2014: Energiewende 2.0. Aus der Nische zum Mainstream, hrsgg. von der Heinrich-Böll Stiftung Berlin, Bd. 36 der Reihe Ökologie, https://www.boell.de/sites/default/files/energiewende2.0_1.pdf
- Santarius, Tilman*, 2012: Der Rebound-Effekt, Impulse zur WachstumsWende 5/2012, online: epub.wupperinst.org/files/4219/ImpW5.pdf
- Schaffhausen, Franzjosef*, 2018: Vom Vorreiter zum Nachzügler – zum Niedergang der deutschen Klimapolitik, in: BACKGROUND, Tagesspiegel-Blog Energie & Klima v. 30.1.2018
- Scheer, Hermann*, 2012: 100 Prozent jetzt! Der energetische Imperativ: wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist, München: Verlag Antje Kunstmann
- Schwedes, Oliver*, 2018: Steuerungsdefizite im Politikfeld Verkehr: Das Beispiel Elektroverkehr, in: dms – der moderne Staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, 11. Jg., Heft 1/2018, S. 79-95 <https://doi.org/10.3224/dms.v11i1.10>
- Sinn, Hans-Werner*, 2017: Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution, in: European Economic Review 99, 130-150, <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2017.05.007>
- Tosun, Jale/Fleig/Andreas/Debus, Marc*, 2015: Bürger, Parteien und die Energiewende: Eine Analyse am Beispiel des hessischen Energiegipfels, in: dms – der moderne Staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, 8. Jg., Heft 1/2015, S. 153-171
- trend:research/Leuphana Universität Lüneburg*, 2013: Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Studie im Auftrag der Initiative «Die Wende – Energie in Bürgerhand» und der Agentur für Erneuerbare Energien, Bremen/Lüneburg,

http://www.die-buergerenergie-wende.de/wp-content/uploads/2013/10/definition-und-marktanalyse-von-buergerenergie-in-deutschland_akt_2.pdf

Umweltbundesamt, 2016 (UBA), Hrsg.: Übersicht zur Entwicklung der energie-bedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990-2014. Dessau

VDE, 2015: Der zellulare Ansatz, Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main (eine Kurzfassung in der Pressemitteilung online:

<https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/38-15>)

Zerrahn, Alexander/Schill, Wolf-Peter/Kemfert, Claudia, 2018: On the economics of electrical storage of variable renewable energy sources, in: *European Economic Review*, doi: 10.1016/j.eurocorev.2018.07.004

Anschrift des Autors:

Dr. habil. Weert Canzler, Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB), Reichpietschufer 50, 10785 Berlin

E-Mail: weert.canzler@wzb.eu