

GOVERNANCE UND GESCHÄFTSMODELLE FÜR DIE TRANSFORMATION: 11 THESEN ZUR ENERGIEWENDE

*AutorInnen: Jahel Mielke, Hendrik Zimmermann, Verena Wolf, Hannah Vermaßen,
Nane Retzlaff, Jan Burck, Christoph Bals*

September 2016

Thesenpapier im Rahmen des Projektes:
Investitionsschub durch die deutsche
Energiewende in Zeiten der Finanz- und
Wirtschaftskrise

Ein Projekt von:



Gefördert von:



INHALT

Einleitung.....	3
Thesen-Überblick.....	5
Klimaschutz und Green Finance – die Rolle institutioneller Investoren im Übergang zu einer emissionsarmen Wirtschaft in Europa	7
Digitalisierung der Energiewende – die Rolle von Informations- und Kommunikationstechnologien bei der Transformation der Energiesysteme	15
Neue Kooperationen für das Stromnetz der Energiewende – zur Rolle der Übertragungsnetzbetreiber in einer flexiblen Energiewelt	23
Rahmensetzungen für die Transformation – neue Chancen und Herausforderungen für die Energieversorger	31
Literaturverzeichnis	37

EINLEITUNG

Die Energiewende gilt als eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit. 2010 beschloss die damalige Bundesregierung, bis 2050 den deutschen Energiebedarf hauptsächlich aus erneuerbaren Energien zu decken und die deutschen Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent zu reduzieren. Eine Vielzahl von Studien legt nahe, dass Hemmnisse der Energiewende vor allem durch politische Rahmenbedingungen entstehen (vgl. etwa Deloitte 2013; Adelphi 2013). Welche politischen Rahmenbedingungen dies im Einzelnen sind und wie sie im Sinne der Transformation angepasst werden könnten, haben wir in den vergangenen drei Jahren mit zentralen Akteuren der Energiewende im Rahmen des BMBF-Forschungsprojektes „Investitionsschub durch die deutsche Energiewende“ diskutiert.

Als methodische Basis für das Projekt „Investitionsschub“ dient ein Brückenschlag zwischen der allgemeinen Gleichgewichtstheorie, Spieltheorie und keynesianischen Ansätzen zur Erwartungskoordination. These war und ist, dass eine erfolgreiche Rekoordination von Erwartungen wesentlicher Stakeholder einen Übergang vom jetzigen Gleichgewicht mit geringem Wachstum und hohem CO₂-Ausstoß zu einem anzustrebenden Gleichgewicht mit einer prosperierenden Niedrig-Emissions-Ökonomie unterstützen kann. In einer Reihe von Stakeholderdialogen haben wir überprüft, welche Hindernisse und Chancen wichtige Akteure der Energiewende sehen und welche Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellideen ihre Erwartungen positiv und in Richtung grünen Wachstums beeinflussen können.

Die folgenden Thesen fassen wesentliche Ergebnisse dieser Dialoge für vier zentrale Bereiche der Energiewende zusammen: institutionelle Investoren, Energieversorgungsunternehmen, Telekommunikationswirtschaft und Übertragungsnetzbetreiber. Ein kooperatives Zusammenwirken dieser Bereiche kann die Energiewende entscheidend voranbringen.

Institutionelle Investoren können durch Investitionen in grüne Infrastruktur wie Erneuerbare Energien und Energieeffizienz die Energiewende unterstützen. Wichtige Weichenstellungen betreffen die Weiterentwicklung von Finanzinstrumenten, die Anpassung von Regulierung in den Bereichen Finanzmarkt und Energie sowie die Bewertung und das Management von Investitionsrisiken.

Die **Energiewirtschaft** muss sich auf den fundamentalen Wandel im Energiesystem einstellen, der ihre alten Geschäftsmodelle zunehmend in Frage stellt. Der Fokus verschiebt sich von Erzeugung zu Energieeffizienzdienstleistungen für Unternehmen und Kommunen. Dies bietet Chancen, die etwa am Beispiel von Mieterstrommodellen aufgezeigt werden können, aber auch Herausforderungen für die Branche.

Die **Telekommunikationswirtschaft** kann Lösungen für die Digitalisierung der Energiewende bereitstellen und damit als ‚Enabler‘ (Ermöglicher) eine zentrale Rolle für die Transformation des Energiesystems spielen: Mit Informations- und Kommunikationstechnologien ausgestattete Smart Grids ermöglichen eine Flexibilisierung des Energiesystems und können

so die weitere Integration von dezentralen Erneuerbaren Energien sicherstellen sowie zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Mobilität beitragen.

Die **Netzbetreiber** haben die Aufgabe, die Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromnetz umsetzen. Angesichts gestiegener Dezentralität und Volatilität in der Erzeugung sowie dem zunehmenden Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch, erfordert dies ein intelligentes Schnittstellenmanagement mit allen beteiligten Akteuren auf regionaler bis zur europäischen Ebene. In diesem Zusammenhang muss zudem – in Kooperation mit zivilgesellschaftlichen und politischen Akteuren – ein breiter und transparenter gesellschaftlicher Dialog rund um den zum Teil umstrittenen Netzausbau organisiert werden.

THESEN-ÜBERBLICK

Institutionelle Investoren

These 1: Eine langfristig verlässliche Regulierung im Bereich Klima und Energie ist das wichtigste Signal für institutionelle Investoren. Zudem braucht es eine stärkere Kohärenz von Finanzmarkt-, Investitions- und Klimapolitik in der EU.

These 2: Damit institutionelle Investoren stärker in grüne Infrastruktur investieren, braucht es eine Anpassung der bestehenden Finanzierungsinstrumente und der EU-Finanzmarktregulierung.

These 3: Advocacy Coalitions können eine positive Dynamik unter Finanzmarktakteuren auslösen und damit eine Pareto-Verbesserung hin zu nachhaltigerem Wachstum erreichen.

Informations- und Kommunikationstechnologien

These 4: Die Digitalisierung der Energiewende bietet viele Chancen. Sie kann z.B. eine Ausweitung der sauberen Energie – auch in andere Sektoren – ermöglichen, um den Bedarf fossiler Rohstoffe weiter zu senken.

These 5: Die meisten Ziele, die die Bundesregierung mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verfolgt, werden nicht erreicht. Dessen derzeitige Ausgestaltung kann dem dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien sogar schaden.

These 6: Der zwingende Einbau von Smart Metern ist ein Eingriff in die Verbrauchersouveränität. Umso wichtiger werden Ansprüche an Zweckbindung und Transparenz für VerbraucherInnen, die nur begrenzt sichergestellt werden können.

Netzbetreiber

These 7: Die Anpassung des Stromnetzes an die Energiewelt der Zukunft erfordert die verstärkte Kooperationen zentraler Akteure auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene.

These 8: Ein breiter und transparenter Dialog mit der Zivilgesellschaft ist notwendig, um die gesellschaftliche Akzeptanz für den Netzausbau zu fördern. Nur dann kann die Energiewende gelingen.

These 9: Die Stärkung der Rolle der Übertragungsnetzbetreiber als Systemdienstleister kann einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromnetzes leisten.

Energieversorger

These 10: Die Energiewirtschaft wurde schon immer wesentlich durch den politischen Rahmen geprägt. Für einen erfolgreichen Übergang zu Erneuerbaren Energien reicht es nicht, diese zu regulieren, sondern es sind weitere politische Rahmensetzungen vonnöten wie z.B. ein Kohleausstieg und ein CO₂-Preissignal.

These 11: Durch Mieterstrommodelle kann ein effektiver Beitrag zur Energiewende geleistet werden. Politische Entwicklungen jedoch, insbesondere mit Fokus auf das EEG, das KWKG oder das StromStG, mindern die Rentabilität und Attraktivität eines solchen Modells.

KLIMASCHUTZ UND GREEN FINANCE – DIE ROLLE INSTITUTIONELLER INVESTOREN IM ÜBERGANG ZU EINER EMISSIONSARMEN WIRTSCHAFT IN EUROPA

Autorin: Jahel Mielke (GCF)

Bis 2050 will die EU 80 bis 95 Prozent der CO₂-Emissionen einsparen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine massive Dekarbonisierung der Infrastruktur in Europa erforderlich.¹ Schätzungen der Europäischen Kommission zufolge sind dafür bis zum Jahr 2050 zusätzliche öffentliche und private Investitionen in Höhe von rund 270 Milliarden Euro pro Jahr notwendig. Für das Energiesystem wird bis 2020 eine Billion Euro gebraucht, davon allein 200 Milliarden Euro für Strom- und Gasnetze (vgl. Europ. Kommission 2011a,b).

Aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise sind die Investitionen im Euroraum jedoch um 15 Prozent eingebrochen (vgl. Baldi et al. 2014). Die Schuldenbremsen in einigen EU-Ländern und die angespannte Haushaltslage in Euro-Ländern wie Italien, Spanien oder Griechenland erschweren den Zugang zu öffentlichem Kapital zur Finanzierung von Infrastruktur. Vielen Unternehmen – wie etwa den großen Versorgern – fehlt das Kapital, um in großem Umfang in Niedrigemissions-Infrastruktur zu investieren. Zugleich ist die Finanzierung über Banken schwieriger geworden. Während die Investitionen in Erneuerbare Energien 2015 weltweit um fünf Prozent und damit auf ein neues Rekordhoch anstiegen, sind sie in der EU um 21 Prozent im Vergleich zum Vorjahr gesunken (vgl. FS-UNEP Collaborating Centre 2016).

Die EU versucht daher, privates Kapital für Investitionen in Infrastruktur zu mobilisieren, etwa über den Investitionsplan der EU-Kommission, der mit 21 Milliarden Euro öffentlichem Kapital 315 Milliarden Euro privates Geld hebeln soll: über Project Bonds der Europäischen Investmentbank (EIB), Europäische Langfristige Investmentfonds (ELTIFs) und die Capital Markets Union Reform. Zugleich versucht sie, Infrastrukturinvestitionen in Europa in eine CO₂-arme Richtung zu lenken, etwa durch die Schaffung der Energieunion oder der Ziele für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (vgl. Europ. Kommission 2014).

Als mögliche private Geldgeber in der Diskussion um nachhaltige Infrastrukturen und Klimafinanzierung² sind institutionelle Investoren mit ihren langfristigen Verbindlichkeiten und zugleich großer Kapitalbasis³ in den Mittelpunkt gerückt. Insbesondere lohnt hier der Blick auf die europäischen Versicherer, deren bisheriges Geschäftsmodell unter den niedrigen Zinsen im Euroraum leidet. Aufgrund ihres starken Fokus auf längerfristige und

¹ Darunter versteht die Kommission verschiedene Formen von kohlenstoffarmen Energiequellen und sie unterstützende Systeme und Infrastruktur, einschließlich Smart Grids, Passivhäuser, Kohlenstoff-Abscheidung und -speicherung, fortschrittliche industrielle Prozesse und Elektrifizierung des Verkehrs (inklusive Energiespeichertechnologien).

² Die Climate Policy Initiative definiert Klimainvestitionen als „Kapitalströme, die in Richtung kohlenstoffarmer und klimaresistenter Entwicklungsinvestitionen fließen, welche wiederum einen Beitrag zur Minderung von und Anpassung an CO₂ leisten“ (vgl. Buchner et al. 2015).

³ Versicherer und andere institutionelle Investoren verfügen in Europa über Vermögenswerte in Höhe von 15 Billionen Euro (vgl. DG ECFIN 2012).

liquide Kapitalanlagen (in erster Linie Staatsanleihen⁴ und Pfandbriefe) sinken seit der Finanzkrise 2007 die Zinseinnahmen der Versicherer und Pensionsfonds. Einer Studie der Fondsgesellschaft Universal-Investment zufolge befürchten zwei Drittel der mehr als 100 befragten institutionellen Investoren eine erneute Finanzkrise und spüren die Auswirkungen der Niedrigzinspolitik der EZB in ihren Anlagestrategien. Dies steigert die Nachfrage nach Investments im höheren Risikobereich: 36 Prozent der Befragten gaben an, sich stärker auf den Bereich „Alternative Investments“ konzentrieren zu wollen, zu dem neben Hedgefonds und Private Equity auch Infrastrukturen wie Erneuerbare Energien zählen. Die Allianz, Europas größter Versicherer, hat ihre Investments in Immobilien und Erneuerbare Energien wie Wind- oder Solarparks unter anderem aufgrund attraktiver Renditen und stabiler Cashflows auf 3 Milliarden Euro erhöht.

Zugleich vergrößert sich – aufbauend auf der Logik der Stranded Assets, die fossile Werte als nicht zukunftsfähig beschreibt und einen Wertverlust für möglich hält – die von der Zivilgesellschaft und Finanzmarktakteuren getragene Divestment-Bewegung.⁵ Immer mehr institutionelle Investoren prüfen klimabezogene Finanzrisiken⁶. Seit sich ein Inkrafttreten des Klimaabkommens von Paris abzeichnet, sind klimabezogene Transitionsrisiken wesentlich konkreter geworden. Einige große Versicherer haben bereits angekündigt, aus bestimmten fossilen Werten wie Kohle auszusteigen. So haben sich so genannte Advocacy Coalitions (vgl. Sabatier 1998) gebildet, die gemeinsam durch nachhaltige Investitionen den Klimaschutz vorantreiben wollen.

Trotz der großen Öffentlichkeit, die die Themen Divestment, Green Finance und Responsible Investment derzeit erfahren und trotz des Gewichts, das sie in unseren Stakeholder-Dialogen haben: Derzeit haben europäische Versicherer der EU-Kommission zufolge weniger als 0,3 Prozent ihrer Anlagen in Infrastruktur investiert. Grüne beziehungsweise nachhaltige Investitionen sind noch in viel geringerem Maße Teil des Portfolios. Die folgenden Thesen konzentrieren sich daher auf die Rolle der institutionellen Investoren im Bereich der Klimafinanzierung in Europa. Grundlegende Frage ist, welche Signale wichtig sind, damit Investoren ihre Erwartungen re-kordinieren – und schließlich ihre Investitionsstrategien anpassen in Richtung Nachhaltigkeit und grüner Infrastruktur.

⁴ 2013 lag der Zins für zehnjährige Bundesanleihen noch bei 2 Prozent, derzeit sind es -0,122 Prozent.

⁵ Für einen Überblick siehe Ayling/Gunningham (2015).

⁶ Climate-related financial risks unterteilen sich dem FSB zufolge in drei Arten: Climate risks, als physische Risiken des Klimawandels, transition risks als Risiken, die durch Veränderung politischer Rahmenbedingungen oder Marktvariablen ausgelöst werden, sowie legal risks, die durch Mismanagement oder Klagen im Umweltbereich entstehen können.

These 1: Eine langfristig verlässliche Regulierung im Bereich Klima und Energie ist das wichtigste Signal für institutionelle Investoren. Zudem braucht es eine stärkere Kohärenz von Finanzmarkt-, Investitions- und Klimapolitik in der EU.

Eines der zentralen Hindernisse, das institutionelle Investoren⁷ im Rahmen unserer Stakeholder-Dialoge geäußert haben, ist die Unsicherheit über die Beständigkeit der Regulierung in den Bereichen Klima und Energie. Die wichtigsten politischen Maßnahmen sind dabei Fördersysteme für Erneuerbare Energien. Institutionelle Investoren sind aufgrund ihres Risikoprofils und der Finanzmarktregeln, die illiquide Investments beschränken, *erstens* auf relativ stabile Cash-Flows angewiesen. Einspeisevergütungen, langfristige Abnahmeverträge (PPA = „Power Purchase Agreement“) oder garantierte Renditen (etwa über Netzentgelte) stellen daher eine wichtige Grundbedingung für direkte Investitionen in grüne Infrastruktur wie Erneuerbare Energien, Strom- und Energienetze sowie Energieeffizienzmaßnahmen dar. *Zweitens* sind solche Investitionen (etwa in den Bau neuer Anlagen oder Stromnetze und Speicher) langfristig angelegt. Daher ist zugleich die Beständigkeit der Vorschriften über lange Zeiträume ein wichtiger Faktor für institutionelle Investoren. Eine Studie des Asset Managers Chorus bestätigt dieses Bild: So wünschen sich institutionelle Investoren in erster Linie stabile, planbare und sichere Erträge. Dabei ist zu berücksichtigen, dass *drittens* die Direktinvestitionen der Versicherer in Erneuerbare Energien im Hinblick auf die Rendite in Konkurrenz zu anderen „Alternativen Investments“ wie Hedgefonds oder private Equity stehen. Die Renditeerwartungen der befragten Anleger, die sich am Risikoprofil orientieren, lagen in Deutschland für Erneuerbare Energien bei durchschnittlich 5,8 Prozent, in der EU bei mindestens 6,7 Prozent.

Entwicklungen wie die Rücknahme der Einspeisevergütung in Spanien oder Italien haben jedoch selbst im Euroraum zu einer Verunsicherung von Investoren beigetragen (Politikrisiko). Außerhalb des Euroraums kommen noch Währungs- und Wechselkursrisiken hinzu. Daher sind Direktinvestitionen von institutionellen Investoren in schwächer aufgestellten Ländern wie Rumänien, Kroatien und in Schwellenländern⁸ wie Indien trotz großer Nachfrage nach Erneuerbaren Energien nach wie vor gering. Eine Zusammenarbeit mit der Weltbank, Entwicklungsbanken oder Kreditversicherern wie Euler Hermes könnte die Risiken indes abmildern.

Unerlässlich ist zudem, Investitionen in CO₂-intensive Infrastruktur weniger attraktiv zu machen. Dafür wäre *erstens* ein Abbau der nach wie vor massiven Subventionen für fossile Energie wichtig (siehe auch These 3). Außerdem ist *zweitens* die Bepreisung von CO₂, etwa über das Europäische Emissionshandelssystem, ein wichtiges Signal für institutionelle Investoren. Ein spürbarer CO₂-Preis, der allerdings deutlich über dem jetzigen Wert von 4,39

⁷ In den ersten Gesprächsrunden im Projekt haben die Investoren auf verschiedene Regulierungsunsicherheiten in den Bereichen Klima, Energie und Finanzmarkt sowie auf eine fehlende Kohärenz und Gesamtstrategie für eine europäische Energiewende hingewiesen.

⁸ Insbesondere für Schwellenländer wurden Risiken in den folgenden Bereichen genannt: Grundstücksrecht, diskriminierungsfreier Zugang zum Markt, ein schwach entwickelter Kapitalmarkt, Repatriierung von Kapital, mangelhafte Projektpipelines und Baurisiken.

Euro⁹ für Zertifikate von 2013 bis 2020 liegen müsste, würde die Attraktivität von grünen Investitionen im Vergleich zu CO₂-intensiven Investitionen steigern und auch Energieeffizienzmaßnahmen anreizen. Da Versicherer auf den globalen Finanzmärkten operieren, wäre etwa ein CO₂-Preis in den G20 Staaten ein effektives Instrument. Weil diese first-best-Lösung jedoch schwer zu erreichen ist, wird in den Gesprächen von Investoren die Wichtigkeit von second-best-Lösungen betont. So machen sich Allianz und Axa für die so genannte Disclosure, also die Offenlegung von Klimarisiken in den Finanzberichten der Konzerne stark, die derzeit auch im Rahmen des G20-Prozesses von der Task Force on Climate-related Financial Disclosures vorangetrieben wird. Dies wird ausführlicher in These 2 aufgegriffen.

Die Investoren weisen in den Dialogen daher immer wieder auf Defizite bei der Kohärenz der Politikmaßnahmen in der EU in Bezug auf Klima-, Investitions- und Finanzmarktpolitik hin („Politikrisiko“). Unsere Gesprächspartner haben Politikmaßnahmen benannt, die die Ausweitung ihrer Investitionen in Niedrigemissions-Infrastruktur bremsen. So sorgt etwa die Entflechtungsrichtlinie „Unbundling“ mit ihrem Verbot der gleichzeitigen Erzeugung und des Transports von Energie zwar einerseits für einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz. Zugleich verhindert sie aber, dass Investoren gleichzeitig in einem Land in Windanlagen und Übertragungsnetze investieren können. Dabei eignen sich gerade regulierte Investitionen ins Netz, die planbar und langfristig sind, gut für das zwangsläufig konservative Portfolio von Versicherern.

Zugleich bremsen die bereits erwähnten Subventionen für fossile Energieträger die Attraktivität von Investitionen in grüne Infrastruktur. In der EU gab es der OECD zufolge 2012 Anreize für fossile Energien in Höhe von 39 Milliarden Euro. Auch die Investitionsinstrumente der EU stehen aufgrund ihres fehlenden Klimabezugs immer wieder in der Kritik. So hatte der Thinktank E3G beim Start des Investitionsplans von Kommissionspräsident Jean-Claude Juncker kritisiert, dass ein großer Teil der eingereichten Projekte nicht in Einklang mit der europäischen Energieunion steht.

Nach Kritik aus der Versicherungsbranche werden nun die Kapitalanforderungen für Infrastruktur wie Erneuerbare Energien in Solvency II gesenkt, um institutionellen Investoren Direktinvestitionen in diesen Bereichen zu erleichtern (siehe These 2).

Ein Schritt in Richtung Kohärenz und ein wichtiges Signal für Investoren können die im Rahmen der europäischen Energieunion vorgesehenen Nationalen Pläne für Energie und Klima (NECPs) sein. Diese schreiben fest, wie die Staaten ihre Klimaziele von 2021 an bis 2030 erreichen wollen. Diese integrierten Pläne können bei der Hebelung privater Gelder für nachhaltige Infrastruktur hilfreich sein und die Koordination von Investitionen erleichtern. Die Energieunion selbst kann so die großskaligen Projekte liefern, nach denen institutionelle Investoren suchen und damit deren Erwartungen im Hinblick auf grüne Investitionen positiv beeinflussen.

Auch die Kapitalmarktregulierung, die das Ziel einer Niedrigemissions-Infrastruktur in Europa bislang nicht explizit berücksichtigt, kann hier unterstützend wirken (siehe These 2).

⁹ European Energy Exchange, 16.08.2016

These 2: Damit institutionelle Investoren stärker in grüne Infrastruktur investieren, braucht es eine Anpassung der bestehenden Finanzierungsinstrumente und der EU-Finanzmarktregulierung.

Im Projekt wurden Hindernisse für Investitionen in grüne Infrastruktur identifiziert, die im Kern auf einen Mangel an adäquaten Risiko-Rendite-Profilen für institutionelle Investoren sowie geeigneten Finanzierungsinstrumenten hinweisen (Mismatch). Zwar adressieren die in These 1 genannten Fördersysteme ebenfalls die Risikoebene, doch arbeitet die EU derzeit auch an vielen anderen Stellschrauben im Hinblick auf Finanzmarktregulierung, Finanzierungsinstrumente oder Disclosure, die direkt darauf ausgerichtet sind, Investitionsrisiken zu mindern.

Erstens: Eigenkapitalanforderungen anpassen. Der Chorus-Umfrage zufolge wollen institutionelle Investoren eher Eigenkapital statt Fremdkapital in die deutsche Energiewende investieren – obwohl sie damit größere Risiken eingehen. Dies zeigt auch das Portfolio der Allianz, die 3 Milliarden Euro direkt in Erneuerbare Energien investiert hat. Allerdings erschwert Solvency II Investitionen in Infrastruktur wie Erneuerbare Energien durch eine Kapitalunterlegung von 49 Prozent, da diese in die gleiche Risikoklasse wie Hedgefonds oder Private Equity eingeordnet werden. Die Stakeholder wenden dagegen ein, dass Assets wie etwas Windparks deutlich höhere Sicherheiten bieten. Im Rahmen der Kapitalmarktunion hat die EU nun die Kapitalunterlegung für „high quality infrastructure“ auf 39 Prozent gesenkt. Damit sollen direkte Infrastrukturinvestitionen erleichtert werden. Die Rekalibrierung der EU könnte ein erster Schritt in Richtung einer eigenen Asset-Klasse für Infrastruktur sein, die von den Versicherern gefordert wird. In den Vorschlägen für eine Capital Markets Union werden zudem nun nachhaltige Investitionen als eines der Ziele genannt, und Unterstützung für Green Bonds und die Implementierung von ESG-Standards zugesichert (vgl. Europ.-Kommission 2015a,c).

Zweitens: Grüne Infrastrukturprojekte aggregieren. Um besser in Energieeffizienz-Projekte investieren zu können, wünschen sich institutionelle Investoren eine Aggregation. Dies senkt Transaktionskosten und ermöglicht so, dass Gelder auch in verschiedene kleine Projekte gelenkt werden. Hierbei würde Fremdkapital gesammelt und dann in gebündelte Projekte investiert, etwa über Green Bonds. Als wichtige Akteure hierfür werden häufig Förderbanken wie die KfW, die Green Investment Bank in England oder die EIB sowie Kreditversicherer wie Euler Hermes genannt. Die KfW hat bereits Green Bonds aufgelegt, mit denen sie Geld für ihr Förderprogramm Erneuerbare Energien einsammelt. Insgesamt ist der Green Bond Markt mit einem Volumen von 40 Milliarden Euro aber noch sehr klein.

Drittens: Risiken von Infrastrukturprojekten besser absichern. Instrumente wie die Project Bonds der EIB sollen die Kreditrisiken bei Erneuerbaren-Projekten senken und damit mehr privates Kapital hebeln. Ebenfalls begünstigend sollen ELTIFs wirken, Europäische Langfristige Investmentfonds, die im Rahmen der Kapitalmarktunion geschaffen wurden, um Kapital in Unternehmen und Projekte in den Bereichen Energie und Verkehr und sozialer Wohnungsbau zu lenken. Im Zuge der oben genannten Rekalibrierung von Kapitalunterlegungen hat die EU-Kommission auch die Anforderungen für ELTIFs gesenkt (vgl. Europ. Kommission 2015a). Zugleich entwickeln sich am Markt Instrumente: Für

institutionelle Investoren hat sich bei großen Projekten die Nutzung von Zweckgesellschaften – so genannter Special Purpose Vehicles (SPV) – etabliert, in die sie über Infrastruktur-Fonds investieren. Im kleineren Rahmen, über so genannte ESCOS (Energiedienstleister), funktioniert das auch im Bereich Energieeffizienz. Eine in den Vereinigten Staaten verbreitete Möglichkeit zur Absicherung von Cash Flows aus Erneuerbaren, die auch in Europa Anwendung finden kann, ist die YieldCo. Letztere besitzt und betreibt Erneuerbaren-Anlagen und zahlt stabile Dividenden an die Investoren.

Viertens: Grüne Infrastrukturprojekte standardisieren. In dem Bemühen, Transaktionskosten zu senken, werden zudem verstärkt Standardisierungen für grüne sowie nachhaltige Infrastruktur gefordert. Sie können Investoren die Bewertung von Infrastrukturprojekten erleichtern, vor allem, wenn das Unternehmen diesbezüglich kein eigenes Know-how besitzt. Besonders im Bereich Energieeffizienz ist die Bewertung und Berechnung von Energieeinsparungen schwierig. Hier bemüht sich etwa das Investor Confidence Project um solche Standardisierungen für Direktinvestoren.

Fünftens: Klimarisiken in das Reporting integrieren. Um eine realistischere Bewertung von Risiken zu ermöglichen, wird derzeit über das Financial Stability Board an einer besseren Integration von Klimarisiken im Reporting der Konzerne gearbeitet. Hierbei geht es darum, Klimarisiken (u.a. Politikrisiken) zu integrieren¹⁰. Dem Vorsitzenden der Disclosure Task Force Michael Bloomberg zufolge kann auf diesem Wege eine konsistentere und akkuratere Preisbildung und Risikoverteilung entstehen. Auch in unseren Gesprächen liegt hier ein Schwerpunkt. Investoren weisen dabei auf mehrere Punkte hin: Während ESG Bewertungen kaum in den Vorstandsebenen diskutiert werden, könnte die Integration von Klimarisiken in den Finanzbericht die Aufmerksamkeit von Vorständen und Aufsichtsräten schärfen. Weiterhin könnte somit ein „level-playing-field“ geschaffen werden, das unter anderem wegen geringer CO₂-Bepreisung bisher nicht gegeben ist, um eine realistischere Bewertung von grünen und braunen Investitionen zu ermöglichen. Dies wäre zudem wichtig für die Intermediäre der Finanzbranche, wie Analysten und Fondsmanager, die auf solche Informationen in ihrer Risikobewertung zurückgreifen. Auch weisen die Investoren darauf hin, dass durch Disclosure, möglicherweise auch verbunden mit Stress-Tests, die Wahrscheinlichkeit plötzlicher und großer Wertverluste im Hinblick auf den Klimawandel gesenkt werden kann. Frankreich hat mit seinem Energiewende-Gesetz einen wichtigen Schritt in diese Richtung getan. Somit kann die Integration von Klimarisiken helfen, Erwartungen von Investoren zu re-koordinieren und Investitionen in Niedrigemissions-Infrastruktur zu lenken (siehe auch These 3).

¹⁰ Wichtig ist hierbei, dass nicht nur aktuelle Klimarisiken, sondern über die Integration von strategischen Überlegungen auch die zukünftige Exposure von Unternehmen berücksichtigt werden soll.

These 3: Advocacy Coalitions können eine positive Dynamik unter Finanzmarktakteuren auslösen und damit eine Pareto-Verbesserung hin zu nachhaltigerem Wachstum erreichen.

Massive Investitionen in eine nachhaltige Infrastruktur in Europa können sowohl die europäische Krise abmildern, indem sie Wachstum und Beschäftigung fördern, als auch das Erreichen der Klimaziele unterstützen, indem sie einen Lock-in Effekt verhindern. Bisher bleiben die Investitionen jedoch hinter dem Bedarf zurück. Dies weist auf ein Koordinations- und Marktversagen in diesem Bereich hin. Aufgrund der bereits in den Thesen 1 und 2 genannten Faktoren wie etwa mangelnder Preissignale für grüne Investitionen und fehlender Transparenz ist die Erwartungsbildung der Investoren erschwert. Bereits 2010 hat eine Studie der Unternehmensberatung McKinsey auf das fehlende Vertrauen in die zukünftige Profitabilität grüner Investitionen als einen zentralen Faktor hingewiesen. Gleichzeitig resümierte sie, dass koordinierte Investitionen in Niedrigemissions-Infrastruktur kosteneffektiver sind, als wenn diese in den Ländern einzeln getätigt werden. Auch der Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft hat wiederholt darauf hingewiesen, dass der hohe Investitionsbedarf im Bereich der Erneuerbaren Energien eine Koordination der verschiedenen Anstrengungen auf nationaler und internationaler Ebene erfordert.

Die Investitionen der Versicherer in Erneuerbaren Energien sind nach wie vor gering im Verhältnis zu ihren Portfoliogrößen. Das Klimaabkommen in Paris hat jedoch ein starkes Signal gesetzt, das den Herdentrieb der Investoren beeinflussen könnte. Insbesondere die Verpflichtung großer institutioneller Investoren als Frontrunner wie der Axa oder der Allianz sowie ganzer Branchen zum Ausbau der grünen Investitionen im Zuge der Klimakonferenz sind in diesem Zusammenhang zu nennen. Hierdurch sind so genannte Advocacy Coalitions (vgl. Sabatier 1998) entstanden, in denen sich öffentliche und private Akteure aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft, Wissenschaft und Politik zusammenschließen, um ein für sie wichtiges Themengebiet zu befördern. So hat etwa die Climate Bonds Initiative eine globale Allianz für grüne Infrastruktur-Investitionen geschaffen.¹¹ Wichtige Einflussfaktoren für die Progressivität der Akteure und die Teilnahme an solchen Koalitionen sind jedoch Eignerstruktur und Größe. Eine ausreichende Größe sichert Kapazitäten für den Aufbau von notwendigem Know-how im Klimabereich und zeigt sich in der Entwicklung eigener Bereiche etwa bei der Allianz (Allianz Climate Solutions) oder der Munich Re (Climate Center). Zudem sind langfristig orientierte Eigner und Investoren eine wichtige Voraussetzung für das Voranschreiten im Bereich nachhaltiger Investitionen.

Solche Advocacy Coalitions spielen auch eine Rolle im Mainstreaming von Klimarisiken. Dies ist besonders wichtig im Hinblick auf große Investoren, die Gelder von Dritten verwalten, sowie im Hinblick auf Fondsmanager. Deren Investmententscheidungen orientieren sich häufig an großen Indizes (MSCI, Dax), in denen die Konzerne mit der stärksten Marktkapitalisierung abgebildet sind. Hier liegt die CO₂-Intensität oftmals besonders hoch, „grüne“ Alternativen gibt es kaum. Eine realistischere Bewertung von Klimarisiken könnte daher einen langfristigen Einfluss auf die Erwartungen der Investoren und auch auf die

¹¹ Siehe dazu <http://www.giicoalition.org/>.

Zusammensetzung der Indizes haben. Insgesamt beschreiben die Stakeholder in unseren Dialogen die Advocacy Coalitions als wichtiges Signal, um grüne Investitionen voranzubringen. Somit können sie helfen bei dem Übergang zu einem pareto-superioren Gleichgewicht im Sinne der Erwartungskoordination.

DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE – DIE ROLLE VON INFORMATIONSD- UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN BEI DER TRANSFORMATION DER ENERGIESYSTEME

AutorInnen: Hendrik Zimmermann und Verena Wolf (Germanwatch)

Im Zuge der Energiewende stellt der Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage eine zentrale Herausforderung dar. Die Digitalisierung der Energiewende kann eine Schlüsselfunktion bei Lösungen für die Herausforderungen der Dezentralisierung, Flexibilisierung und effizienten Nutzung von Energie spielen. Sie kann als „Enabler“ (Ermöglicher) eines fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien dienen.

Mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) können Angebot und Nachfrage zeitnah erfasst und – auch unter Zuhilfenahme von Stromspeichern, Power-to-X-Maßnahmen¹² oder Nachfragemanagement – besser aufeinander abgestimmt werden. Dezentrale Systeme müssen im Sinne der effizientesten und netzstabilen Energieverteilung und -nutzung verknüpft und in die Lage versetzt werden, auf variable Versorgungstarife zu reagieren. Daher rücken die Steuerung und Regelung mit digitalen Technologien ins Zentrum eines zukunftsfähigen Energiesystems. Mit ihrer Hilfe lassen sich Stromnetze stabilisieren und Leitungsverluste verringern, es kann ein sogenanntes „Smart Grid“ entstehen.

Mit dem am 23. Juni 2016 beschlossenen *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* möchte die Bundesregierung den Prozess hin zu einem solchen Smart Grid vorantreiben und einen gesetzlichen Rahmen zur Digitalisierung der Energieversorgung schaffen. Zentral ist hierbei der verpflichtende Einbau intelligenter Messsysteme – sowohl bei einigen Erzeugern als auch bei VerbraucherInnen.

In der neuen digitalen Energiewelt liegt eine Reihe von Chancen. Neue zukunftsfähige Geschäftsmodelle entstehen, Demokratisierungsprozesse können in Gang gesetzt werden. Viele Menschen sehen allerdings nicht nur Chancen, sondern in erster Linie Risiken. Vom Gefühl der Fremdsteuerung, zunehmender Technikabhängigkeit auch in der Privatsphäre, bis hin zur ökonomischen oder politischen Nutzung der Daten reichen die Bedenken. Gewünscht wird daher vonseiten der IKT-Branche, dass die Politik breit angelegte Dialogprozesse organisiere.

Langfristig wird die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ins Zentrum der IKT-gestützten Optimierung des Energiesystems rücken. Die Digitalisierung der Energiewende kann so dazu beitragen, eine weitgehende Dekarbonisierung entwickelter Volkswirtschaften voranzutreiben.

¹² Power-to-X-Maßnahmen umfassen Technologien zur Speicherung oder anderweitigen Nutzung von Stromüberschüssen in Zeiten eines Überangebotes Erneuerbarer Energien. Das X meint dabei den Verwendungszweck, in den die elektrische Energie gewandelt wird (z.B. Gas, Wärme oder flüssige Kraftstoffe).

These 4: Die Digitalisierung der Energiewende bietet viele Chancen. Sie kann z.B. eine Ausweitung der sauberen Energie – auch in andere Sektoren – ermöglichen, um den Bedarf fossiler Rohstoffe weiter zu senken.

Die Digitalisierung bestimmt bereits heute in allen privaten und öffentlichen Bereichen unseren Alltag: Der Zugang zum Internet wurde 2011 von den Vereinten Nationen als Grundrecht eingestuft, 2015 nutzten fast 43 Millionen Menschen in Deutschland ein Smartphone (vgl. Statista 2016a) und die Bundeswehr rüstete jüngst für Cyberkriege auf (vgl. Wiegold 2016). Das Phänomen „Big Data“ durchdringt immer mehr Aspekte des politischen und gesellschaftlichen Lebens. Nicht mit den neuesten Entwicklungen in der Telekommunikations- und Informationsbranche Schritt zu halten, scheint inzwischen nur unter sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten denkbar.

Visionen von „Industrie 4.0“ und „Sharing Economy“ betreffen ganz besonders den Energiesektor. Im Themenfeld der Digitalisierung der Energiewende ist eine Koordination von Geschäftsmodellen, politischen Rahmenbedingungen und gesellschaftlicher Akzeptanz zentral. Die mit dem Ausbau kleiner Erneuerbare-Energien-Anlagen einhergehende Dezentralisierung der Energieversorgung ist mit der Herausforderung konfrontiert, diese kleinteilige Erzeugung in ein Gesamtsystem zu integrieren, in dem Angebot und Nachfrage effizient zum Ausgleich kommen. Damit diese Herausforderung gemeistert werden kann, bedarf es einer möglichst schnellen, automatischen Erfassung und Auswertung von bestimmten Erzeugungs-, Netz-, Speicher- und Verbrauchsdaten. Auf der Angebotsseite sind Datenverwertungen aus Erzeugungsprognosen für Wind und Sonne bedeutsam. Seitens der Stromnachfrage unterstützen Lastprognosen mithilfe von akkumulierten Daten das Demand Side Management (DSM). Wichtig ist zudem auch die Aufrüstung der Netze: Neue Technologien zur Aufnahme und Auswertung zentraler, aber nicht persönlichkeitsensibler Daten sollten – so der Wunsch vieler Stakeholder aus der Wirtschaft – im Zuge des Ausbaus neuer Leitungen direkt integriert werden. Digitale Anwendungen sind für alle diese Prozesse unerlässlich. Die Digitalisierung kann also einen fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie eine Dezentralisierung und damit eine größere Teilhabe am Energiemarkt ermöglichen, worin von verschiedenen Stakeholdern Demokratisierungspotenziale gesehen werden.

Eine Reihe von Stakeholdern versprechen sich von der Dezentralisierung der Energieerzeugung sogar eine nahezu vollkommene Unabhängigkeit der VerbraucherInnen vom Markt: Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) würden den ProsumerInnen eine passgenaue (Um-)Verteilung der selbst erzeugten Energie beispielsweise in Nachbarschaften durch möglichst schnelle Datenauswertungen zu Angebot und Nachfrage ermöglichen. Vonseiten der Gewerkschaften wird jedoch angemahnt, diesbezüglich auch soziale Aspekte mitzudenken: Bleibt eine weitgehende Energieautarkie nur Wohlhabenden vorbehalten, könnten neue Abhängigkeitsmuster entstehen. Wohlhabende könnten sich entsolidarisieren und die Kosten für Netz und öffentliche Energieversorgung bei jenen belassen, die nicht in der Lage sind, sich weitgehend energieautark zu versorgen. Auch könnten Lösungen in Richtung Autarkie die volkswirtschaftlichen Kosten für die Energiewende deutlich nach oben treiben. Politische

Rahmenbedingungen sollten daher den Ausbau von, den Zugang zu und die Teilhabe an Erneuerbaren Energien für alle BürgerInnen ermöglichen. Es muss dabei – so insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber – sichergestellt sein, dass eine systemische Sicht gewahrt wird, sodass die Digitalisierung auch tatsächlich dem immer weiter fortschreitenden Ausbau von Erneuerbaren Energien dient.

Gelingt die Energiewende, so kann Energie mit nahezu keinen Grenzkosten und vor allem emissionsfrei erzeugt werden. Dieses nachhaltige Potenzial der Energieerzeugung lässt weitere Verwendungsmöglichkeiten regenerativer Energien zu. Mithilfe der digitalen Vernetzung in den Bereichen Erzeugung, Netz, Speicherung und Verbrauch der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität kann es zunehmend möglich werden, Energie automatisch, schnell und effizient dorthin zu leiten, wo sie am ehesten benötigt oder am effizientesten verwendet werden kann. Damit kann das klare Ziel nahezu vollkommener Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen angestrebt werden: Das hieße, dass beispielsweise im Falle einer drohenden Überlastung der Stromnetze nicht die Energiegewinnung gedrosselt werden muss, sondern Elektro-Tankstellen oder Wärmepumpen bedient werden können. Auf diese Weise lässt sich Überschussstrom volkswirtschaftlich effizient nutzen.

Das Technologiekonzept „Power-to-X“ ist hierfür zentral: Es sieht vor, überschüssig produzierten Strom bei viel Wind und Sonne in andere Energieformen umzuwandeln und gegebenenfalls zu speichern (z. B. Power-to-Liquid, Power-to-Gas, Power-to-Heat). Das Ausmaß der zukünftig möglichen Sektorkopplung hängt wesentlich von der Reduktion der Kosten bei Power-to-X- und anderen Speichertechnologien ab. Zudem könnten intelligente Messsysteme eine Schlüsselrolle dabei spielen, Stromverbräuche über ein Smart Meter Gateway in andere Sektoren zu kommunizieren und effizient mit diesen zu koordinieren. Die Bundesregierung, Energieversorgungsunternehmen sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber sehen hier Chancen, die Prozesse dieser momentan noch getrennten Bereiche durch den Einbau digitaler Messsysteme zu bündeln.

Insbesondere in Gesprächen mit Energieversorgungsunternehmen werden in diesen Zusammenhängen auch immer wieder eine Reihe von zukünftigen Geschäftsfeldern thematisiert: Daten werden zum zentralen Teil von Geschäftsmodellen. Durch die voranschreitende Digitalisierung im Energiesektor und die einhergehende Dezentralisierung der Stromerzeugung für Energieunternehmen findet eine Verschiebung des Aufgabenbereichs von Produktion zu Service-Leistungen für KundInnen statt. Diese umfassen das Einspeisemanagement und den Umgang mit neuen Informations- und Kommunikationstechnologien. Aber auch direkte Dienstleistungsangebote für KundInnen kommen hier in Betracht, etwa bei der „smarten“ Abrechnung von Stromnutzungen sowie „Smart Home“-Leistungen, Energieeffizienz oder Reparaturangeboten bei privaten Energieanlagen. Darüber hinaus entstehen weitere neue Geschäftsmodelle: Netze müssen gesteuert, ausgebaut und betrieben werden; Entwicklung und Betrieb von Energiespeichersystemen und Power-to-X-Technologien werden eine immer größere Rolle spielen, unter anderem im Verkehrsbereich durch Elektromobilität. Und auch das Demand-Side-Management sowie die Entwicklung und der Betrieb ganzer virtueller Kraftwerke bieten Chancen hinsichtlich neuer Geschäftsmodelle.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Digitalisierung der Energiewende viele Chancen bietet. Ein sinnvoller politischer Rahmen ist hierfür zentral. Bedenken vonseiten der Zivilgesellschaft – etwa in Bezug auf Datensicherheit – und der Gewerkschaften sollten dabei ernst genommen werden. Sonst könnte es ernsthafte Akzeptanzprobleme geben, was eine Koordinierung der Erwartungen behindern würde.

These 5: Die meisten Ziele, die die Bundesregierung mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verfolgt, werden nicht erreicht. Dessen derzeitige Ausgestaltung kann dem dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien sogar schaden.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schreibt den Einbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter) für einige Erzeuger und VerbraucherInnen verpflichtend vor. Die Bundesregierung verspricht sich von diesem Rollout vor allem vier Entwicklungen (vgl. BMWi 2016):

Zunächst sollen die digitalen Messstellen einen besseren Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage, insbesondere über eine Flexibilisierung des Lastmanagements, ermöglichen sowie den Ausbau eines Smart Grids fördern (1). Die Bundesregierung sieht zudem Chancen für mehr Energieeffizienz seitens der StromverbraucherInnen: Das digitale Messstellensystem soll den Verbrauch für Haushalte transparent machen und die/den VerbraucherIn so zu energieeffizienterem Verhalten und der Gestaltung eines energieeffizienten „Smart Homes“ anregen (2). Durch das digitale Messsystem sollen darüber hinaus Strompreise verschiedener Anbieter zu verschiedenen Zeiten, sogenannte variable Tarife, offen gelegt und so der Wettbewerb in der Branche gefördert werden (3). Die vierte Chance sieht die Bundesregierung in der Ermöglichung einer Sektorkopplung mit Wärme, Gas und Mobilität, damit auch diese Sektoren dekarbonisiert werden können (4). Ob ein flächendeckender Rollout der digitalen Messsysteme entsprechende Entwicklungen unterstützt, bleibt jedoch vor allem bezüglich der Punkte 1, 2 und 3 fraglich:

Zu 1: Die Bundesnetzagentur äußerte noch 2011 starke Zweifel an der Notwendigkeit des Einbaus der Smart Meter-Systeme. Dieser sei keine Grundvoraussetzung für ein Smart Grid und die Digitalisierung der Energiewende. Digitale Messgeräte, die an Ortsnetzstationen und Knotenpunkten des Stromnetzes eingesetzt würden, wären ausreichend, um ein intelligentes Netzsystem zur Flexibilisierung des Lastmanagements aufzubauen. Auch die Agora Energiewende äußert sich zurückhaltend hinsichtlich der Notwendigkeit der Breite des Rollouts. Allerdings äußern einige Netzbetreiber Bedenken, ob es immer möglich ist, sinnvolle Netzknoten zu bilden, was wiederum einen flächendeckenderen Rollout rechtfertigen könnte.

Zu 2: VerbraucherschützerInnen kritisieren, dass Energieeinsparungen und effiziente Stromnutzung seitens der VerbraucherInnen nur bei entsprechenden Verhaltensänderungen möglich seien. Diese seien eher zu erwarten, wenn VerbraucherInnen Ownership für den Rollout übernehmen würden, was bei einer verpflichtenden Einbaumaßnahme in den Haushalten jedoch zu bezweifeln sei. Eine von Kaspersky in Auftrag gegebene Umfrage von

Juni 2016 nährt diese Sorge: Demnach vertrauen nur 37 Prozent der befragten VerbraucherInnen den digitalen Messstellen, während 32 Prozent dem Einbau skeptisch gegenüberstehen und das letzte Drittel noch unentschlossen ist (vgl. Scheibe 2016). Eine besonders geringe Akzeptanz geht offensichtlich mit der Wahrnehmung von Technik als Instrument der politischen oder wirtschaftlichen Beeinflussung einher. Ein Großteil der Stakeholder ist sich daher einig, dass entsprechende Ängste in der Bevölkerung aufgegriffen werden sollten und weitere Aufklärung nötig ist, wenn die digitalen Messstellen tatsächlich konstruktiv Verhaltensänderungen bei VerbraucherInnen induzieren sollen.

Zu 3: Ein Anreiz zu Flexibilisierung und zu energiesparendem Verhalten können Preissignale sein. Durch das Energiewirtschaftsgesetz sind Energielieferanten zu einem Tarifangebot für LetztverbraucherInnen verpflichtet, das „einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt“ (§40 Abs. 5 EnGW). Dies sind insbesondere Tarife, die lastvariabel oder zumindest tageszeitabhängig sind und so zu einer verminderten Stromnutzung anregen sollen, sobald ein geringes Stromangebot besteht, das gegebenenfalls durch eine erhöhte Stromnutzung bei größerem Angebot ausgeglichen werden kann. Mit digitalen Messstellen soll dieser Mechanismus automatisch koordinierbar werden. VerbraucherschützerInnen stellen fest, dass bisher Angebote variabler Tarife ausgeblieben sind, weil ihre Anwendung technisch oder auch wirtschaftlich nicht möglich gewesen sei. Weil VerbraucherInnen vertraglich häufig längerfristig gebunden sind, bleibe für sie ein entsprechender Nutzen oft aus. Allerdings bemerken Stakeholder aus Politik und Wirtschaft, dass der Einbau von digitalen Messstellen die Entwicklung von Geschäftsmodellen zu Angeboten variabler Tarife unterstützen könne. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende gibt jedoch als technische Vorgabe lediglich die Visualisierung abrechnungsrelevanter Tarifinformationen vor. Dass eine Visualisierung unterschiedlicher Tarifangebote für VerbraucherInnen nicht vorgeschrieben ist, ist für einen am Angebot Erneuerbarer Energien orientierten Verbrauch nicht förderlich.

Zu 4: Unklar bleibt zudem der Nutzen des Rollouts für eine mögliche Sektorkopplung von Strom, Gas, Wärme und Mobilität. Ob dazu ein intelligentes Messsystem in jedem Haushalt notwendig ist oder auch hier die Ausstattung bestimmter Knotenpunkte mit Informations- und Kommunikationstechnologien ausreichend wäre, ist unter den Stakeholdern sehr umstritten. Dem Gesetz nach ist die Messung von Gas und Wärme mithilfe der Smart Meter freiwillig. Messstellenbetreiber sehen jedoch aus Effizienzgründen einen Anreiz, diese Messungen direkt mithilfe von Applikationen im Smart Meter vorzunehmen.

Über die konkreten Ziele des Gesetzes hinaus besteht die Gefahr, dass das Ziel der Bundesregierung hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende konterkariert wird: Die Kosten des Rollouts sollen über diejenigen LetztverbraucherInnen und Anlagenbetreiber finanziert werden, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) bewertet die anfallenden Kosten als „Gefährdung der Wirtschaftlichkeit“ für KleinanlagenbesitzerInnen, da diese Kosten in Investitionsentscheidungen der ProsumerInnen ursprünglich nicht eingeplant waren. ProsumerInnen hätten zudem ohnehin ein Energiemanagementsystem etabliert, weshalb ein zusätzlicher Nutzen der Smart Meter nicht zu erwarten sei. Die Dienste dieser Energiemanagementsysteme müssen nach dem neuen Gesetz verpflichtend nun auch über das Smart Meter Gateway zu nutzen sein, was zu

einem Mehraufwand sowohl des Anlagenbetreibers als auch des Anlagenherstellers führe. Die Kosten dieses Mehraufwands müssten Anlagenhersteller auf Produktpreise umwälzen, was Erneuerbare Energien-Anlagen zusätzlich verteuere und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien schade. KleinanlagenbesitzerInnen fürchten zudem, dass durch die zusätzliche Belastung von ProsumerInnen der bislang mit der Energiewende einhergehende Prozess der Dezentralisierung gefährdet sei.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass es sehr fraglich ist, ob die meisten Ziele, die die Bundesregierung mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verfolgt, erreicht werden. Die Art, wie das Gesetz ausgestaltet ist, kann zudem dem dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien sogar schaden.

These 6: Der zwingende Einbau von Smart Metern ist ein Eingriff in die Verbrauchersouveränität. Umso wichtiger werden Ansprüche an Zweckbindung und Transparenz für VerbraucherInnen, die nur begrenzt sichergestellt werden können.

Ein Einbau digitaler Messgeräte ist ein wichtiger Schritt in Richtung des Konzepts Smart Home, welches die Verknüpfung der elektronischen Geräte eines Haushalts mit Telekommunikationsmechanismen zu dem Zwecke umfasst, die Nutzung der Geräte zentral über beispielsweise ein Smartphone steuern zu können. Durch die Messung von Stromverbräuchen können im Zuge dieses Konzeptes vollständige Nutzungsprofile von Haushalten erstellt werden. Die Ermächtigung des Zugriffs auf die in digitalen Messstellen gesammelten Daten ist dabei von großer Bedeutung: Die in diesem Rahmen erfassten Daten sind sowohl hinsichtlich Überwachungsaktivitäten, als auch Cyberangriffen sensibel und auch für kommerzielle Interessen nutzbar. Daher muss ein umfangreicher Datenschutz gewährleistet sein. Das deutsche Datenschutzrecht basiert auf drei Prinzipien: Dem Regelprinzip des Verbots mit Erlaubnisvorbehalt, dem Prinzip der Zweckbindung und dem Prinzip der Transparenz (vgl. von Lewinski 2014).

Das *Regelprinzip des Verbots mit Erlaubnisvorbehalt* meint, dass die Auswertung und Verarbeitung personenbezogener Daten nur mit Einwilligung der/s Betroffenen oder durch ein Gesetz erlaubt ist. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende ist ein gesetzlicher Rahmen für einen Zugriff auf Daten des Stromverbrauchs bzw. der -erzeugung geschaffen. Das Gesetz aber erlaubt dahingehend keine Flexibilität: Der Einbau ist für die betroffenen VerbraucherInnen verpflichtend, solange er für den Messstellenbetrieb wirtschaftlich vertretbar und technisch möglich ist. VerbraucherschützerInnen werten das Gesetz daher als „ungerechtfertigten Eingriff in die Verbrauchersouveränität“ und verlangen ein Zustimmungs- (Opt-in) oder zumindest Widerspruchsrecht (Opt-out) für VerbraucherInnen. Auch der Bundesrat hat entsprechende Optionen für VerbraucherInnen als erforderlich eingestuft und Bedenken hinsichtlich der Erhebung der Verbrauchsdaten und der möglichen Rückschlüsse auf die Lebensführung der VerbraucherInnen geäußert.

Umso wichtiger ist es, dass den anderen Prinzipien des Datenschutzes weitestgehend nachgekommen wird.

Das *Prinzip der Zweckbindung* verlangt, dass Datenverwertungen nur im Rahmen der Einwilligung der/s Betroffenen oder des Gesetzes erfolgen dürfen. Im Gesetz ist vorgesehen, dass nur solche Daten an Marktakteure übertragen werden, die zur Erfüllung ihrer systemdienlichen Aufgaben relevant sind. In der Vergangenheit verlief diese Weitergabe von Daten kaskadisch zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) verschiedener Ebenen und den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), sodass immer nur diejenigen Daten an die nächsthöhere oder nächstniedrigere Ebene weitergegeben wurden, bezüglich derer eine Zweckbindung sichergestellt war. Es gab keinen Anreiz für die Akteure, Daten weiterzugeben, die nicht von der nächsten Ebene benötigt wurden. Nun werden deutlich mehr Daten erfasst. Für diese soll eine direkte, „sternförmige“ Datenkommunikation mit berechtigten Akteuren über das Smart Meter Gateway erfolgen. Im dritten Teil des Gesetzes ist festgelegt, welcher Akteur für welche Zwecke auf die Daten zugreifen darf. Berechtigte Akteure sind die VNB als Messstellenbetreiber und Rechnungssteller, die ÜNB mit der Aufgabe der Bilanzkreiskoordination und der Vermarktung des EEG-Stroms, Energielieferanten sowie Akteure, die über eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers verfügen. Die VNB sehen einen Nutzen in vereinfachten Netznutzungsabrechnungen und Prognosen für Bilanzkreise, während die ÜNB Vorteile darin erkennen, in der Bilanzkreiskoordination schneller reagieren und Prognosen für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität verbessern zu können. Strittig bleibt aber, ob beispielsweise größere VNB ihre Geschäftsbereiche und IT-Systeme so gut trennen, dass sie die Daten tatsächlich nur für die vorgesehenen Zwecke verwenden. Die Anreize sind groß, mit den einmal vorhandenen Daten auch neue Geschäftsmodelle außerhalb der Zweckbindung aufzusetzen. Daher scheint es hier vonnöten zu sein, dass die Einhaltung der Zweckbindung ausreichend staatlich kontrolliert wird.

Stakeholder weisen darauf hin, dass darüber hinaus eine Gefahr hinsichtlich der Zweckbindung von Verträgen zwischen Messstellenbetreibern und VermieterInnen ausgehen kann: VermieterInnen könnten ein Interesse an den Daten ihrer MieterInnen haben und ihre Erlaubnis zum Einbau von Smart Metern an die Bedingung knüpfen, dass die Daten auch den VermieterInnen zur Verfügung gestellt werden. Zwar wäre es den Messstellenbetreibern aufgrund der Regularien zur Zweckbindung eigentlich nicht gestattet, diese Erlaubnis zu erteilen. Jedoch gibt es eine Hintertür, die darin liegt, dass sich VermieterInnen die Erlaubnis, auf Smart Meter-Daten zuzugreifen, von MieterInnen im Rahmen von Mietverträgen geben lassen könnten.

Darüber hinaus ist die bestehende Regelung zu variablen Tarifen aus datenschutzrechtlichen Gründen bedenklich. Die Nutzung dieser Tarife ist an eine Kommunikation interner Daten nach außen geknüpft. VerbraucherschützerInnen drängen darauf, dass digitale Messstellen den Stromverbrauch stattdessen lokal im Gateway mithilfe eines Tarifregisters tarifieren. Tarifregister und Lieferabrechnung könnten dann monatlich übermittelt werden und so regelmäßige Datenübermittlungen vermieden werden, sodass auch datensensible VerbraucherInnen variable Tarife nutzen könnten.

Mit dem Aspekt der Zweckbindung verknüpft ist auch der *Anspruch auf Transparenz personenbezogener Datenverarbeitung*. Der Anspruch umfasst eine Informationspflicht für verantwortliche Stellen gegenüber den Betroffenen, sobald diese Stellen Daten erheben und verarbeiten. Im Gesetz ist geregelt, dass Messstelleninhaber gegenüber dem

Messstellenbetreiber berechtigt sind, kostenfrei vollständige Einsicht in die Erhebung ihrer personenbezogenen Daten zu erhalten. Außerdem besteht eine formale Aufklärungspflicht über die Datenkommunikation hinsichtlich der Fragen, „wer welche Daten von wem wie oft zu welchem Zweck erhält“. Weiterhin sind laut Gesetz personenbezogene Daten zu anonymisieren oder zu pseudonymisieren. Damit VerbraucherInnen diesen Regelungen Vertrauen schenken, muss der Gesetzgeber jedoch ihre Einhaltung sicherstellen.

Vonseiten der IKT-Branche wird gewünscht, dass die Politik breit angelegte Dialogprozesse organisiere, damit die Akzeptanz in der Bevölkerung steige. Für diese Akzeptanz scheint eine glaubwürdige Einhaltung der Prinzipien der Zweckbindung und der Transparenz zentral. In Dialogprozessen sollte darüber hinaus auch thematisiert werden, inwieweit Eingriffe in Privathaushalte überhaupt notwendig sind, wenn die Potentiale der größten Energieverbraucher, insbesondere in den energieintensiven Industrien, in Bezug auf das Demand Side Management gehoben werden können.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der zwingend vorgeschriebene Einbau der Smart Meter als Eingriff in die Verbrauchersouveränität gewertet werden kann. Es muss daher auch in der Praxis garantiert werden, dass die Zweckbindung sowie die Transparenz für Messstelleneinhaber sichergestellt sind.

NEUE KOOPERATIONEN FÜR DAS STROMNETZ DER ENERGIEWENDE – ZUR ROLLE DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER IN EINER FLEXIBLEN ENERGIEWELT

Autorinnen: Hannah Vermaßen und Nane Retzlaff (GCF)

Vergangenes Jahr wurden im deutschen Stromsystem mehrere Rekorde gebrochen: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch konnte im Vergleich zu 2014 um mehr als fünf Prozentpunkte auf nun 32,5 Prozent gesteigert werden, der Anteil an der Stromerzeugung beträgt mittlerweile 30 Prozent. Die erneuerbaren Energien sind damit zur wichtigsten Energiequelle im deutschen Stromsystem avanciert. Auch die Stromproduktion erreichte einen neuen Rekordwert: 647 Terrawattstunden wurden vergangenes Jahr erzeugt. Rund ein Zehntel davon wurde ins Ausland verkauft, 50 Prozent mehr als 2014 (vgl. Agora Energiewende 2016).

Somit fungieren Erneuerbare Energien bereits heute als *game changer* in der Energiewirtschaft, an die auch das traditionelle, auf konventionelle Stromquellen ausgelegte Stromnetz angepasst werden muss. Dies ist umso wichtiger, als der Anteil von Wind-, Solar-, Wasser- und Bioenergiekraft auch in den kommenden Jahren sukzessive gesteigert werden soll: Ziel der Bundesregierung ist eine Stromversorgung, die bis zum Jahr 2050 zu 80 Prozent durch erneuerbare Energieträger gedeckt wird. Hier sind vor allem die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – 50Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW – gefragt: Sie sind laut § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes für den Betrieb, die Optimierung, den Ausbau und die Stabilität des Energieversorgungsnetzes in Deutschland zuständig.¹³

Mit dem wachsenden Anteil von Erneuerbaren Energien sehen sich die ÜNB jedoch mit veränderten Bedingungen konfrontiert, um dieser Aufgabe gerecht zu werden: *Erstens* steigt mit den Erneuerbaren Energien die Volatilität. Dadurch werden zeitscharfe Prognosen über das Energieangebot zunehmend schwieriger. *Zweitens* fallen Ort und Zeitpunkt von Erzeugung und Verbrauch zunehmend auseinander: Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird vor allem im Norden und Osten des Landes produziert – vor allem aus Windkraft – während der Strom vornehmlich im Süden und Westen verbraucht wird. *Drittens* treten mit den dezentralen Energieanlagen auch neue Akteure auf den Plan, deren Netzintegration und effiziente Einbindung in das Gesamtsystem gewährleistet werden müssen. Besonders Verbraucher treten zunehmend auch als Erzeuger (prosumer) auf.

Diese Entwicklungen stellen die Netzbetreiber vor eine Reihe von Herausforderungen, die wir mit den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen unserer Stakeholder-Gespräche diskutiert haben. Gegenstand unserer Stakeholder-Gespräche war die Frage, wie der Strom

¹³ Im Folgenden wird es um die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber für ein funktionierendes Energiesystem mit einem erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien gehen. Allerdings sind rund 90 Prozent der in EE-Anlagen installierten Leistung an die Verteilnetze angeschlossen. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, die Perspektive der Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen (vgl. dazu auch BMWi 2014; 50Hertz et al. 2014).

aus erneuerbaren Energiequellen möglichst effizient in das Stromnetz integriert werden kann und wie eine sichere Versorgung sowie ein stabiles Stromsystem auch in Zukunft gewährleistet werden können. Die folgenden drei Thesen sind Ergebnis unserer Gespräche und ergänzender Literaturrecherchen. Sie spezifizieren die Bedingungen, die aus *Sicht der Übertragungsnetzbetreiber* eine zügige und effiziente Umsetzung der Energiewende ermöglichen.

These 7: Die Anpassung des Stromnetzes an die Energiewelt der Zukunft erfordert die verstärkte Kooperationen zentraler Akteure auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene.

In einer dynamischeren Energiewelt wird auch die Systemführung komplexer und damit die Aufgaben, die Netzbetreiber zu bewältigen haben. Um die Erneuerbaren Energien effizient in das Netz integrieren zu können, müssen die Übertragungsnetzbetreiber auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene verstärkt mit zentralen Akteuren kooperieren:

Übertragungsnetzbetreiber müssen ihre Prozesse in Zukunft stärker mit den *Verteilnetzbetreibern* abstimmen; notwendig ist außerdem ein breiter, gesellschaftlicher Dialog zum Netzausbau unter Beteiligung der *lokalen Bevölkerung*, der *organisierten Zivilgesellschaft*, der zuständigen *Planungsbehörden* und der *Politik*.

Die europäische Vernetzung zu einer klimafreundlichen Energieunion muss auf politischer wie technischer Ebene vorangetrieben werden: Die Energiepolitiken der *Mitgliedsländer der EU* sollten im Rahmen der Energieunion zur Förderung einer europaweiten Energiewende aufeinander abgestimmt und klimafreundlich ausgestaltet werden. Die technischen wie gesellschaftspolitischen Voraussetzungen hierfür sollten in Kooperation mit der *organisierten Zivilgesellschaft* und den *nationalen Netzbetreibern* – etwa im Rahmen der ENTSO-E¹⁴ – geschaffen werden.

Auf *regionaler* Ebene betrifft dies vor allem die Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern. Aufgrund der vielen neuen Stromanbieter werden künftig mehr koordinierte Systemdienstleistungen erbracht werden müssen – etwa um die zulässigen Spannungsgrenzen einzuhalten. Um einen reibungslosen Ablauf zu gewährleisten, ist es aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber unerlässlich, *erstens* klare Verantwortlichkeiten zu definieren und *zweitens* den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern zu intensivieren.

Während die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich für die Systemsicherheit sind und die Arbeit an den Schnittstellen des Strommarktes (Bilanzkreise, Händler, Verbraucher usw.) und des Systembetriebs (hier insbesondere die Netz- und Anlagenbetreiber und Energiedienstleister) koordinieren, sind die Verteilnetzbetreiber für die Systemstabilität im Verteil- und Niederspannungsnetz verantwortlich. Sie müssen neue Infrastruktur bereitstellen und die Systemdienstleistungen unter Ausnutzung der angeschlossenen

¹⁴ Siehe dazu weiter unten.

Anlageeigenschaften erbringen. Zudem wird ihre Bedeutung hinsichtlich der Koordination der in ihrem Netzbereich relevanten Akteure (Einspeiser, Speicher, Energiedienstleister usw.) steigen.

Damit der Übertragungsnetzbetreiber valide Prognosen über Erzeugung und Verbrauch erstellen kann, muss der Datenaustausch zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern weiterentwickelt werden. Jede Netzebene muss unter Berücksichtigung des Energieinformationsgesetzes die notwendigen Daten und Informationen erfassen, aggregieren und an den vorgelagerten Netzbetreiber weiterleiten - bis hin zum Übertragungsnetzbetreiber und umgekehrt.¹⁵ Intelligente Kommunikationstechnologien können einen wichtigen Beitrag hin zu einem auf diese Aufgaben ausgerichteten *smart grid* sein. Dazu müssen jedoch auch die Gefahr des Datenmissbrauchs diskutiert und der Schutz der Verbraucher gewährleistet werden (vgl. auch die Thesen zur IKT-Branche).

Auf nationaler Ebene müssen vor allem Planungsprozesse zum Ausbau des Übertragungsnetzes in einem breiten gesellschaftlichen Dialog mit allen Betroffenen diskutiert werden, um deren gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern. Zentrale Akteure sind hier vor allem die mit den Großprojekten betrauten Übertragungsnetzbetreiber, die die Ausbauprojekte umsetzen sowie die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass die rechtzeitige Einbindung der lokalen Bevölkerung, der organisierten Zivilgesellschaft und der lokalen Politik eine wesentliche Voraussetzung für einen transparenten Dialog auf Augenhöhe ist. Nur wenn es gelingt, dass der überwiegende Teil der Beteiligten die Umsetzung der Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt unterstützt, können gemeinsame Lösungen gefunden werden.

Auch auf *europäischer* Ebene müssen die vorhandenen Kooperationsbemühungen verstärkt werden. Zu erwarten ist, dass die Abhängigkeiten der Mitgliedsländer aufgrund unterschiedlicher Erzeugungskapazitäten steigen werden. Gleichzeitig steigt auch das Potenzial, europaweit Effizienzgewinne zu realisieren. Solange in Deutschland noch viele Kohlekraftwerke laufen, ist zu erwarten, dass Deutschland auch in Zukunft wachsende Überkapazitäten in das europäische Ausland exportieren wird, während andere Länder auf Stromimporte angewiesen bleiben werden oder diese aufgrund der günstigeren Preise nutzen.

Um ein sicheres und stabiles Stromsystem europaweit gewährleisten zu können, ist folglich eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der einzelnen Mitgliedsländer notwendig. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind bereits Mitglied im Europäischen Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E). ENTSO-E setzt sich für einen europäischen Strombinnenmarkt ein und koordiniert den grenzüberschreitenden Austausch und Handel von Strom. 50Hertz und TenneT sind zudem neben sechs anderen Netzbetreibern aus Belgien, Frankreich, Spanien, Norwegen, Italien

¹⁵ Das im Juni verabschiedete Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende regelt dies für die Daten zu Last- und Einspeisegängen über Smart-Meter-Gateways. Diese sollen nun nicht mehr nur mittelbar über die VNB, sondern auch direkt an die ÜNB übertragen werden. Damit erhalten sowohl ÜNB als auch VNB eine Zugriffsberechtigung (vgl. auch die Thesen zur IKT-Branche).

und der Schweiz Partner der Renewables Grid Initiative, die sich dezidiert für eine gesellschaftspolitisch transparente und umweltsensible Netzentwicklung im Sinne der Energiewende einsetzt und Praxispartner im Projekt „Investitionsschub“ ist.

Damit die Integration nationaler Märkte zu einem europäischen Strommarkt tatsächlich realisiert werden kann, muss das europäische Verbundnetz ausgebaut werden.¹⁶ Nur dann können Erzeugung und Verbrauch europaweit ausgeglichen und Effizienzgewinne realisiert werden. Es gibt bereits eine Reihe von Kooperationsprojekten – wie etwa NordLink und Hansa PowerBridge. NordLink, ein Kooperationsprojekt zwischen TenneT, KfW und der norwegischen Statnett, soll mit einer Trassenlänge von 623 Kilometern und einer Kapazität von 1400 Megawatt Strom vom norwegischen Tonstad nach Wilster leiten. Die Hansa PowerBridge wird das deutsche und schwedische Stromnetz enger miteinander verknüpfen. Der Interkonnektor wird eine Länge von 300 Kilometer haben und über eine Kapazität von 700 Megawatt verfügen. Kooperationspartner sind 50Hertz und die schwedische Svenska Kraftnät. Überschüssiger Windstrom aus dem Norden Deutschlands kann dann künftig nach Norwegen und Schweden transportiert werden. Umgekehrt kann bei einer Flaute Strom aus schwedischen bzw. norwegischen Wasserkraftwerken nach Deutschland transportiert werden.

Diese Kooperationsbemühungen müssen durch entsprechende politische Rahmenbedingungen flankiert werden. Im Juni 2015 haben zwölf Länder, darunter Deutschland, Polen, Tschechien, Schweden und Norwegen, die *Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market* unterzeichnet – ein weiterer wichtiger Schritt, um die Energieunion zu verwirklichen (vgl. Europ. Kommission 2016c). Darin betonten die Staaten die Bedeutung von „no regret“-Maßnahmen, die die Staaten unabhängig vom nationalen Energiemix und Strommarktmodell als sinnvoll erachten. Neben dem Ausbau grenzüberschreitender Stromnetze betrifft dies vor allem die engere Zusammenarbeit bei der Weiterentwicklung der nationalen Strommärkte, die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses von Versorgungssicherheit und die Formulierung und Verabschiedung von Netzkodizes - europaweit einheitlichen Regeln für die Marktteilnehmer. Um die Flexibilisierung der Nachfrageseite voranzutreiben, wollen die beteiligten Staaten zudem Hemmnisse für den Marktzugang von Flexibilitätsoptionen beseitigen.

Mehr Kooperation zwischen den Netzbetreibern, der Ausbau der internationalen Verbindungen und schließlich gesellschaftliche Dialogprozesse und politische Rahmenbedingungen, die die Kooperationsbemühungen flankieren und fördern: Dies sind die Voraussetzungen eines gemeinsamen europäischen Strommarktes.

¹⁶ Das von der EU-Kommission vorgegebene Ziel ist, dass jedes Mitgliedsland bis 2020 einen Stromverbundgrad von 10 Prozent erreicht, was unter anderem durch die Formulierung so genannter Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interests, PCI), von denen mindestens zwei Mitgliedsländer profitieren, gelingen soll.

These 8: Ein breiter und transparenter Dialog mit der Zivilgesellschaft ist notwendig, um die gesellschaftliche Akzeptanz für den Netzausbau zu fördern. Nur dann kann die Energiewende gelingen.

Durch die Energiewende verändert sich die Energiewelt spürbar: Der Strommix wird vielfältiger, fossile Energieträger verlieren an Bedeutung, neue Akteure treten auf den Plan. Der Ausbau der Windenergie im Norden und Osten des Landes, die Liberalisierung des Strommarktes und die zunehmende Integration in den europäischen Stromhandel sind wesentliche Treiber dieses Prozesses. Insgesamt wird das Energiesystem durch die Energiewende dezentraler und volatiler:

In der *alten Energiewelt* wurden Kraftwerke verbrauchsnahe gebaut. Der Strom floss vom zentralen Erzeuger zu den Verbrauchern. In der *neuen Energiewelt* wird der Strom zunehmend dezentral erzeugt. Statt eines großen Erzeugers gibt es nun zunehmend Erzeuger kleinerer und mittlerer Größe, die an unterschiedlichen Standorten Strom anbieten – besonders im Norden und Osten des Landes. Der Schwerpunkt des Verbrauchs liegt nach wie vor in Süd- und Westdeutschland.

Mit dem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien wird die neue Energiewelt zudem volatiler. Denn die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne ist abhängig vom Wetter: Strom wird vor allem dann produziert, wenn der Wind stark bläst oder die Sonne scheint. Die Folge: Die zeitlichen und räumlichen Differenzen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch nehmen zu. Während im windreichen Norden häufig mehr Strom erzeugt wird, als benötigt, ist es im Süden genau umgekehrt.

Um diese Differenzen auszugleichen, bedarf es vor allem eines: ein angepasstes Stromnetz. Klar ist, dass die bestehende Netzinfrastruktur für große Leistungsübertragungen nicht ausgelegt ist. Während im Norden Überschüsse erzeugt werden und infolgedessen immer häufiger Spannungsgrenzwerte überschritten und Anlagen abgeregelt werden müssen, muss im Süden Strom aus den Nachbarländern dazugekauft werden. Besonders Bayern ist hiervon betroffen.

Der geplante Ausbau der Netzinfrastruktur könnte solchen Engpässen entgegenwirken, sieht sich jedoch zum Teil mit massiven Protesten - auch von der Bayerischen Landesregierung - konfrontiert: Während die Energiewende als gesellschaftspolitische Weichenstellung für die Zukunft große Zustimmung in der Bevölkerung erfährt,¹⁷ waren konkrete Ausbauprojekte in der Vergangenheit mehrfach der Kritik ausgesetzt – vor allem von Seiten der lokalen und regionalen Politik sowie Bevölkerung. So haben die Bürgerproteste gegen Süd-Link (Tennet) und Süd-Ost-Link (50Hertz) gezeigt, dass der Netzausbau nicht nur eine Frage der effizienten und sicheren Versorgung, sondern auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig ist. Obwohl sich Vertreter aus Zivilgesellschaft, Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und Politik im Rahmen des bayrischen Energiedialogs 2015 darauf verständigt hatten, den Netzausbau, wenn auch „nur im nötigen Maße“, umzusetzen (Bayerisches Ministerium für

¹⁷ So befanden 2015 90 Prozent der Bevölkerung die Energiewende als „wichtig“ oder „sehr wichtig“ (vgl. Agora Energiewende 2016: 3).

Wirtschaft, Medien, Energie und Technologie 2015: 5), sind die Planungen für die Überlandleitungen aufgrund des anhaltenden Widerstands insbesondere der Bayerischen Landesregierung mittlerweile obsolet. Nun müssen die Stromtrassen als Erdverkabelung neu geplant werden. Dies kostet Zeit - und vor allem Geld.¹⁸

Ein rechtzeitiger breiter gesellschaftlicher Dialog mit allen beteiligten Akteuren ist folglich eine notwendige Voraussetzung für den Netzausbau – denn die Energiewende kann nur mit der Unterstützung der Bürger gelingen. Die Dialogprozesse müssen partizipativ, fair und transparent gestaltet werden, um zu für alle Beteiligten akzeptablen Ergebnissen führen zu können. Wichtig ist daher, die Betroffenen frühzeitig in Planungs- und Genehmigungsverfahren einzubinden und Entscheidungsprozesse möglichst transparent zu gestalten. Welche Formen der Einbindung hierzu geeignet sind, wird fortlaufend von NGOs oder Akteuren aus der Wissenschaft evaluiert. Diese Reflexion von Best Practices kann für die Begleitung weiterer Projekte genutzt werden. Unsere Stakeholder-Gespräche haben ergeben, dass ein Netzausbau nach dem Grundsatz „so wenig wie möglich, so viel wie nötig“ sowie angemessene finanzielle und materielle Kompensationen für betroffene Kommunen die Akzeptanz maßgeblich steigern können. Manche Stakeholder schlagen zudem vor, neue Instrumente zum Interessenausgleich zu prüfen – etwa bedingungslose Ausgleichszahlungen an Kommunen.

Um die Energiewende als gesellschaftspolitische Zielvorgabe voranzutreiben, ist zudem den Stakeholdern zufolge ein klares politisches Bekenntnis zum Netzausbau als notwendigem Mittel vonnöten – auch im Interesse der Bürger. Denn sollte sich der Netzausbau weiter verzögern, könnte Deutschland in zwei Stompreiszonen zerbrechen: Dann wäre der Strom im Norden billiger als im Süden. Die im Süden ansässige Industrie wäre hierdurch stark betroffen. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist ein „Ausbau bis zur letzten Kilowattstunde“ weder sinnvoll noch zielführend. Mittels Flexibilisierungsmaßnahmen kann der notwendige Netzausbau verringert werden: Demand-Side-Management, Speicher, virtuelle Kraftwerke und *smart grids* erlauben zunehmend eine flexible Steuerung von Erzeugung und Verbrauch sowohl von privaten als auch industriellen Verbrauchern. Allerdings: Am Netzausbau im Rahmen der Energiewende führt kein Weg vorbei, solange in großem Maße eingesetzte Speicher zu teuer sind.

Zudem ist die verstärkte Integration Deutschlands in den europäischen Strommarkt sinnvoll. Leistungsschwankungen und insbesondere Spitzenlasten könnten dann effizienter ausgeglichen werden. Bereits jetzt ist Deutschland ein wichtiger Stromexporteur – und wird es auch in Zukunft bleiben. Auch dies setzt allerdings Investitionen in das europäische Verbundnetz voraus (siehe dazu These 7).

¹⁸ Schätzungen des Bundeswirtschaftsministeriums zufolge dürften allein die Mehrkosten für die Erdverkabelung zwischen 3 und 8 Milliarden Euro betragen – unbeachtet der sonstigen Kosten, die durch die Verzögerung entstehen (vgl. tagesschau.de 2015).

These 9: Die Stärkung der Rolle der Übertragungsnetzbetreiber als Systemdienstleister kann einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromnetzes leisten.

Die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber gehen heute weit über das klassische Geschäftsfeld von Bau, Betrieb und Wartung der Netzinfrastruktur hinaus. Mit steigenden Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems rückt vor allem die Bedeutung der ÜNB für die Stabilität des Netzes und die Versorgungssicherheit in den Fokus. Die Koordinationsleistung der ÜNB als Systemdienstleister¹⁹ sollte daher stets mitgedacht und mit den Aufgaben anderer Akteure wie Verteilnetzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen und Erzeugern abgestimmt werden (siehe auch These 7).

Dies gilt einerseits für die *erste Phase der Energiewende*, in der der Anteil der Erneuerbaren Energien zwischen 10 und 40 Prozent an der Stromerzeugung beträgt. In dieser Umbruchsituation wird das Stromsystem an vielen Stellen neu justiert: wesentliche Elemente der *alten* Energiewelt müssen im Übergang zur *neuen* Energiewelt umgestellt, ergänzt oder ersetzt werden.

Neben dem effizienten Netzausbau (vgl. These 7) benötigen die Übertragungsnetzbetreiber in dieser Phase der Energiewende vor allem intelligente Flexibilisierungsoptionen, die ihnen eine zuverlässige Steuerung des sich wandelnden Systems ermöglichen. In Betracht kommen dabei eine Flexibilisierung des Angebots (etwa durch Regelenergie) und/oder der Nachfrage – letzteres etwa über demand-response-Technologien und *smart metering* (vgl. hierzu auch die Thesen zur IKT-Branche). Dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz zufolge kann eine Flexibilisierung der Nachfrage allerdings nur begrenzt auf das Problem reagieren, dass die notwendige gesicherte Leistung zur Deckung der Versorgungssicherheit – also die Leistung, die mit Sicherheit ständig mindestens verfügbar ist – jederzeit bereitgestellt werden kann.

Das im Juni vom Bundestag verabschiedete Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts ebenso wie das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende stellen für die ÜNB bereits einen ersten und wichtigen Schritt in diese Richtung dar. So befürworten die ÜNB in unseren Dialogen grundsätzlich die Öffnung der Regelmärkte für erneuerbare Energieträger (etwa Windenergie), die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume für diese Märkte, die schrittweise Einführung von *smart Metern* in manchen Haushalten sowie die Stärkung der Bilanzkreistreue²⁰ durch entsprechende monetäre Anreize. Mit der zum Juli dieses Jahres in Kraft tretenden Novellierung der Abschaltbare Lastenverordnung, die hierdurch bis 2022 verlängert wird, wird auch die Frage nach geeigneten Produkten zur netzstabilisierenden Nutzung industrieller Lasten weiter zu berücksichtigen sein.

¹⁹ Als „Systemdienstleistungen“ werden die für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung unbedingt notwendigen Leistungen der Frequenzerhaltung, Spannungserhaltung, des Versorgungswiederaufbaus und der Betriebsführung bezeichnet. Diese fallen im Wesentlichen in den Zuständigkeitsbereich der ÜNB.

²⁰ Unter einem Bilanzkreis versteht man eine Art virtuelles Konto, welches ein Saldo aller Stromentnahmen, -einspeisungen und Handelsgeschäfte abbildet. Die Bilanzkreisverantwortlichen, also Stromlieferanten und Stromhändler, bewirtschaften die Bilanzkreise und sind verpflichtet, die Bilanzkreise stets auszugleichen (Bilanzkreistreue).

Bis der Übertragungsnetzausbau in einem hinreichenden Maße erfolgt ist, sind zudem geeignete Regelungen zur Entschädigung von Redispatchmaßnahmen vonnöten, die durch die Verzögerungen entstehen. Eine weitere Übergangslösung ist die ebenfalls durch das Strommarktgesetz angepasste Netzreserve von bis zu 2 Gigawatt. Die Netzreserve ermöglicht es den ÜNB, für die Übergangszeit zwischen dem Atomausstieg 2021 und der Fertigstellung des Netzausbaus eigene Netzstabilitätsanlagen bis zu 2 Gigawatt zu errichten, um Netzengpässe auszugleichen.

Inwiefern die hier getroffenen Regelungen eine sinnvolle Grundlage darstellen, auf der die Übertragungsnetzbetreiber ihren Beitrag zur Umsetzung der Energiewende weiter verbessern können, wird sich in der nahen Zukunft zeigen. Eventuelle Änderungsbeziehungsweise Konkretisierungsbedarfe – beispielsweise bei der genauen Ausgestaltung der Präqualifizierungsbedingungen und Verträge für neue Akteure auf dem Regelenergiemarkt - sollten fortlaufend in der gemeinsamen Diskussion erörtert werden.

Über die derzeitige Phase der Transformation des Energiesystems hinaus wird die Systemdienstleistungsfunktion der Übertragungsnetzbetreiber in der *zweiten Phase der Energiewende*, in dem der Anteil der erneuerbaren Energien bis zu 80 Prozent oder mehr beträgt, eine essentielle Rolle spielen. Daher sollten über die aktuelle Systemumstellung hinaus bereits heute Visionen für das Stromnetz der Zukunft diskutiert werden. Hier stellt sich unseren Gesprächen zufolge beispielsweise die Frage, inwiefern die wachsende Bedeutung der ÜNB als Systemdienstleister deren derzeitiges, auf regulierter Eigenkapitalverzinsung basierendes Hauptgeschäftsmodell – den Bau, die Instandhaltung und den Betrieb von Übertragungsnetzen – sinnvoll ergänzen könnte. Auch die Fragen, in welchem Umfang weiterer Netzaus- oder Umbau benötigt werden könnte und inwiefern sich die Rollen und konkreten Aufgaben der verschiedenen Netzakteure, vor allem die Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern sowie die Integration von Speichern und demand-response Technologien, zukünftig wandeln könnten, sollten bereits frühzeitig adressiert werden. Zu berücksichtigen ist auch, dass in diesem Bereich sowohl die traditionellen Energieversorgungsunternehmen, IT-Unternehmen als auch Verteilnetzbetreiber über neue Geschäftsmodelle nachdenken, sie könnten also in der Zukunft zu Wettbewerbern werden.

RAHMENSETZUNGEN FÜR DIE TRANSFORMATION – NEUE CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE ENERGIEVERSORGER

Autoren: Jan Burck und Christoph Bals (Germanwatch)

Keine Branche ist direkter und massiver durch die Energiewende betroffen als die Energieversorger. Ihr Börsenwert ist seit der Energiewende in der gesamten EU massiv gesunken. Alle vier großen EVUs haben bereits mit neuen Geschäftsmodellen auf die für sie existentielle Krise reagiert, um auch die Chancen der neuen Situation zu nutzen.

These 10: Die Energiewirtschaft wurde schon immer wesentlich durch den politischen Rahmen geprägt. Für einen erfolgreichen Übergang zu Erneuerbaren Energien reicht es nicht, diese zu regulieren, sondern es sind weitere politische Rahmensetzungen vonnöten wie z.B. ein Kohleausstieg und ein CO₂-Preissignal.

Vor der Liberalisierung der deutschen Energiewirtschaft 1998 setzte sich diese aus mehreren regional voneinander getrennt agierenden großen Verbundunternehmen zusammen, denen jeweils eine Monopolstellung zukam. Die Energieversorger waren streng reguliert oder befanden sich direkt in staatlicher Hand, sodass auch der Staat als Anbieter auf dem Markt auftrat (Bardt 2008). Ihr Geschäftsmodell ergab sich im Wesentlichen aus dieser Rahmensetzung. Um die bundesweite Energieversorgung sicherzustellen, bediente sich der Staat außerdem verschiedener politischer Maßnahmen. Er regelte die Einspeisung einzelner Energiearten und somit den Energiemarkt.

Staatliche Eingriffe und Förderungen in diesem Bereich gab es also lange vor dem Umstieg auf Erneuerbare Energien. Besonders zur Förderung und Verstromung von Kohle sowie für den Einsatz von Atomkraft haben Unternehmen und Forschungsinstitute in der Vergangenheit hohe Subventionen und Vergünstigungen von Seiten des Staates erhalten, die zum Teil bis heute existieren. So betragen beispielsweise die öffentlichen Ausgaben zur Sicherung des Steinkohleabsatzes von 1958 bis 2014 ca. 166,7 Milliarden Euro (FÖS 2015). Die Nuklearwirtschaft profitierte von Steuervergünstigungen. Der daraus errechnete kumulierte Vorteil wird von 1970 bis 2014 auf 46,4 Milliarden Euro geschätzt (FÖS 2015).

Insbesondere zur Etablierung eines marktorientierten Wettbewerbs im Energiemarkt wurde Ende der 1990er Jahre seitens der EU eine Liberalisierung der Energiemärkte eingeführt. Die Marktöffnung für Strom und Gas in Deutschland erfolgte 1998 (Bardt 2008; Growitsch und Muesgens 2005). Diese und zwei weitere Liberalisierungsprogramme seitens der Europäischen Union verstärkten den Wettbewerb. Dennoch verzeichneten die großen Anbieter weiterhin hohe Marktanteile. Im Jahr 2014 erzeugten die deutschen Energieriesen RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW rund 300 Terawattstunden Strom – das entspricht immer noch einem Anteil von 73 Prozent an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland (in

Terawattstunden; Statista 2016b). Netzzugang und Netzentgelte werden durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden weiterhin staatlich reguliert. Dies wird damit begründet, dass Stromnetze und Gasleitungen ein natürliches Monopol darstellen. Im Gegensatz zu den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten wäre hier ein Wettbewerb ineffizient (BMW 2016; Bundeskartellamt 2016).

Auch um Ziele der Energie- und Klimapolitik zu erreichen, welche sich auf dem Markt - zumindest ohne Internalisierung der externen Kosten - von selbst nicht einstellen würden, hielt der Gesetzgeber auf deutscher und EU-Ebene die Setzung langfristiger politischer Rahmenbedingungen für notwendig. Dies sollte u.a. den Aufbau einer Infrastruktur und die Marktintegration für Erneuerbare Energien gewährleisten. Aufgrund von langen Investitionszyklen sind hier stabile Rahmenbedingungen wichtig, um Investitionssicherheit in diesem Sektor zu schaffen und neuen Geschäftsmodellen den Boden zu bereiten. Die Bereitschaft marktorientierter Geldgeber zur Investition ist abhängig von Rendite und Risiko. Klare Rahmenbedingungen sind deshalb Voraussetzung für die Bereitschaft der Investoren, die anfänglich hohen Investitionskosten zu tragen. Zwei Beispiele für derartige politische Rahmensetzungen sind das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und der EU-Emissionshandel: Durch die Einführung des EEG wurde insbesondere der Strommix, aber auch die Akteursstruktur beeinflusst. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag 2000 bei 6,2 Prozent und stieg bis 2015 auf 30,1 Prozent (BMW 2015a; Agentur für Erneuerbare Energien 2016). Des Weiteren ist neben den klassischen Akteuren auf dem Energiemarkt (in Deutschland RWE, E.ON., EnBW, Vattenfall) eine deutlich größere Vielfalt auch kleinerer Akteure entstanden, die von den Einspeisevergütungen des EEG profitieren und die Energiewende vorantreiben. Hierzu gehören Landwirte, Privatpersonen, Energiegenossenschaften, kleine Energieversorgungsunternehmen, Gewerbe, Banken und Projektierer. Der Emissionshandel ist das zentrale Instrument der EU um im Energiesektor und der Industrie die gesetzten CO₂-Reduktionsziele zu erreichen.

Auch in Zukunft sind die politischen Rahmensetzungen mit-ausschlaggebend für die Erreichung der Ziele im Klima und Energiebereich als auch für die Etablierung neuer Geschäftsmodelle und eine Exitstrategie aus alten Ertragsmodellen, die Strukturbrüche vermeidet. Der Bedarf an klar formulierten Rahmenbedingungen wird vor allem im Kontext des Kohleausstiegs und dem des EU-Emissionshandels deutlich:

Fast alle Stakeholder äußern, zum Teil hinter vorgehaltener Hand, nun den dringenden Bedarf, den Ausstieg aus der Kohle mit einer deutlichen Rahmensetzung zu flankieren. Für die EVUs bedeutet dies notwendige Klarheit in Bezug auf den künftigen Weg. Allerdings wurde auch deutlich signalisiert, dass diejenigen EVUs, die noch in Kohle investiert sind, zunächst auch stark darum ringen, sich den schrittweisen Abschied von der Kohle möglichst vergolden zu lassen.

Viele der anderen Stakeholder betrachten es als einen „Sündenfall“, dass den Kraftwerksbetreibern als wichtigen Verursachern des Klimaproblems eine massive Subvention zugestanden wurde, um eine Reihe von Kohlekraftwerken zunächst in eine strategische Reserve zu schieben und dann vom Netz zu nehmen. Es wurde die Befürchtung geäußert, dass damit ein Präzedenzfall geschaffen wurde, der die Energiewende und auch

internationale Verhandlungen erschweren könnte. Manche Stakeholder befürchten auch, dass der bedeutend zunehmende Export von Kohlestrom ins Ausland bei fehlendem Gegensteuern der Politik die Legitimität der Energiewende sowie das Erreichen der deutschen Klimaziele für 2020 (40% gegenüber 1990) gefährden könnte. Sie befürchten, dass so die Energiewende trotz eines bislang bedeutend steigenden Anteils an Erneuerbaren Energien (im Jahr 2015 gab es den bisher stärksten jährlichen Anstieg auf fast ein Drittel) und sich eines in der Planung befindlichen Ausstiegs aus der Atomkraft in Misskredit geraten könnte. Insbesondere von einigen Gewerkschaften und Kirchen wird eine klare und frühe Ankündigung eines Kohleausstiegs erwartet, damit eine sozialverträgliche Flankierung des Strukturwandels erreicht werden kann. Die diesbezüglichen Positionsveränderungen innerhalb von Verdi werden von vielen als Dammbuch bewertet. Von der Wissenschaft²¹ wird darauf hingewiesen, dass die Hälfte des bereits bewilligten Braunkohleabbaus nicht durchgeführt werden kann, wenn die Ziele der deutschen Energiewende erreicht werden sollen. Fast alle Stakeholder setzten darauf, dass mit dem Klimaschutzplan ein ernsthafter Prozess für den Kohleausstieg installiert wird, der den betroffenen Unternehmen Klarheit für die notwendige Exitstrategie und den Regionen Zeit für einen Strukturwandel ohne Brüche lässt.

Des Weiteren drängen viele Stakeholder auf einen CO₂-Bepreisungsmechanismus, der ausreichend Anreize dafür setzt, dass nur Investitionen getätigt werden, die mit den langfristigen Klimazielen der EU und Deutschlands vereinbar sind. Als Vorschläge für eine Reform des EU-Emissionshandel wurden dabei angesprochen: a) ein allmählich steigender Mindestpreis für CO₂; b) eine Verschärfung des linearen Anstiegsfaktors (was aber erst langfristig Wirkung zeigt); c) eine Stilllegung (oder zumindest die Möglichkeit dazu) von Emissionserlaubnissen durch nationale Regierungen etwa nach einem Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien oder eines fortschreitenden Ausstiegs aus der Kohle; d) die dauerhafte Stilllegung eines Großteils der in den Marktstabilisierungsfonds geschobenen Zertifikate; e) eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten für die energieintensive Branche, solange es bei den G20-Partnern nicht entsprechende Preisinstrumente gibt und im Gegenzug eine Abgabe auf Konsumgüter dieser Branche, auch von Importen.

Obwohl die meisten Stakeholder Bepreisung nicht als Patentlösung sehen, da es eines Instrumentenmixes bedürfe, betrachten Sie diese als eine wichtige Bedingung für die Etablierung neuer Geschäftsmodelle. Viele Stakeholder rechnen nicht damit, dass die notwendige Transformation ohne ein schrittweise steigendes CO₂-Preissignal – durch ETS, Abgabe, Steuern oder Hybridsysteme – gelingen wird. Viele Stakeholder sehen die Bereitschaft zur Bepreisung - sei es durch Emissionshandel, Steuer oder Abgabe-, als ein Gradmesser für die Ernsthaftigkeit von Klimaschutzankündigungen.

Klar formulierte politische Rahmensetzungen könnten darüber hinaus auch die notwendige Stabilität und Erwartungssicherheit für Energieunternehmen bieten, um die Innovation und Etablierung neuer Geschäftsmodelle im Energiebereich voranzutreiben.

²¹ Agora Energiewende, Braunkohleplanung der Länder an nationale Klimaschutzziele anpassen, <https://www.agora-energieende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/braunkohleplanung-der-laender-an-nationale-klimaschutzziele-anpassen/News/detail/>,

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass politische Rahmenbedingungen im Energiesektor historisch und auch seit der Liberalisierung des Energiemarktes stets notwendig waren und es auch weiterhin sind - wenn gemeinsam Energie- und Klimaschutz zu bezahlbaren Preisen gewährleistet sein soll. Auch in Zukunft sind weitere Maßnahmen wie Kohleausstiegsplan und CO₂-Bepreisung notwendig, um den Ausbau Erneuerbarer Energien, das Erreichen der Klimaziele und eine Transformation ohne Strukturbrüche sicher zu stellen.

These 11: Durch Mieterstrommodelle kann ein effektiver Beitrag zur Energiewende geleistet werden. Politische Entwicklungen jedoch, insbesondere mit Fokus auf das EEG, das KWKG oder das StromStG, mindern die Rentabilität und Attraktivität eines solchen Modells.

Im Rahmen eines Mieterstrommodells wird Strom beispielsweise durch eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) auf dem Dach eines Mietshauses produziert. Dieser Strom muss von den MieterInnen direkt vor Ort verbraucht werden und wenn überschüssiger Strom da ist wird er mit einer geringeren Rendite ins öffentliche Netz eingespeist. Rentabel wird ein Mieterstrommodell - so die Auskunft von Betreibern - bei Mehrfamilienhäusern ab ungefähr 20 bis 25 Parteien (Polarstern 2016a).

Einige unserer Praxispartner argumentieren, dass sich das Mieterstrommodell durch zwei wesentliche Vorteile für MieterInnen als auch VermieterInnen auszeichnet. Zum einen bekommen die MieterInnen und VermieterInnen hierdurch die Möglichkeit, zu geringeren Energiekosten Strom zu produzieren sowie zu konsumieren, da Mieterstromtarife geringere Kosten bedeuten als Stromtarife aus dem Netz. Grund hierfür sind fehlende Netzegebühren und Konzessionsabgaben für die Stromlieferung, da Mieterstrom nicht das öffentliche Stromnetz durchläuft (Polarstern 2016b). Zum anderen bekommen MieterInnen die Möglichkeit, durch eine lokale und dezentrale Stromproduktion gemeinsam mit der/m VermieterIn die Energiewende aktiv mitzugestalten und voranzutreiben (Polarstern 2016b).

Viele Stakeholder halten Mieterstrommodelle für wichtig, um die Akzeptanz der Energiewende weiter zu sichern. Manche Stakeholder betrachten diese Form der Energieversorgung als ein künftiges Geschäftsfeld für Stadtwerke und Energieversorger. Jedoch schrecken viele Unternehmen noch vor dem Angebot eines solchen Modells zurück, u.a. da es mit einem hohen Vertriebsaufwand verbunden ist (pv magazine 2015). Des Weiteren besteht laut einigen Stakeholdern die Gefahr, dass durch eine breite Anwendung des Modells die Netzentgelte und somit auch die Strompreise für die anderen Strombezieher ansteigen können, da ohne Einspeisung ins öffentliche Stromnetz Steuern und Abgaben ausbleiben und diese kompensiert werden müssen (Hunziker 2015). Die Gefahr einer Entsolidarisierung bestünde, da kaum jemand völlig auf das Stromnetz verzichten sondern dieses gerade dann, wenn auch generell die größte Nachfrage ist, nutzen will - aber zugleich die Kosten auf die anderen abgewälzt werden könnten.

Seit dem Jahr 2012 musste die EEG-Umlage für Strom aus Erneuerbaren Energien bezahlt werden, der vor Ort an Dritte, wie WohnungsmieterInnen, geliefert wird. Viele Stakeholder argumentieren, dass somit der Mieterstrom durch das EEG nicht nur nicht gefördert,

sondern auch blockiert werde. Die meisten Stakeholder kritisieren in diesem Zusammenhang die Schlechterstellung von Mietern gegenüber Hauseigentümern. Denn EigenstromversorgerInnen erhielten einen Rabatt auf die Umlage, jedoch gehörte Mieterstrom rechtlich nicht zu dieser Gruppe der Eigenversorger, obwohl technisch kein Unterschied besteht (pv magazine 2016; GdW 2016). MieterstrombezieherInnen zählten zur Gruppe der Direktversorger, die die volle EEG-Umlage tragen muss (Klimaretter 2016). Zum Beispiel der Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen GdW verlangte deshalb eine Gleichbehandlung von Mieterstrom und Eigenstrom (GdW 2016).

Diese Forderung hat im derzeitigen EEG Novellierungsprozess bereits in gewissem Maße Anklang gefunden. Das Juli 2016 reformierte EEG 2017 enthält nun in §95 eine Verordnungsermächtigung zu Mieterstrommodellen. Demnach müssen die Betreiber von PV-Anlagen nur eine verringerte EEG-Umlage zahlen, wenn: "a) die Solaranlage auf, an oder in einem Wohngebäude installiert ist und b) der Strom zur Nutzung innerhalb des Gebäudes, auf, an oder in dem die Anlage installiert ist, an einen Dritten geliefert wird" (Deutscher Bundesrat 2016). Damit wird die Personenidentität, die gängigerweise Voraussetzung für eine verringerte EEG-Umlage auf Eigenstrom ist, für Mieterstrom aus PV-Anlagen nicht mehr relevant, was die Nutzung dieser Stromversorgungsart für Mieter wie Vermieter deutlich attraktiver macht. Mieterstrom auf Kraft-Wärme-Kopplung-Basis ist von dieser EEG-Umlage Minderung jedoch ausgeschlossen (Kreutzer-Consulting 2016).

Aber das Problem der Personenidentität besteht weiter für Wohnungseigentümergeinschaften. Hier können die einzelnen Parteien nicht von der verringerten EEG-Umlage profitieren. Nach Auffassung der zuständigen Bundesnetzagentur liegt hier keine Eigenversorgung vor, da sie die Anlage gemeinsam als Verband betreiben, Endverbraucher aber die einzelnen Wohnungseigentümer sind. Der Dachverband Deutscher Immobilienverwalter (DDIV) fordert daher eine Gleichbehandlung von Wohnungseigentümern bezüglich der Stromeigenversorgung (DDIV 2016). Könnte die verringerte EEG-Umlage, wie sie für Mieterstrom vorgesehen ist, auch für Wohnungseigentümergeinschaften geltend gemacht werden, wäre eine breitere Grundlage für die Bürgerbeteiligung an der Energiewende geschaffen.

Für Projektierer bietet die Verordnung dennoch einen spannenden Markt: Versorger haben die Möglichkeit, Kunden mit Eigenstrommodellen auch ein Stück weit emotional an sich zu binden oder ganze Wohnanlagen mit ihren Angeboten von Stadtwerken abzuwerben (Kreutzer-Consulting 2016). Der Spitzenverband der Wohnungswirtschaft GdW, der Deutsche Mieterbund und der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) begrüßten diese Entwicklung.

Der Eigentümerverband Haus & Grund schlägt eine Stromkostenverordnung vor, durch die private Wohnungs-Vermieter selbsterzeugten Strom mit über die Heizkostenverordnung abrechnen könnten. Der Verband kritisiert, dass bislang die Vermieter, wenn sie die Mieterstrom-Regelung nutzen wollen, ein Gewerbe anmelden müssen, mit den Mietern Stromlieferverträge und mit den Netzbetreibern und den Energieversorgern Rahmenverträge abschließen müssen. Viele Stakeholder setzen sich dafür ein, dass diese bürokratischen Hemmnisse abgeschafft werden.

Bei Betrachtung der Stromsteuer zeigen sich ebenfalls Entwicklungen, welche die Wirtschaftlichkeit des Mieterstrommodells für Häuser mit sechs oder mehr Mietparteien

negativ beeinflussen könnten. Das Bundesfinanzministerium plant eine Anwendung der Stromsteuer auf den Eigen- und Direktverbrauch aus Erneuerbaren-Anlagen (pv magazine 2016). Laut Harald Will, geschäftsführender Gesellschafter der Beratung Urbane Energie GmbH, verfolgt der Staat damit die Eingrenzung von Mieterstrommodellen, da eine breite Etablierung dieser zu staatlichen Einnahmeverlusten führen würde (EnBauSa 2016). Die geplante Regelung soll ab einem jährlichen Verbrauch von 20.000 kWh gelten. Mehrfamilienhäuser ab sechs durchschnittlichen Haushalten wären hiervon betroffen, wodurch das Mietstrommodell erneut einen Rückschlag erhalten würde (Klimaretter 2016). Neben der EEG-Umlage müssten Mieter zusätzlich eine Stromsteuer von 2,05 Cent entrichten. Manche Stakeholder argumentieren, dass damit das Modell für die entsprechende Zielgruppe endgültig unwirtschaftlich würde (Haus und Grund 2016). Obwohl das Mieterstrommodell die Gestaltung der Energiewende effizient unterstützen könnte, zeigen sich politische Rahmenbedingungen, welche eine breite Etablierung des Modells bislang verhindern.

Literaturverzeichnis

Adelphi (2103): Treiber und Hemmnisse für die Transformation der deutschen Wirtschaft zu einer „Green Economy“.

Agentur für Erneuerbare Energien (2016): Strommix in Deutschland 2015. Abrufbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/strommix-in-deutschland-2015>.

Agora Energiewende (2016): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015*, Berlin, online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf (letzter Abruf: 31.08.2016).

Ayling, J. / Gunningham, N. (2015): *Non-state governance and climate policy: the fossil fuel divestment movement*, in: Climate Policy Online, online verfügbar unter: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14693062.2015.1094729?journalCode=tcpo20> (letzter Abruf: 13.09.2016).

Baldi, G. / Fichtner, F. / Michelsen, C. / Rieth, M. (2014): *Schwache Investitionen dämpfen Wachstum in Europa*, in: DIW Wochenbericht Nr. 27, S. 637-651, online verfügbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.469136.de/14-27-3.pdf (letzter Abruf: 13.09.2016).

Bardt, H. vom 08.09.2008: Energiemärkte und Wettbewerb. Abrufbar unter: <https://www.boell.de/de/navigation/oekologische-marktwirtschaft-4786.html>.

Bayerischer Rundfunk (2015): *Bayern braucht massive Stromimporte*, Beitrag vom 20.10.2015, online verfügbar unter: <http://www.br.de/nachrichten/strom-importe-atomausstieg-100.html> (letzter Abruf: 30.08.2016).

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2015): *Energiedialog - Maßnahmen und Forderungen*, online verfügbar unter http://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-02-02-Massnahmen-und-Forderungen-Energiedialog.pdf (letzter Abruf: 31.08.2016).

BHKW jetzt (2015): Übersicht: Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Abrufbar unter: <http://www.bhkw-jetzt.de/politik-recht/kwk-gesetz/>.

Bundeskartellamt (2016): Energiewirtschaft. Abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/DE/Wirtschaftsbereiche/Energie/energie_node.html.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016b): *Häufig gestellte Fragen rund um intelligente Messsysteme*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/digitalisierung-der-energiewende,did=726780.html> (Zugriff am 20.07.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015a): EEG-Reform. Abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/eeg_reform.html.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015b): Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, Monatsbericht Februar 2015. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/Monatsbericht/schlaglichter-der-wirtschaftspolitik-02-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Wettbewerb und Regulierung. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/wettbewerb-und-regulierung.html>.

Dachverband Deutscher Immobilienverwalter e.V. (DDIV) vom 11.07.2016: DDIV fordert Gleichbehandlung von Wohnungseigentümern bei der EEG-Umlage. Abrufbar unter: <http://ddiv.de/hp40289/DDIV-fordert-Gleichbehandlung-von-Wohnungseigentuemern-bei-der-EEG-Umlage.htm>.

Deloitte/Norton Rose (2013): „Die deutsche Energiewende – Chancen und Herausforderungen für Investoren“.

Drucksache des Deutschen Bundesrates (Deutscher Bundesrat) 355/16 vom 8.07.2016: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien.

Drechsler, B. und Schlemmermeier, B.: Vom Energielieferanten zum Kapazitätsmanager – Neue Geschäftsmodelle für eine regenerative und dezentrale Energiewelt. In: Friege, C. und Herbes, C. (2015) *Marketing Erneuerbarer Energien: Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele*. Springer Gabler, S.130.

EnBauSa GmbH vom 31.05.2016: Wegen EEG-Umlage schon jetzt nur kleine Rendite. Stromsteuer bedeutet das Aus für Mieterstrom-Konzepte. Abrufbar unter: <http://www.enbausa.de/solar-geothermie/aktuelles/artikel/stromsteuer-bedeutet-das-aus-fuer-mieterstrom-konzepte-5464.html>.

Erneuerbare Energien vom 07.07.2016: Bundesregierung bremst Energiegenossenschaften aus. Bürger werden von der Energiewende ausgeschlossen. Abrufbar unter: <http://www.erneuerbareenergien.de/buerger-werden-von-der-energiewende-ausgeschlossen/150/436/96455/>.

Europäische Kommission (2014): *Eine Investitionsoffensive für Europa. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, die Europäische Zentralbank, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank*, online verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0903&from=DE> (letzter Abruf: 16.08.2016).

— (2011a): *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European*

Economic and Social Committee of the Regions, Brüssel, online verfügbar unter: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5db26ecc-ba4e-4de2-ae08-dba649109d18.0002.03/DOC_1&format=PDF (letzter Abruf: 16.08.2016).

— (2011b): *Investment Needs*, online verfügbar unter: http://ec.europa.eu/economy_finance/financial_operations/investment/europe_2020/investment_needs_en.htm (letzter Abruf: 16.08.2016).

— (2015a): *New Rules to Promote Investments in Infrastructure Projects*, online verfügbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-5734_de.htm (letzter Abruf: 16.08.2016).

— (2015c): *Action Plan on Building a Capital Markets Union. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*, online verfügbar unter: http://ec.europa.eu/finance/capital-markets-union/docs/building-cmu-action-plan_en.pdf (letzter Abruf: 16.08.2016).

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) (2015): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/publikationen/studien/>.

FS-UNEP Collaborating Center (2016): *Global Trends in Renewable Energy Investment 2016*, Frankfurt am Main, online verfügbar unter: http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2016owres_0.pdf (letzter Abruf: 13.09.2016).

GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V. (2016): Reform des EEG 2016. Wohnungswirtschaftliche Stellungnahme zum Referentenentwurf. Abrufbar unter: http://web.gdw.de/uploads/pdf/stellungnahmen/16_04_21_GdW_STN_Referentenentwurf_EEG.pdf

Growitsch, Christian; Muesgens, Felix (2005): Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes : ein Erfolgsmodell? In: *Wirtschaft im Wandel*. Bd. 11.2005, 12, S. 383-387. Abrufbar unter: <http://www.iwh-halle.de/d/publik/wiwa/12-05-5.pdf>. Haus und Grund Pressemitteilung vom 08.07.2016: Haus & Grund begrüßt Entscheidung pro Mieterstrom: Weitere Vereinfachungen müssen folgen. Abrufbar unter: http://www.hausundgrund.de/presse_1157.html.

Hunziker, C. vom 17.08.2015: Dunkle Wolken über dem Mieterstrommodell. Abrufbar unter: <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/immobilien/blockheizkraftwerke-auch-die-berliner-energieagentur-sieht-die-gesetzesnovelle-kritisch/12187250-2.html>.

Jakubowski, P. u. Koch, A. (2012): Energiewende, Bürgerinvestitionen und regionale Entwicklung. In: *Informationen zur Raumentwicklung*. H. 9/10, S. 475-490.

Klimaretter.info vom 26.05.2016: Energiewende ohne Mieter. Abrufbar unter: <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/21292-energiewende-ohne-mieter>.

Kreutzer-Consulting.com vom 27.07.2016: EEG 2017 lässt Hintertür für Mieterstrom. Abrufbar unter: <http://www.kreutzer-consulting.com/energy-services/energy-news/energy-blog/energy-blog-beitrag/eeg-2017-laesst-hintertuer-fuer-mieterstrom.html>.

Leuphana Universität Lüneburg/trend:research (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Abrufbar unter: <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/10/Definition-und-Marktanalyse-von-B%C3%BCrgerenergie-in-Deutschland.pdf>.

Polarstern GmbH (2016a): Mieterstrommodell: So funktioniert es!. Abrufbar unter: <https://www.polarstern-energie.de/magazin/mieterstrommodell-so-funktioniert-es/#frage>.

Polarstern GmbH (2016b): Mieterstrom: Strom selbst erzeugen. Abrufbar unter: <https://www.polarstern-energie.de/magazin/mieterstrom-strom-selbst-erzeugen/>.

pv magazine group GmbH & Co. KG vom 08.07.2016: EEG-Bürokratie behindert (noch) Photovoltaik-Mieterstrom. Abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/eeg-brokratie-behindert-noch-photovoltaik-mieterstrom_100023716/.

pv magazine group GmbH & Co. KG vom 22.09.2015: Photovoltaik-Mieterstrommodelle sind gutes Instrument zur Kundenbindung. Abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-mieterstrommodelle-sind-gutes-instrument-zur-kundenbindung_100020571/.

pv magazine group GmbH & Co. KG vom 27.05.2016: Streit um geplante Stromsteuer auf Photovoltaik-Eigenverbrauch. Abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/streit-um-geplante-stromsteuer-auf-photovoltaik-eigenverbrauch_100023182/

RWE AG (2011): "Der Energiemarkt wird bunter". Abrufbar unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/1168654/rwe/presse-news/der-energiemarkt-wird-bunter/>.

Sabatier, Paul A. (1998): *The advocacy coalition framework: revisions and relevance for Europe*, in: Journal of European public policy 5.1: 98-130.

Scheibe, Timo (2016): „Bürger vertrauen Smart Metern nicht.“ Herausgeber: CNR. <http://www.crn.de/netzwerke-storage/artikel-110629.html> (Zugriff am 15.07.2016).

SPIEGEL ONLINE GmbH vom 05.07.2016: EEG: Mieter sollen von neuem Ökostrom-Gesetz profitieren. Abrufbar unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/oekostrom-genossenschaften-und-mieter-sollen-profitieren-a-1101460.html>.

Statista (2016a): Prognose zur Anzahl der Smartphone-Nutzer in Deutschland von 2014 bis 2019 (in Millionen). <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/500579/umfrage/prognose-zur-anzahl-der-smartphonenuutzer-in-deutschland/> (Zugriff am 06.06.2016)

Statista GmbH (2016b): Stromerzeugung der vier größten Stromversorger in Deutschland im Jahresvergleich 2010 und 2014 (in Terawattstunden). Abrufbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/186645/umfrage/anteil-der-groessten-stromerzeuger-an-der-stromerzeugung-in-deutschland/>.

Storchmann, K. (2005): The Rise and Fall of German Hard Coal Subsidies. In: Energy Policy, Vol. 33. S. 1469-1492.

Tagesschau.de (2015): *Kabinett beschließt Erdverkabelung*, Beitrag vom 07.10.2015, online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/erdkabel-105.html> (letzter Abruf: 30.08.2016).

Universal Investment (o.J.): *Umfrage: Mehrheit der institutionellen Investoren bewertet EZB-Politik kritisch*, online verfügbar unter: <http://www.universal-investment.de/News/Umfrage-Mehrheit-der-institutionellen-Investoren>. (letzter Abruf: 18.5.2015).

von Lewinski, Kai. „Bundeszentrale für politische Bildung (2014): *„Wir müssen über Gesetze reden! Datenschutzrecht: Bestandsaufnahme und Ausblick.* <http://www.bpb.de/gesellschaft/medien/datenschutz/194385/datenschutzrecht-bestandsaufnahme-und-ausblick> (Zugriff am 05.06.2016).

Wiegold, Thomas (2016): Ein Update ist verfügbar. <http://www.zeit.de/digital/internet/2016-04/bundeswehr-cyberkrieg-it-aufrestung-nachwuchs>.