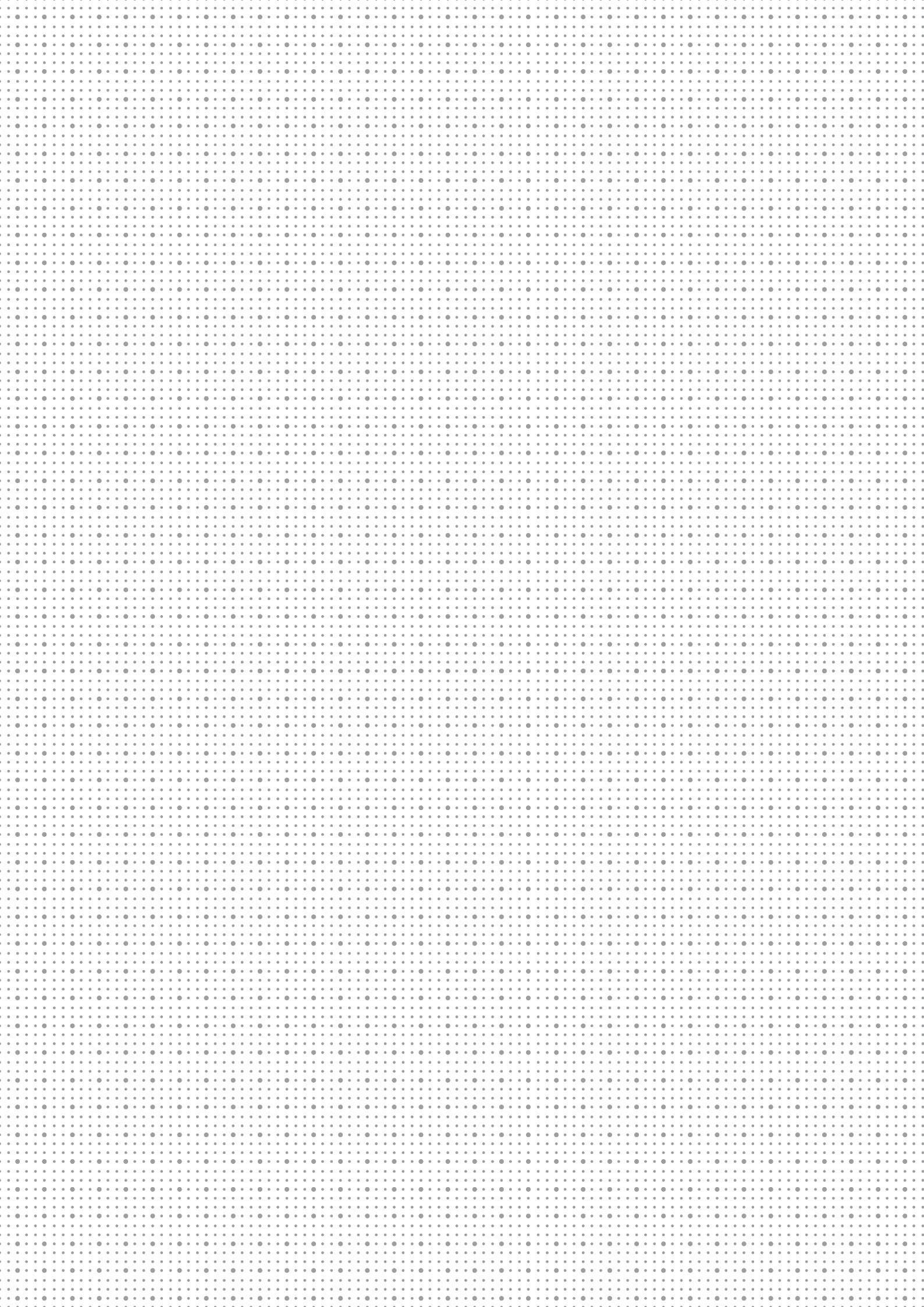


Studie zum 10. Mitteldeutschen Energiegespräch
„Energiewende 2.0“ –
Herausforderungen der nächsten Stufe
der Energiewende und deren Auswirkungen
auf die regionale Energiewirtschaft

Mit Thesen der Podiumsteilnehmer
Ministerpräsident Bodo Ramelow,
Tim Hartmann, Prof. Dr. Claudia Kemfert,
Henry Otto und Jochen Ihler zu den
politischen Handlungserfordernissen





Studie zum 10. Mitteldeutschen Energiegespräch

**„Energiewende 2.0“ –
Herausforderungen der nächsten Stufe
der Energiewende und deren Auswirkungen
auf die regionale Energiewirtschaft**

**Dr. Oliver Rottmann
Dipl.-Geogr./Dipl.-Ing. André Grüttner
Maike Kilian, M.Sc.**

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. an der Universität Leipzig

Leipzig, Mai 2016





Die Digitalisierung wird die Energieversorgung entscheidend verändern

Seit dem Jahr 2000 wird der deutsche Energiesektor sukzessive umgebaut. Die Neuausrichtung betraf im ersten Schritt den Aufbau erneuerbarer Energiequellen und den Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes für diese Energieform. Ein Ziel, dass von der Mehrheit der Bevölkerung gewünscht wird. Zudem ist es politischer Grundkonsens, kurzfristig aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen und langfristig auf fossile Energieträger zu verzichten. Da diese Energieträger derzeit aber noch rund achtzig Prozent des Primärenergieverbrauchs decken, müssen weitere Alternativen bei der Energieerzeugung und beim -verbrauch gefunden werden. Zumal die derzeitige Förderung der Erneuerbaren Energien zu keiner bedarfsgerechten Erzeugung kommt und somit die Netzstabilität und Versorgungssicherheit gefährden kann.

Die Energiewende ist dadurch zum größten Infrastruktur- und Modernisierungsprojekt in Deutschland geworden, die uns auch noch in den nächsten Jahrzehnten begleiten wird. Um sie umzusetzen, bedarf es einer gesamtgesellschaftlichen Anstrengung, die von Unternehmen, Privathaushalten und Energieversorgern gemeinschaftlich getragen werden muss. Werden die Herausforderungen angenommen, ist es möglich, die Energiewende zum Innovationstreiber für den Standort Deutschland zu machen und damit Wachstum sowie zukunftsfähige, sichere Jobs zu schaffen.

Bedingt durch die Vielzahl an Herausforderungen und der Größe des Projekts haben sich verständlicherweise in der ersten Phase auch Fehlallokationen ergeben, die nun in der zweiten Stufe behoben werden müssen. Beispielsweise konnten die Erneuerbaren Energien noch nicht vollständig in den Strommarkt integriert werden, so dass die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien nur unzureichend gegeben ist. Wichtig ist aber, dass die Energieversorgung auch bei einem wachsenden Anteil von Wind- und Sonnenenergie zuverlässig und kosteneffizient bleiben muss.

Das „Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V.“ hat im Rahmen des „10. Mitteldeutschen Energiegesprächs“ in einer komprimierten, aber trotzdem detailreichen Analyse die Entwicklungen der Energiewende nachgezeichnet und die Handlungsfelder für die nun beginnende „Energiewende 2.0“ für die regionale Energiewirtschaft benannt. Dabei werden sich die Erzeugungsstrukturen durch den verstärkten Ausbau von Erneuerbaren Energien hin zu kleineren, dezentralen Anlagen wandeln.

Um die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit auch künftig zu gewährleisten, muss das Energieversorgungssystem flexibler werden. Dabei kommt besonders der Digitalisierung eine entscheidende Rolle bei der Transformation des Energieversorgungssystems zu. Denn erst wenn Energieversorgung, Speicherung und Verbrauch effizient synchronisiert werden, lassen sich auch Erzeugung und Verbrauch besser bestimmen.

Zur Steigerung der Energieeffizienz bedarf es sogenannter virtueller Kraftwerke. Diese vernetzen intelligent Windkraftträder und Photovoltaikanlagen mit herkömmlichen Kraftwerken, aber auch Unternehmen und private Haushalte. Durch die digitale Vernetzung aller Bereiche lassen sich aktuelle Informationen über den Netzzustand und Strombedarf liefern. Dadurch kann die Versorgung gesichert, der Verbrauch angepasst und die Kosten gesenkt werden. Sofern die notwendige Netzinfrastruktur vorangetrieben wird, gehört den virtuellen Kraftwerken die Zukunft.

Die Digitalisierung wird den Energieversorgungsunternehmen letztlich neue Geschäftsmodelle bieten. Gerade dezentral agierenden Stadtwerken bietet die Energiewende Chancen. Denn aufgrund ihrer regionalen Verankerung und Nähe zu den Endverbrauchern können sie neue Geschäftsfelder erschließen wie zum Beispiel die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Speichertechnologien, Energieberatung für Kommunen oder den Einsatz von „smarten“ Technologien im Privat- und Geschäftskundenbereich. Die Zeit für die Versorgungsunternehmen ist reif, mit Ideen und Innovationskraft die Weichen für eine erfolgreiche Zukunft zu stellen. Gleichwohl wird diese aber auch die Konkurrenz branchenfremder Akteure verstärken, auf die sich diese einstellen müssen.

Da die Bundesregierung dem Ausbau der intelligenten Netzinfrastruktur positiv gegenübersteht, lassen sich die Herausforderungen leichter bewältigen. Zuerst müssen aber noch die Datensicherheit und der Schutz personenbezogener Daten abgeschätzt werden. Auch das Thema der allgemeinen Finanzierbarkeit stellt eine weitere große Herausforderung dar.

Als Commerzbank unterstützen wir die Energiewende seit langer Zeit. Denn wir gehören zu einem der größten Unternehmens- und Projektfinanzierer im Bereich der Erneuerbaren Energie. Allein das Kreditportfolio unseres „Competence Center Energy“ umfasste 2015 rund 5,1 Milliarden Euro. Darüber hinaus begleiten wir die deutschen Windenergieunternehmen auch ins Ausland. Das gesamte Energieportfolio der Bank von 13 Milliarden Euro deckt auch Stadtwerke, den Gasversorgungsbereich, die konventionelle Energieerzeugung und die Strom- und Gasnetzfinanzierungen ab. Wir sind auch weiterhin bereit, den technischen Fortschritt zu finanzieren, damit in Deutschland die Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Umweltfreundlichkeit der Energieversorgung erhalten bleibt.

Markus Beumer
Firmenkundenvorstand
der Commerzbank AG



Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist eine enorme Herausforderung - insbesondere für die regionale Energiewirtschaft. Das ist zwar eine Binsenweisheit, aber sie ist deshalb nicht weniger zutreffend. Längst haben die Protagonisten, allen voran Stadtwerke und regionale Versorger, diese Herausforderung angenommen und versuchen, auf Basis langfristiger Energiekonzepte und Klimaschutzziele zukunftssichere Umsetzungsmodelle zu generieren. Diese müssen zum einen den gesetzlichen Zielvorgaben genügen, zum anderen aber auch wirtschaftlich sein.

Die vorliegende Studie zeigt sehr deutlich den heutigen Grad der Zielerreichung, aber auch die noch offenen Handlungserfordernisse auf dem Weg zu einem erfolgreichen Umbau des Energiesystems auf. Die VNG AG unterstützt diesen Umbau, dessen Hauptziel es ist, die CO₂-Emissionen zu mindern. Wir sind davon überzeugt, dass der verstärkte Einsatz von Erdgas dabei

ein Schlüssel zum Erfolg ist. Erdgasanwendungen verbinden auf einzigartige Weise Klimafreundlichkeit mit Versorgungssicherheit und Sozialverträglichkeit. Mit diesen Eigenschaften bildet Erdgas ein unverzichtbares Bindeglied zwischen der Welt der Erneuerbaren und der klassischen Energieerzeugung.

Schon einmal haben wir in Ostdeutschland mit der Umstellung der Wärmeversorgung von Braunkohle und Stadtgas auf Erdgas eine Energiewende bewältigt. Die Erfahrungen, die die Energiewirtschaft damals gesammelt hat, helfen uns auch heute. So spielte damals wie heute der Wärmemarkt eine entscheidende Rolle. Auf das Heizen von Gebäuden und die Bereitstellung von Warmwasser entfallen je nach Witterung 40 bis 50 Prozent des gesamten Energieverbrauchs und ein Drittel des CO₂-Ausstoßes in Deutschland. Die Bundesregierung will den Wärmeverbrauch in Gebäuden bis 2020 um 20 Prozent reduzieren und die Sanierungsrate deutlich steigern. Dabei sollte allerdings die Kosteneffizienz, d.h. das Verhältnis von aufgewendetem Kapital zur CO₂-Einsparung nicht aus den Augen verloren werden.

Das gilt erst recht vor dem Hintergrund wachsender Ballungszentren. In München, Leipzig, Erfurt, Berlin und Co. leben immer mehr Menschen in immer mehr Wohnungen und Häusern. Hatte Deutschland im Jahr 1990 noch rund 2,7 Milliarden m² Wohnfläche, so war es 2014 bereits eine Milliarde m² mehr. Die durchschnittliche Wohnungsgröße wuchs in dieser Zeit von knapp 35 m² auf 46,5 m².

Der daraus entstehende Bedarf an Heizenergie wird zum größten Teil mit Erdgas oder aus Erdgas erzeugter Fern- und Nahwärme gedeckt. Aber: Deutschland steckt mit 10 Millionen veralteten Heizkesseln im Modernisierungstau. Der Austausch veralteter Heizanlagen gegen moderne Erdgasanwendungen würde schnell und kostengünstig zu mehr Klimaschutz führen. Ein einfaches Rechenbeispiel zeigt: Bei einem Austausch aller noch in Betrieb befindlichen Öl-Zentralheizungen gegen Heizungssysteme auf Erdgasbasis ließen sich pro Jahr mehr als 20 Millionen Tonnen CO₂ einsparen. Wenn man sich überlegt, dass die von der Bundesregierung bei Prognos und EWI in Auftrag gegebene Energierferenzprognose von einer Zielverfehlung in 2050 von 150 Millionen Tonnen CO₂ ausgeht, ist dies doch ein schöner Beitrag.

Aber auch in der Stromerzeugung müssen Lösungen gefunden werden, die dabei helfen, Emissionen einzusparen und die Erneuerbaren im Markt zu integrieren. Vor allem Letzteres wird nur funktionieren, wenn wir mittelfristig eine geeignete Speicherinfrastruktur für grünen Strom aufbauen. Gerade als Langzeitspeicher ist dabei Power to Gas die naheliegende Lösung. Dass moderne Gaskraftwerke bei über 60 Prozent Wirkungsgrad die beste CO₂-Bilanz aller konventionellen Kraftwerke aufweisen, muss hier nicht extra betont werden.

Die Zukunft der Energieversorgung wird smarter und dezentraler. Hier sehen wir Optionen für neue Geschäftsmöglichkeiten, innovative Produkte und maßgeschneiderte Dienstleistungen - gerade auch für die regionale Energiewirtschaft. Egal ob Quartierslösungen mit gasbasierter KWK, kommunale Mobilitätskonzepte mit CNG oder LNG oder Grünstromspeicher mit Power to Gas, wenn

man das Hauptziel der Energiewende – kostengünstigen und schnellen Klimaschutz bei gleichbleibender Versorgungssicherheit – erreichen will, führt dabei kein Weg an Erdgas vorbei.

Bodo Rodestock

Mitglied des Vorstands

VNG – Verbundnetz Gas AG



"Energiewende – Zwischenbilanz und Ausblick!" titelt das 10. Mitteldeutsche Energiegespräch. Pünktlich zum Gespräch liegt in bewährter Weise diese Studie vor, die in analytischer Arbeit den derzeitigen Ist-Zustand beschreibt und die Herausforderungen der nächsten Stufe der Energiewende und deren Auswirkungen auf die regionale Energiewirtschaft und die Kunden benennt.

Deutlich wird, der Umbau der Energieversorgung verändert grundlegend die bis dahin gegebenen Strukturen, denn mit der Energiewende findet Energieerzeugung dezentraler und volatiler statt.

Außerdem braucht die Energiewende die Digitalisierung, denn nur mittels intelligenter Kopplung von Erzeugung und Last bieten sich durch Zusammenschalten kleiner Erzeugungsanlagen zu virtuellen Kraftwerken neue Chancen.

Der klassische "Infrastrukturdienstleister Stadtwerk" als traditionelles Verbundunternehmen muss sich zwischen sich ändernden

Ansprüchen und Verhaltensweisen von Kundengruppen und den Herausforderungen der Digitalisierung sowie den Eigentümerinteressen neu justieren.

IT beispielsweise ermöglicht die Entwicklung neuer Produkte und in Zusammenhang mit Big Data beispielsweise die schnelle und automatisierte Koordination auch kleiner Stromerzeugungs- und Verbrauchseinheiten. Damit konkurrieren Energieversorger mit IT-Unternehmen um die Rolle als Dienstleister für (Prosumer-)Kunden. Dieser Wettbewerb findet nicht nur national statt, das Einwirken globaler Playern stellt eine zusätzliche Herausforderung dar.

Aber auch mehr Flexibilität durch Sektor-Kopplung, beispielsweise von E-Mobilität, Wärmespeicher, Kälte-Erzeugung und Stromspeichern, generiert neue Geschäftsfelder. Wohnungsunternehmen und Versorger, aber auch Unternehmen des ÖPNV sind hierzu geeignete Kooperationspartner.

Es zeigt sich, dass es auf dem Energiemarkt nicht nur um einen Wettbewerb zwischen den Energieversorgern im Markt geht, sondern auch um den Markt, da neue, mehr oder weniger branchenfremde Akteure auf dem Strommarkt agieren.

Arbeitsteilige Strategien, aber auch strategische Partnerschaften gewinnen künftig stärker den je für die unternehmerische Weiterentwicklung an Priorität. Hierbei kann es auch um die Erschließung neuer Geschäftsfelder und gegebenenfalls die Festlegung neuer Strategien oder strategischer Kooperationen gehen.

Bei alledem ist natürlich nicht nur der Markt sorgfältig zu sondieren und zu analysieren, sondern auch Eigentümerinteressen sind neu zu denken sowie die eigene Unternehmensaufstellung ist permanent auf den Prüfstein zu stellen:

- Wie können die eigenen Stärken noch mehr nutzbar gemacht werden?
- Gibt es in der Unternehmensorganisation Hemmnisse, die das verhindern?
- Welche neuen Geschäftsfelder stärken künftig die Ertragskraft?
- Sind die Mitarbeiter auf neue Geschäftsprozesse vorbereitet und für diese motiviert?
- Welche eigenen Schwächen sind unbedingt zu klären?

Diese Fragen stehen beispielhaft für ein ganzes Bündel an Fragestellungen, die unternehmensintern in ihrer Beantwortung Grundlage für die Meisterung der Energiewende sind.

Neben sorgfältigen Betrachtungen des Marktes, internen Überlegungen zum Unternehmen, zu den Mitarbeitern und zum Eigentümer bedarf es für die Energiewende zuverlässiger politischer Rahmenbedingungen, die sich nicht sprunghaft ändern oder kurze Haltbarkeitsdauer aufweisen.

Es fehlt ein klarer nachhaltiger Ordnungsrahmen für das Verhältnis von dezentralen Strukturen zum zentralen Stromsystem. Es fehlt aber auch eine komplette Evaluierung aller Abgaben und Umlagen, wie Netzentgelte, KWK und EEG.

Hier leistet das Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V. in Leipzig mit der vorliegenden Studie im Rahmen der Diskussion analytische Arbeit. Dr. Rottmann und seinem Team von der Universität Leipzig ist zu danken.

Nunmehr gilt es, in der Diskussion zum 10. Mitteldeutschen Energiegespräch und darüber hinaus in den nächsten Wochen die Gedanken aus dieser Studie in den öffentlichen Meinungsbildungsprozess geeignet einfließen zu lassen.

Jörg Tottewitz

Vorstand

Stadtwerke Annaberg-Buchholz Energie AG



Zehn mitteldeutsche Energiegespräche, flankiert jeweils durch eine Studie zum Thema, zeichnen die Entwicklung der Energiewende objektiv nach und geben Impulse an Teilnehmer aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft.

Deshalb freue ich mich sehr, dass gerade zum "10." in sehr prominenter Runde an prominentem Platz zur Energiewende eine (mitteldeutsche) Zwischenbilanz mit Ausblick gezogen werden kann, und danke den Podiumsteilnehmern nicht nur für Ihre Zusage der Teilnahme, sondern auch für die Erfüllung der Bitte, aus Ihrer Sicht politische Handlungserfordernisse zu beschreiben, die in Abschnitt 6 dieser Studie wiedergegeben werden.

Ein großes Dankeschön gilt zudem der Commerzbank AG, die ihr Haus am Pariser Platz in Berlin zur Verfügung stellt. Damit ist es möglich geworden, an sehr geschichtsträchtigen Ort, nämlich direkt neben dem Brandenburger Tor, der Berliner Politik zur Energiewende Impulse aus Mitteldeutschland zu vermitteln.

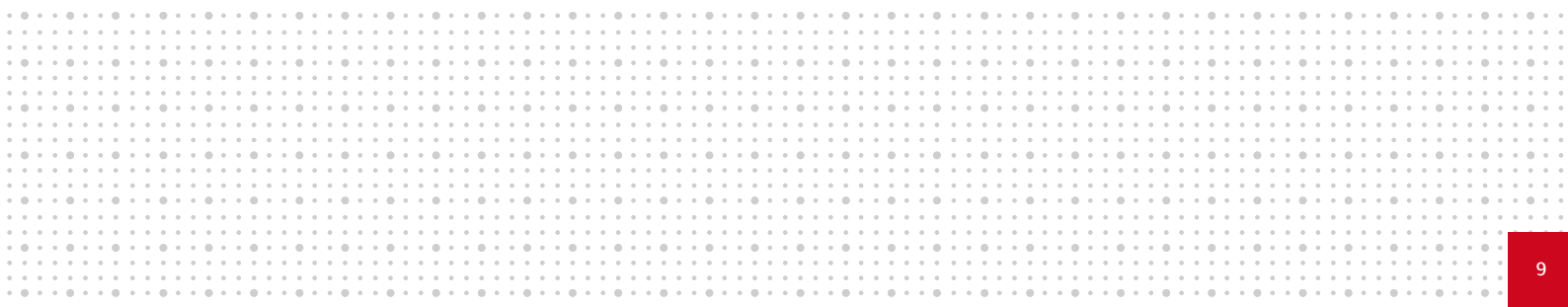
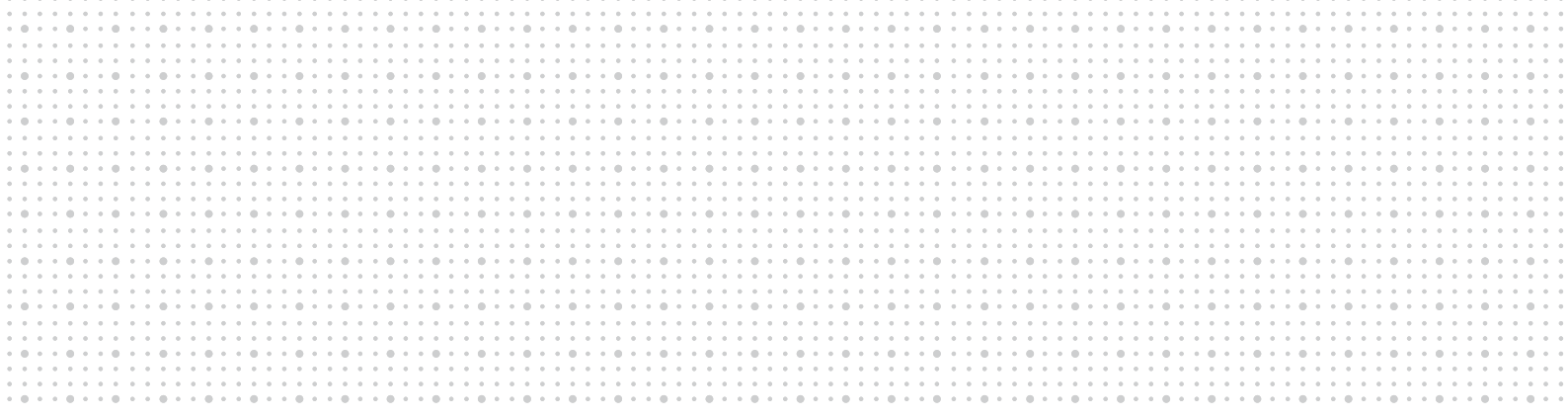
Es gibt nicht die mitteldeutsche Energiewende, es sollte aber stärker denn je die mitteldeutsche Stimme zur Energiewende geben. Damit würde Mitteldeutschland Vorreiter bei der konzertierten Koordinierung von "16 plus 1" politischen Energieprogrammen sein.

Hierzu bedarf es einer Plattform, die das Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V. in Leipzig in Form einer Studie zu jedem Gespräch aufs Neue schafft, wofür den Beteiligten herzlich zu danken ist.

Die Vorworte zu dieser Studie, die Studie selbst und insbesondere die formulierten politischen Handlungserfordernisse machen Chancen und Risiken der Energiewende deutlich. Es gibt kein Zurück, aber Ausgewogenheit in der Dynamik und im Inhalt der Gestaltung einer sich vollständig ändernden Branche, in der Kostendiskussion sowie in der Fortschreibung staatlicher Rahmenbedingungen sind wichtige Fragestellungen und Tenor verschiedener Beiträge. Wie greifen beispielsweise Energiewende und Digitalisierung in bestehende und in Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ein? Entwickeln sich hieraus neue Exportschlager?

Die unorthodoxe Behandlung einzelner Facetten der Energiewende ist eines der Markenzeichen der Gesprächsreihe und trägt zu deren großer Resonanz bei. Es gibt somit einen großen Bedarf für einen neutralen Ort des Meinungs austausches, wo Pro und Contra Abwägung finden. Dem will sich die Gesprächsreihe auch künftig stellen.

Rainer Otto
Geschäftsführer
Vi-Strategie GmbH



| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Zielstellung der Studie | 12 |
| 2 | Die europäische und deutsche Energie- und Klimapolitik als regulatorischer Rahmen der Energiewende | 13 |
| 3 | „Energiewende 1.0“ | 15 |
| 3.1 | Ziele und wesentliche Elemente | 15 |
| 3.2 | Maßnahmen und deren Umsetzung | 16 |
| 3.3 | Fazit: Zielerreichung und noch offene Handlungserfordernisse | 22 |
| 4 | „Energiewende 2.0“ | 28 |
| 4.1 | Ziele und Handlungsfelder | 28 |
| 4.2 | Schwerpunkt Netzintegration und Strommarkt 2.0 | 31 |
| 4.3 | Herausforderungen für regionale Energieversorgungsunternehmen | 37 |
| 5 | Zusammenfassung und Ausblick | 39 |
| 6 | Thesen zu politischen Handlungserfordernissen | 42 |
| | Abbildungsverzeichnis | 11 |
| | Literatur und Quellen | 62 |

| | | |
|--------------|---|----|
| Abbildung 1: | Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und am Endenergieverbrauch für Verkehr | 18 |
| Abbildung 2: | Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung | 21 |
| Abbildung 3: | „10-Punkte-Energie-Agenda“ des BMWi (Stand 2012) | 22 |
| Abbildung 4: | Entwicklung von Strompreis und EEG-Umlage | 26 |
| Abbildung 5: | Entwicklung der EEG-Umlage nach Energieträger | 27 |
| Abbildung 6: | Die wichtigsten Projekte der Energiewende und der Stand der Umsetzung 2014-2016 | 30 |
| Abbildung 7: | Elemente und Marktrollen im Modell eines zukünftigen Energieversorgungssystems | 34 |
| Tabelle 1: | Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo 2014 | 23 |

1 Zielstellung der Studie

1 Zielstellung der Studie

Mit der Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik, welche allgemein als „Energiewende“ bezeichnet wird, verfolgt die Bundesregierung seit 2000 unter Klimaschutz- und nachhaltigkeitsbezogenen Zielen eine Umstrukturierung bzw. Neuausrichtung des gesamten Energiesektors. Dabei stehen die Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien, die Reduzierung des Energiebedarfs und die Energieeffizienz insgesamt, die Versorgungssicherheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung (sog. Energiepolitisches Zieldreieck) im Mittelpunkt. In der ersten Phase der Energiewende („Energiewende 1.0“) lag der Schwerpunkt v. a. im Kapazitätsauf- und -ausbau Erneuerbarer Energien sowie im Ausbau zunächst des Übertragungsnetzes, später auch des Verteilnetzes, in welches der Strom aus Erneuerbaren Energien nun dezentral eingespeist wird. Zudem werden im Rahmen des Klimaschutzes zahlreiche Energieeinspar- und Energieeffizienzziele verfolgt, die nicht nur auf den Energiesektor wirken, sondern auch auf Bau- und Wohnungswirtschaft oder den Verkehrssektor. Im Verlauf der Energiewende zeigten sich dabei zahlreiche neue Herausforderungen und Fehlentwicklungen, welchen entgegengesteuert werden musste. Zudem ist es bisher noch nicht gelungen, die Erneuerbaren Energien vollständig in den Markt zu integrieren – mit allen damit verbundenen Anforderungen wie Netzsteuerung, Systemdienstleistungen Erneuerbarer Energien etc. Auch die Sektorenkoppelung der Erneuerbaren Energien steht mehr oder weniger noch am Anfang. Viele dieser kurz angerissenen Punkte sollen nun im Rahmen der zweiten Phase der Energiewende, der „Energiewende 2.0“, angegangen werden.

Diese Studie soll vor diesem Hintergrund einen Überblick zum Stand der Energiewende und den aktuellen Entwicklungen geben. Dabei können nur ausgewählte Aspekte thematisiert werden, wenn gleich die Energiewende eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung darstellt, die sektorenübergreifender und ganzheitlicher Maßnahmen bedarf. Neben einem kurzen Überblick zu Zielen und zum regulatorischen Rahmen der bundesdeutschen Klima- und Energiepolitik sollen die wesentlichen Ziele und Maßnahmen der Energiewende thematisiert werden. Hier wird zunächst die erste Phase („Energiewende 1.0“) betrachtet und dargestellt, welche Ziele verfolgt wurden sowie in welchem aktuellen Umsetzungsstand sich die Energiewende befindet. Schwerpunktmäßig soll aber auf die jetzt beginnende zweite Phase der Energiewende („Energiewende 2.0“) eingegangen werden und hier insbesondere auf Ziele und Herausforderungen für den Strommarkt sowie die Netz- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien, ebenso unter dem Einfluss der Digitalisierung. Abschließend sollen holzschnittartig einige sich hieraus ergebenden Handlungserfordernisse und Geschäftsstrategien von regionalen Energieversorgungsunternehmen angeführt werden.

2 Die europäische und deutsche Energie- und Klimapolitik als regulatorischer Rahmen der Energiewende

Sowohl die Europäische Union als auch die Bundesregierung verfolgen im Rahmen des Klimaschutzes ehrgeizige Ziele, vor allem zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Vor diesem Kontext wurden zahlreiche Teilziele und Maßnahmen beschlossen, welche insbesondere im Energiesektor Wirkung entfalten. Neben dem Umbau der Erzeugungs- und daraus folgend der Verteilungsstrukturen betrifft dies ebenso Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs und zu einer effizienteren Energienutzung. Im Rahmen des Energieverbrauchs rückt zudem verstärkt der Verkehrssektor in den Fokus, und hier speziell die Thematik Elektromobilität.

Dabei wurden auf beiden Ebenen entsprechende Strategien entwickelt. Die wichtigsten Strategiepapiere der Europäischen Union bzw. auf europäischer Ebene bilden dabei das *Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie der EU (20/20/20 Ziele)* sowie der *EU-Klima- und Energierahmen 2030*. Auf das erstgenannte wurde sich Ende 2008 verständigt. Es beinhaltet Zielvorgaben sowohl für den Klimaschutz als auch den Energieverbrauch. Dabei sollen bis 2020 die Treibhausgasemissionen gegenüber 2005 um 20 % gesenkt werden, der Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch demnach 20 % betragen und die Energieeffizienz gegenüber 1990 um 20 % gesteigert werden.¹

Der EU-Klima- und Energierahmen 2030 hat dabei an die Vereinbarungen der 20/20/20-Ziele anzuknüpfen und sieht bis 2030 gegenüber 1990 die Senkung der EU-internen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 %, einen Anteil der Erneuerbaren

Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 % sowie Energieeinsparungen von mindestens 27 % vor.² Auf nationaler Ebene mündeten diese europäischen Zielvorgaben im *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* vom 28. September 2010 (Energiekonzept der Bundesregierung), welches die Grundlage für die Energiepolitik und den wesentlichen politischen Handlungsrahmen darstellt.

Zur Umsetzung dieser Ziele wurden sowohl seitens der Europäischen Union als auch der Bundesregierung zahlreiche Gesetze, Richtlinien und Verordnungen erlassen, welche den institutionellen bzw. rechtlichen Rahmen der Energiewende darstellen. Dabei wirken diese meist sektoral bzw. befassen sich mit einer bestimmten Komponente des Energiebereichs, was mithin in deren Verabschiedung bzw. Einführung in der ersten Phase der Energiewende („Energiewende 1.0“) begründet ist.

Seitens der Europäischen Union sind v. a. jene Richtlinien relevant, die die Energieerzeugung, die Energieübertragung und -verteilung sowie den Energieverbrauch betreffen. Die wichtigsten Richtlinien bilden dabei die *Energieeffizienzrichtlinie*, die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie* und die *EU-Gebäude-Richtlinie*. Zudem existiert eine Anzahl weiterer relevanter Richtlinien und Verordnungen, welche v. a. den Strommarkt, die Versorgungssicherheit und Ausgleichsmechanismen betreffen. Zu nennen wären hier die *Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie*, die *Emissionshandelsrichtlinie*, die *Stromhandelsverordnung*, die *Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit*, die *Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom* oder die *Übertragungsnetzausgleichsmechanismusverordnung*.

¹ Vgl. BMWi 2016a.

² Vgl. ebenda.

Die Bundesregierung hat ebenso zahlreiche Gesetze und Verordnungen erlassen, um die energie- und klimapolitischen Ziele umzusetzen. Insgesamt beziehen sich 23 Gesetze und 32 Verordnungen direkt oder indirekt auf das Energieversorgungssystem.³ Die wichtigsten Rechtsnormen, die direkt im Rahmen der Energie- und Klimapolitik und zur Umsetzung der Energiewende beschlossen wurden, bilden das *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*, das *Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)*, das *Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)*, das *Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)*, das *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*, das *Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)*, das *Energieeinsparungsgesetz (EnEG)* und schließlich das *Atom-Gesetz (ATG)*. Auf die hiermit verbundenen Zielstellungen und Maßnahmen der Bundesregierung wird detaillierter im nachfolgenden Kapitel eingegangen.

Abschließend sind einige der benannten relevanten europäischen Vorgaben genauer zu illustrieren, da diese die Basis für entsprechende nationale Rechtsnormen der Klima- und Energiepolitik bilden. Die *Energieeffizienzrichtlinie* (Richtlinie 2012/27/EU) sieht dabei vor, dass die Energieeffizienz in der EU bis zum Jahr 2020 um mindestens 20 % gesteigert wird, d. h., dass der Primärenergieverbrauch der EU-Staaten bis 2020 um 20 % gesenkt werden soll. Zentrales Element der Richtlinie sind dabei Energieeffizienzverpflichtungen. Nach Art. 7 Abs. 1 müssen in allen EU-Mitgliedstaaten die Energieeinsparungen für den Zeitraum von 2014 bis 2020 „(...) mindestens 1,5 % des jährlichen Energieabsatzes aller Energieverteiler oder Energieeinzelhandelsunternehmen an Endkunden nach ihrem über den letzten Dreijahreszeitraum vor dem 1. Januar 2013 gemittelten Absatzvolumen entsprechen.“⁴ Zudem wurde hier weiterhin u. a. eine jährliche verbindliche energetische

Sanierung von mindestens 3 % der öffentlichen Gebäude ab 2014 beschlossen. Die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie* (Richtlinie 2009/28/EG) bildet den gemeinsamen europäischen Rahmen zur Förderung der Erneuerbaren Energien. Mit dieser werden für die einzelnen Mitgliedstaaten „(...) verbindliche nationale Ziele für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch und für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor festgelegt.“⁵ Dabei bewegen sich diese Quoten zwischen 10 % (Malta) und 49 % (Schweden), für Deutschland wurde eine Quote von 18 % festgelegt.⁶ Zudem wird festgelegt, dass jeder Mitgliedstaat einen entsprechenden Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien mit Zielhorizont 2020 verabschieden muss (vgl. Art. 4), welcher die entsprechenden Maßnahmen zur Erreichung der durch die Richtlinie festgelegten nationalen Ziele benennen muss. Die EU-Gebäude-Richtlinie (Richtlinie 2010/31/EU) hat die Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in der EU zum Ziel und setzt dabei Mindestanforderungen für Gebäude fest. Diese gelten dabei sowohl für neue als auch bestehende Gebäude.

Bezogen auf neue Gebäude dürfen ab 2020 nur noch Niedrigstenergiegebäude errichtet werden, für öffentlich genutzte Gebäude gilt dies bereits ab 2019.⁷ Zudem wurde mit dieser Richtlinie die Einführung eines Ausweises über die Gesamtenergieeffizienz der Gebäude (Art. 11, sogenannter Energieausweis) beschlossen.

Neben diesem kurz beschriebenen europäischen und deutschen regulatorischen Rahmen ist für Deutschland insbesondere der mit dem ATG beschlossene Atomausstieg wesentlicher Treiber der Energiewende. Dieser sieht vor, dass bis 2022 alle Atomkraft-

³ Vgl. BMWi 2016a.

⁴ ABL L 315 vom 14.11.2012, S. 15.

⁵ ABL L 140 vom 05.06.2009, S. 27.

⁶ Vgl. ebenda, S. 46.

⁷ Vgl. ABL L 153, S. 21.

werke abgeschaltet werden. Der Atomstrom soll dabei vorrangig durch Strom aus Erneuerbaren Energien ersetzt werden. Dies bedeutet zugleich einen komplexen Umbau des Energieversorgungssystems weg von einer zentralen hin zu einer dezentralen Erzeugung mit besonderen Anforderungen an die Energieübertragung, die Energieverteilung sowie die Versorgungssicherheit.

3 „Energiewende 1.0“

3.1 Ziele und wesentliche Elemente

Als „Energiewende 1.0“ kann jene Phase beschrieben werden, die primär den Auf- und Ausbau der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie den entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetzaus- bzw. -umbau zum Gegenstand hatte. Dabei können hier die Verabschiedung des EEG im Jahr 2000, welches das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 ablöste und erstmalig das Vorrangprinzip bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien verankerte, sowie der im Rahmen des Atomkonsens zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen des gleichen Jahres⁸ beschlossene Atomausstieg, der mit der Novellierung des ATG 2002 auch rechtlich abgesichert wurde, als Beginn der Energiewende betrachtet werden. „Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.“⁹

Die Energiewende soll vor diesem Hintergrund auf Basis Erneuerbarer Energien zu einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung beitragen. Dabei steht hier das sogenannte *energiepolitische Zieldreieck* im Mittelpunkt der Energiewende: Die zukünftige Energieversorgung soll sowohl *umweltverträglich*, *wirtschaftlich* als auch *sicher* (im Sinne der Versorgungssicherheit) sein. Besonders die Umweltverträglichkeit und die Versorgungssicherheit, folglich die bereits oben genannten Aspekte Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien sowie der Netzausbau, prägten die „Energiewende 1.0“. Die entsprechenden Zielvorgaben erfolgten dabei mit dem bereits im vorhergehenden Kapitel benannten Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010. Dabei wurden gegenüber 1990 folgende Reduktions- und Einsparziele vereinbart:¹⁰

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und um mindestens 80 % bis 2050. Dies implementiert folgenden Entwicklungspfad: -55 % bis 2030, -70 % bis 2040 und -80 bis -95 % bis 2050.
- Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 18 % bis 2020. Danach wird folgende Entwicklung angestrebt: 30 % bis 2030, 45 % bis 2040 und 60 % bis 2050.
- Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 35 % bis 2020. Danach wird folgende Entwicklung intendiert: 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050.

⁸ „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000“.

⁹ § 1 EEG in der Fassung vom 29.03.2000.

¹⁰ Vgl. BMWi 2010, S. 5.

· Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 um 20 % bis 2020 und um 50 % bis 2050. Gegenüber 2008 wird daher eine Verminderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 und um 25 % bis 2050 angestrebt. Hierfür soll die Sanierungsrate für Gebäude von jährlich weniger als 1 % des gesamten Gebäudebestands im Jahr 2010 auf 2 % verdoppelt werden. Im Verkehrsbereich soll der Endenergieverbrauch gegenüber 2005 um ca. 10 % bis 2020 und um rund 40 % bis 2050 zurückgehen.

Neben diesen Zielen stand aber auch der Ausbau des Übertragungsnetzes und des Verteilnetzes im Fokus. Denn der Umbau der Energieversorgung verändert grundlegend die bis dahin gegebenen Strukturen: Die Umsetzung der Energiewende bedingt, dass Energieerzeugung und Energieverbrauch im Rahmen der Erneuerbaren Energien zunehmend räumlich auseinanderfallen.¹¹ Die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist v. a. dadurch gekennzeichnet, dass diese an vielen, kleineren und räumlich dezentral verorteten Standorten erfolgt, wohingegen die konventionelle Energieerzeugung vielfach durch große, zentrale Erzeugungsanlagen erbracht wird. Zudem ist die Erzeugung Erneuerbarer Energien nicht in allen Teilräumen möglich, da sie neben planungsrechtlichen Restriktionen v. a. naturräumlich-meteorologischen Restriktionen, bspw. Mindestwindgeschwindigkeiten oder Sonnenscheindauer, unterliegt. Dabei konzentriert sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eher im nördlichen Deutschland, auch der Ausbau Erneuerbarer Energien fand und findet verstärkt dort statt. Da besonders im Süden Deutschlands ein hoher Energieverbrauch besteht, erfolgt die Hauptübertragung von Nord nach Süd. Daher ist insbesondere das Höchstspannungsnetz, über welches der Stromtransport

erfolgt, um- bzw. auszubauen. Wird zudem berücksichtigt, dass die Energieerzeugung unter der Ägide der Energiewende einer zunehmenden Dezentralisierung unterliegt und die Netzbetreiber zur Einspeisung Erneuerbarer Energien verpflichtet sind, kann auch für das Hoch- und Mittelspannungsnetz, welches die Energie verteilt, ein Ausbaubedarf konstatiert werden. Der Netzausbau beinhaltet dabei jedoch nicht nur Übertragung und Verteilung, sondern ist auch im Zusammenhang mit Fragen der Netzstabilität/Versorgungssicherheit, der Integration von Speichern oder der des Lastmanagements zu sehen.

Als Kernelemente der „Energiewende 1.0“ können daher der Aufbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen sowie deren Integration in die Energieversorgung, der Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs (bspw. energetische Gebäudesanierung, aber auch erste Schritte zur Integration Erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor) gesehen werden. Zudem können hier noch erste Maßnahmen zur Marktintegration Erneuerbarer Energien (Stichwort EEG-Vergütung und Einspeisevorrang) und zur Begrenzung des Anstiegs der Strompreise (Stichwort EEG-Umlage) subsumiert werden.

3.2 Maßnahmen und deren Umsetzung

Bezogen auf die genannten Ziele der „Energiewende 1.0“ wurden verschiedene Maßnahmen ergriffen, die u. a. mit Hilfe der bereits genannten Rechtsnormen, aber auch mit entsprechenden Fördermaßnahmen umgesetzt werden sollen. Dabei umfassen diese Maßnahmen bezogen auf die quantitativen Ziele der Energiewende im Wesentlichen die Bereiche Ausbau der Erneuerbaren

¹¹ Vgl. bspw. BBSR 2010: Genügend Raum für den Ausbau erneuerbarer Energien?, BBSR-Berichte KOMPAKT Nr. 13/2010, S. 6.

Energien, Reduzierung des Energieverbrauchs und Steigerung der Energieeffizienz. Für die übrigen Ziele der Energiewende kommen bezogen auf die „Energiewende 1.0“ zudem Maßnahmen im Bereich Netzausbau hinzu. Nachfolgend sollen die wichtigsten dieser Maßnahmen kurz benannt werden.

Bezogen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgten zahlreiche Maßnahmen im Rahmen rechtlicher Regelungen bzw. Anpassungen. Genannt seien hier die Vergütungsregelungen, der Einspeisevorrang oder die Marktprämie im EEG, das KfW-Sonderprogramm „Offshore Windenergie“ oder Änderungen der Raumordnungspläne sowie des Baurechts zur Flächensicherung für Windenergieanlagen bzw. das Repowering. Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz waren bspw. die Verpflichtung der öffentlichen Hand zur nachhaltigen Beschaffung und deren Verankerung in der Vergabeordnung, die (Weiter-)Entwicklung des Marktes für Energiedienstleistungen, die Regelungen und Änderungen zur Produkte-Kennzeichnung, die Einrichtung des Energieeffizienzfonds zur Förderung energieeffizienter und klimaschonender Produktionsprozesse oder die Gewährung zinsgünstiger Kredite und Zuschüsse für KMU für Energieeffizienzmaßnahmen mittels diverser Förderrichtlinien. Ebenfalls zur Energieeffizienz gehört die energetische Gebäudesanierung sowie das (energie-)effiziente Bauen. Hierfür wurden zahlreiche Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene erlassen, aber auch rechtliche Änderungen bzw. Regelungen getroffen, bspw. die Einführung des Energieausweises für Gebäude oder der Niedrigstenergiegebäude-Standard für Neubauten des Bundes seit 2012. Auch der Bereich Mobilität rückte hier bereits in den Fokus, wobei hier zunächst eher Fragen bspw. der Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs bzw. die Einfüh-

rung von Quoten für Biokraftstoffe vorrangig waren. Im Bereich Netzausbau und die Integration Erneuerbarer Energien waren die wichtigsten Maßnahmen der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber, welche in der Bundesbedarfsplanung mündete und mit dem BBPLG und dem EnLAG rechtlich verantwortet wurden.¹² Dabei geht es i. d. R. um Neubau-, Ausbau- und Umbaumaßnahmen im Übertragungs- und Verteilnetz. Auch für andere relevante Bereiche der Energiewende insgesamt, etwa Versorgungssicherheit oder Energieforschung für Innovation und neue Technologien, wurden weitere Einzelmaßnahmen getroffen. Insgesamt benennt bereits der 1. Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ des BMWi aus dem Jahr 2012 insgesamt 166 verschiedene Einzelmaßnahmen,¹³ wovon zahlreiche bereits den Weg für die „Energiewende 2.0“ bereiten.

Als wichtigstes Umsetzungsinstrument der „Energiewende 1.0“, aber auch der Energiewende allgemein, kann bzgl. des Ausbaus und der Systemintegration Erneuerbarer Energien das Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Kurztitel Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) bezeichnet werden. Dieses wurde in der ersten Fassung im Jahr 2000 verabschiedet und löste das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 ab. Wesentliche Neuerung – und Grundlage für die Energiewende – war das nun verankerte Vorrangprinzip (Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien) sowie die bundesweite Ausgleichsregelung (Regelung zur Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Form des EEG-Wälzungsmechanismus', § 11 EEG i.d.F. vom 29.03.2000). Zudem wurden die Vergütungssätze, die bereits im Stromeinspeisungsgesetz eingeführt wurden, im Sinne einer kostendeckenden Vergütung als Grundprinzip weiter differenziert. Dabei regelte das

¹² Hier sind zusammen aktuell 66 Leitungsvorhaben von vordringlichem Bedarf sowie weitere Punktmaßnahmen benannt.

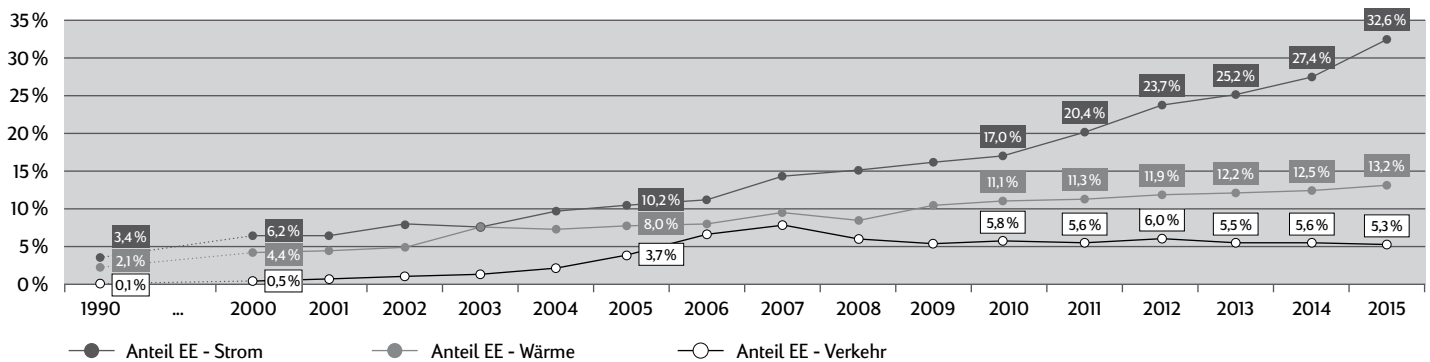
¹³ Vgl. BMWi 2012, S. 108 ff.

EEG ursprünglich nur die Abnahme und Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Netzbetreiber,¹⁴ aktuell ist der Regelungsbereich des EEG (Fassung 2014) deutlich komplexer¹⁵ und stellt nicht nur auf den Bereich Strom ab. Bezogen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde das Ziel gesetzt, deren Anteil am gesamten Energieverbrauch bis 2010 zu verdoppeln. Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, wurde dieses Ziel mehr als

erreicht: Betrag der Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2000 am Strom 6,2 %, am Wärmeverbrauch 4,4 % und am Energieverbrauch im Verkehrsbereich noch 0,5 %, so stiegen diese bis 2010 auf 17,0 %, 11,1 % und 5,8 %.

Abbildung 1: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und am Endenergieverbrauch für Verkehr

Entwicklung von 1990 bis 2015



Quelle: BMWi auf Basis AGEE-Stat, Stand Februar 2016.

Mit der Novelle des EEG 2004 erfolgten einige wenige Veränderungen, neben einer Anpassung der Fördersätze wurden die Zielsetzungen bezogen auf den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung konkretisiert: Bis 2010 sollte dieser bei 12,5 % und im Jahr 2020 bei mindestens 20 % liegen. Das Ziel für 2010 wurde, wie Abbildung 1 verdeutlicht, erfüllt. Die Zielvorgabe für 2020 wurde bereits 2011 erreicht. In diesem Kontext wurde auch das Ziel bzw. der Zweck des EEG ausgeweitet: Gemäß § 1 sollen

nun auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung verringert und neue Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gefördert werden. Gegenüber dem EEG von 2000 erhöhte sich die Anzahl der Paragraphen von 12 auf 21. Dies war auch der erforderlichen Anpassung an die *Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen* im Elektrizitätsbinnenmarkt geschuldet.

¹⁴ Vgl. § 2 EEG in der Fassung vom 29.03.2000.

¹⁵ Vgl. § 2 EEG i. d. g. F. Hier wird neben der Abnahme und Vergütung auch die Marktintegration der erneuerbaren Energien (Direktvermarktung, Abs. 2), die Förderung kostengünstiger Technologien (Abs. 3), angemessene Kostenverteilung nach dem

Verursacherprinzip (Abs. 4) und die Reduzierung der Fördersätze der erneuerbaren Energien im Sinne einer Begrenzung der Kostensteigerung des Stroms infolge des Wirkungsmechanismus der EEG-Umlage durch Festlegung der Förderhöhen durch wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhen (Abs. 5 und 6).

Eine weitere Novellierung des EEG fand im Jahr 2008 statt, die zum 01.01.2009 in Kraft trat. Im Rahmen dieser Novelle wurde zudem mit der Einführung des *Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG)* auch der Wärmesektor in die EE-Ziele integriert und erstmals die Verwendung von Erneuerbaren Energien im Bereich der Wärme- und Kälteerzeugung geregelt. Wiederum wurden neue Zielvorgaben gesetzt: Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch soll bis 2020 mindestens 30 % betragen und danach weiterhin kontinuierlich erhöht werden.¹⁶ Gemäß dem EEWärmeG soll zudem der Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung im Jahr 2020 auf 14 % steigen.¹⁷ Die Zielvorgabe für den Bereich Strom wurde dabei bereits 2015 erreicht, der Anteil im Bereich Wärme lag mit 13,2 % im Jahr 2015 knapp unter der Zielvorgabe des EEWärmeG für 2020. Mit dem EEG 2008 wurden zudem neue Ausgleichsregelungen für Maßnahmen zur Regulierung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in die Stromnetze eingeführt. Hintergrund war die Gewährleistung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, unabhängig von möglichen Netzengpässen. Das Kernelement bildete dabei die Zugriffsmöglichkeit der Netzbetreiber auf die Steuerung der Einspeisung der einzelnen Erzeugungsanlagen: muss die Einspeisung unterbrochen werden, hat der Anlagenbetreiber seit dieser Novelle ein Recht auf Entschädigung.¹⁸ Schließlich wurde im Sinne des Teilziels *Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung* für die Photovoltaik-Vergütung eine gleitende Degression der Vergütungssätze eingeführt, um die Kostensteigerung der EE-Förderung für den Endverbraucher zu begrenzen. Zudem erfolgte die Umstellung des Ausgleichsmechanismus' von der physischen (grundlastbezogenen) auf die finanzielle (börsenpreisnotierte) Wälzung.

Größere Veränderungen brachte die Novelle des EEG im Jahr 2012, im Fokus stand hier u. a. die Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Mit dem sogenannten Marktprämien-Modell sollte die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien gefördert werden, die Aufwendungen für die Direktvermarktung (sog. Managementprämie) wurden über einen neu in die EEG-Umlage integrierten Bestandteil vergütet. Zudem wurde der Ausbau von und die Vergütung für Strom aus Photovoltaik mit der *Photovoltaik-Novelle* im Juni 2012 grundlegend geändert: Die Vergütung wurde einmalig um 15 % und dann monatlich um 1 % abgesenkt und der Zubau geförderter Photovoltaik-Anlagen auf insgesamt 52 Gigawatt mit einem vorgeschriebenen jährlichen Ausbaukorridor inklusive eines sogenannten „atmenden Deckels“ festgelegt.

Die wohl größte Reform erfuhr das EEG 2014, in dieser kann der Übergang bzw. Beginn der „Energiewende 2.0“ gesehen werden. Neben weiter angehobenen Zielen zum Anteil von EE-Strom am Bruttostromverbrauch sollte diese Novelle entsprechend des Koalitionsvertrags von CDU und SPD vorrangig der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems dienen und auch stärker als bisher Netzausbau(ziele) und Reservekapazitäten berücksichtigen, folglich eine Systemintegration der bisher eher sektoral betrachteten Bestandteile des Energiesystems.¹⁹ Im Speziellen soll der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 mindestens 80 % umfassen, wobei für 2025 als Teilziel 40 bis 45 % und für 2035 55 bis 60 % vorgegeben wurden. Damit ist auch intendiert, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 % erhöht wird. Zudem

¹⁶ Vgl. § 1 Abs. 2 EEG i. d. F. vom 31.10.2008.

¹⁷ Vgl. § 1 Abs. 2 EEWärmeG i. d. F. vom 07.08.2008.

¹⁸ Vgl. §§ 11 und 12 EEG i. d. F. vom 31.10.2008.

¹⁹ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2013), S. 36.

wurde mit § 3 auch ein Aufbaupfad für die installierte Leistung aus Windkraft und Biomasse vorgegeben. Demnach soll nachfolgender Ausbau erfolgen:

- Steigerung der installierten Leistung der Onshore-Windenergieanlagen um 2.500 MW pro Jahr (netto),
- Steigerung der installierten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen auf insgesamt 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030,
- Steigerung der installierten Leistung der PV-Anlagen um 2.500 MW pro Jahr (brutto) und
- Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse um bis zu 100 MW pro Jahr (brutto)²⁰

Zudem wurde das sogenannte „Grünstromprivileg“, die teilweise oder völlige Befreiung der Energieversorgungsunternehmen von der EEG-Umlage, aufgehoben. Weiterhin müssen die Betreiber neuer (ab August 2014 errichteter) Energieerzeugungsanlagen den Strom aus diesen Anlagen direkt vermarkten. Die größte Neuerung stellt jedoch die Festlegung der Höhe der Förderung der Erneuerbaren Energien durch wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren dar. Mit der Novelle von 2014 soll dieses Modell in einem Pilotverfahren erstmals für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erprobt werden (§ 55 EEG).

Nicht nur für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten wurden per Rechtsnorm verbindliche Ziele gesetzt. Auch für den Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze wurden Maßnahmen definiert, für die eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit

und ein vordringlicher Bedarf besteht. Maßgeblich ist dabei der Bundesbedarfsplan, welcher den Aus- und Umbaubedarf des Stromnetzes ermittelt, der für die sichere Energieversorgung unter Integration der Erneuerbaren Energien notwendig ist. Die Basis bildet der Szenario-Rahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur voraussichtlichen Entwicklung des deutschen Energiesektors. Darauf aufbauend werden in den Netzentwicklungsplänen erforderliche Maßnahmen zum Netzausbau festgeschrieben, welche dann von der Bundesregierung im Bundesbedarfsplan verbindlich festgehalten werden. Die Verankerung dieser energiewirtschaftlich notwendigen Maßnahmen erfolgt im Bundesbedarfsplangesetz. „Für die [...] Vorhaben, die der Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen, werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs als Bundesbedarfsplan gemäß § 12e des Energiewirtschaftsgesetzes festgestellt.“²¹ Aktuell werden dort 43 Vorhaben benannt. Zudem benennt das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen weitere entsprechende Maßnahmen für Vorhaben des Höchstspannungsnetzes nach § 43 Satz 1 EnWG, welche ebenfalls der „(...) Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen und für die daher ein vordringlicher Bedarf besteht (...).“²² Dort sind weitere 23 Vorhaben benannt.

²⁰ Vgl. § 3 EEG i. d. F. vom 21.07.2014.

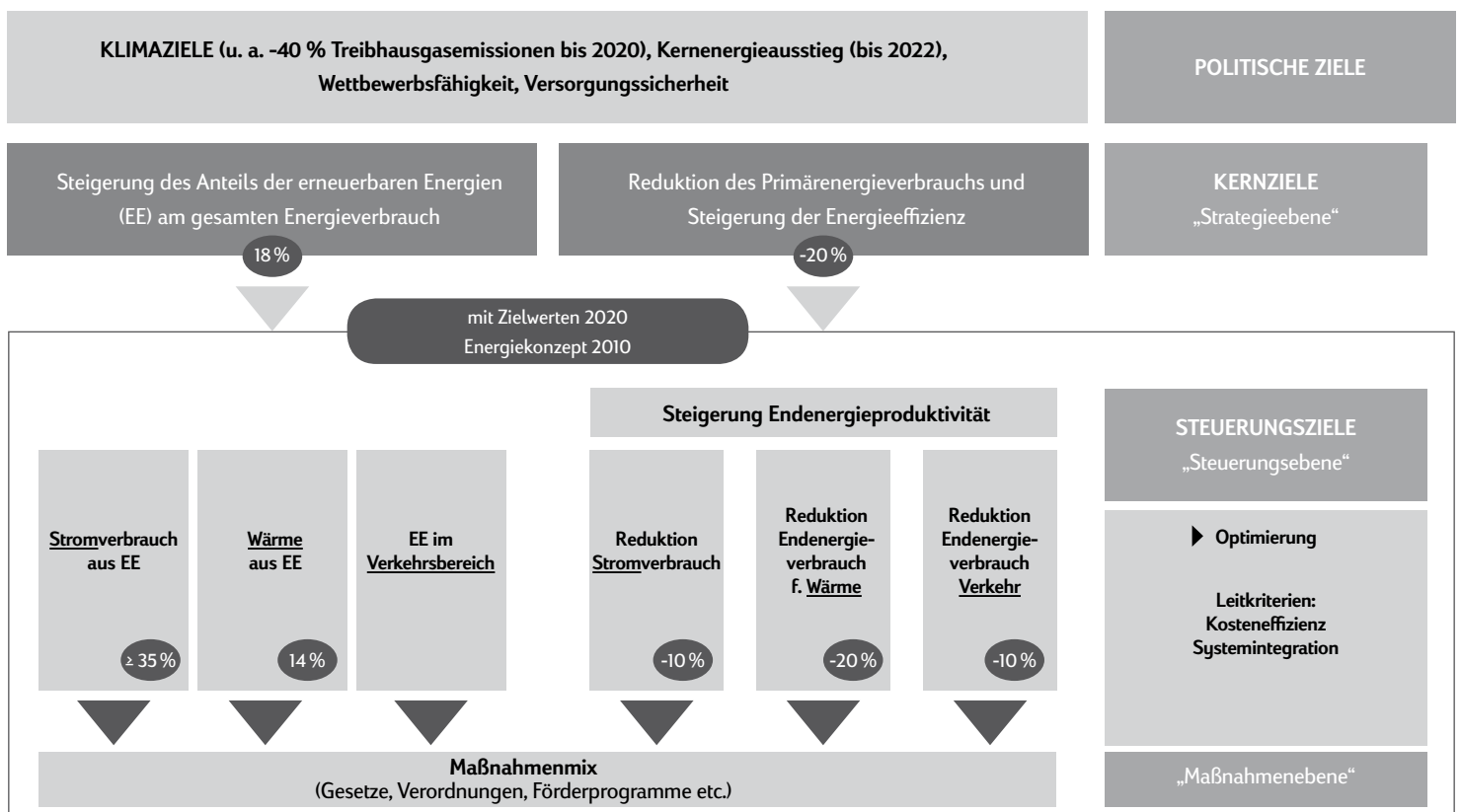
²¹ § 1 Abs. 1 BBPlG.

²² § 1 Abs. 1 EnLAG.

Neben den quantitativen Zielen der benannten Gesetze und der Maßnahmen des Netzaus- und Netzausbau wurden im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 für die Handlungsfelder Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Kernenergie/fossile Kraftwerke, Netzinfrastruktur und Netzintegration erneuerbarer Energien, energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen, Mobilität, Energieforschung sowie Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext weitere Ziele und Strategien benannt. Abbildung 2 zeigt diese überblicksmäßig.

Hinzu kam im Jahr 2012 die „10-Punkte-Agenda“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Dort werden die zentralen Vorhaben für die Energiewende der 18. Legislaturperiode sowie deren Umsetzungszeitschiene benannt. Dabei stehen hier neben der Novellierung des rechtlichen Rahmens (EEG, EEWärmeG, EnWG, BBPLG) v. a. ein neues Strommarktdesign sowie und Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen im Fokus (vgl. Abbildung 3). Besonders der Strommarkt ist jedoch ein Element der „Energiewende 2.0“, auf welche in Kapitel 4 eingegangen wird.

Abbildung 2: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung



Quelle: BMWi 2015a, S. 9.

Abbildung 3: „10-Punkte-Energie-Agenda“ des BMWi (Stand 2012)

| | 2014 | | | | | | | | | | | | 2015 | | | | | | | | | | | | 2016 | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|--|---|---|------------------------|---|----|--|----|---|-----------------------------------|---|---|---|---|---|---------------------------|---|----|----|----|---|---|---|---|------|---|---|---|---|----|----|----|--|--|--|--|
| | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | | | | |
| EEG | EEG 20 | | | VO Ausschreibungspilot | | | Pilotauktionen + Bau | | | | | | Erfahrungsbericht | | | EEG 3.0 (Ausschreibungen) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| EU 2030/ETS | EU 2030-Ziele | | | | | | Entwicklung Governance 2030 | | | | | | Verhandlung neuer EU-Rechtsrahmen (EE, ETS, etc.) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Reform ETS (Marktstabilitätsreserve) und Post 2020 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Strommarktdesign | Gutachten | | | Grünbuch | | | Weißbuch | | | Marktdesign-Gesetz (EnWG-Novelle) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Effizienzstrategie | Aktionsplan Energieeffizienz | | | | | | Umsetzung Aktionsplan Energieeffizienz inkl. EED-Umsetzung | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gebäudestrategie | Erarbeitung Sanierungsfahrplan | | | | | | Erarbeitung ganzheitlicher Gebäudestrategie | | | | | | ENEV Prozess & EEWärmeG | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Übertragungsnetze | Szenariorahmen 2015 | | | | | | Netzentwicklungsplan 2015 | | | | | | Novelle Bundesbedarfsplangesetz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Verteilernetze | Evaluierung ARegV | | | | | | Novelle ARegV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Monitoring | Fortschrittsbericht | | | | | | Monitoringbericht 2015 | | | | | | Monitoringbericht 2016 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Quelle: BMWi o. J., S. 3.

3.3 Fazit: Zielerreichung und noch offene Handlungserfordernisse

Die Energiewende soll entsprechend des energiepolitischen Ziel-dreiecks wirtschaftlich und umweltverträglich sein sowie weiterhin das hohe Maß der bisherigen Versorgungssicherheit gewährleisten. Diese Ziele stehen dabei gleichwertig nebeneinander. Über den Stand der Erreichung der Ziele und Teilziele der Energiewende wird dabei regelmäßig in den Monitoring-Berichten des BMWi

Auskunft erteilt. Aktuell liegt der 4. Monitoring-Bericht aus dem Jahr 2015 vor. Dessen wesentliche Inhalte werden nachfolgend kurz vorgestellt.

Zunächst zeigt Tabelle 1 die Gegenüberstellung der quantitativen Ziele bis 2050 und die daraus abgeleiteten Teilziele für die Jahre 2020, 2030 und 2040 mit dem Status quo, der dem Stand 2014 entspricht. Die quantitativen Ziele beziehen sich dabei auf Berei-

che Treibhausgasemission, erneuerbare Energien sowie Effizienz und Verbrauch. Ein Großteil dieser Ziele bezieht sich dabei auf die (z. T. stufenweise) Erreichung einer vorgegebenen Reduktion innerhalb eines bestimmten Zeitraums – i. d. R. für das Jahr 2020

und/oder 2050. Hier kann die Zielerreichung lediglich über die Ex-Post-Betrachtung der bisherigen Entwicklung im Sinne einer Trendbeschreibung erfolgen.

Tabelle 1: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo 2015

| | Zielvorgaben | | | | Status quo |
|---------------------------------------|------------------------------|--|--|-------------|-------------|
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2014 |
| TREIBHAUSGASEMISSION | | | | | |
| Treibhausgasemission gegenüber 1990 | mind. -40 % | mind. -55 % | mind. -70 % | mind. -80 % | -27,4 %* |
| ERNEUERBARE ENERGIEN | | | | | |
| Anteil am Bruttoendenergieverbrauch | 18 % | 30 % | 45 % | 60 % | 13,5 % |
| Anteil am Bruttostromverbrauch | mind. 35 % | mind. 50 % EEG 2025: 40 bis 45 % | mind. 65 % EEG 2035: 55 bis 60 % | mind. 80 % | 32,6 %* |
| Anteil am Wärmeverbrauch | 14 % | | | | 13,2 %* |
| Anteil im Verkehrsbereich | 10 % | | | | 5,3 %* |
| EFFIZIENZ UND VERBRAUCH | | | | | |
| Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 | -20 % | | | -50 % | -8,7 % |
| Endenergieproduktivität 2008 - 2050 | 2,1 % pro Jahr (2008 – 2050) | | | | 1,6 % p. a. |
| Bruttostromverbrauch ggü. 2008 | -10 % | | | -25 % | -4,6 % |
| Primärenergiebedarf Gebäude ggü. 2008 | | | | -80 % | -14,8 % |
| Wärmebedarf Gebäude ggü. 2008 | -20 % | | | | -12,3 % |
| Endenergieverbrauch Verkehr ggü. 2005 | -10 % | | | -40 % | 1,7 % |

* Aktualisierte Angaben für 2015 nach UBA 2016. Quelle: BMWi 2015a, S. 7

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 betrug im Jahr 2014 ca. 28 %. Dabei ging der Ausstoß von Treibhausgasen von etwa 1.250 Tonnen CO₂-Äquivalent im Jahr 1990 auf 902 Tonnen im Jahr 2014 zurück. Nach aktuellem Stand sind diese im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr wieder leicht auf 908 Tonnen gestiegen, so dass der prozentuale Wert zur Treibhausgasreduktion gegenüber 1990 für 2015 nach unten zu korrigieren

ist.²³ Um die Vorgaben für 2020 zu erreichen, müssten in den kommenden fünf Jahren (inklusive 2016) weitere 158 Tonnen CO₂-Äquivalent eingespart werden, um die Zielsetzung für 2020 zu erreichen. Rechnerisch müssten in den kommenden 5 Jahren folglich nochmals knapp die Hälfte der Treibhausgasemissionen reduziert werden, wie in den 25 Jahren zuvor. Dies würde bedeuten, dass jährlich deutlich weniger Treibhausgase emittiert werden

²³ Nach Angaben des Umweltbundesamts nahm die Treibhausgasemission um 0,7 % gegenüber 2014 zu, was einer Emission von 908 vgl. UBA 2016.

und eine deutlich höhere jährliche Reduktion gegenüber dem Vorjahr erfolgen müsste, als es bisher der Fall war. Daher scheint die Erreichung des Teilziels 2020 eine substantielle Herausforderung.

Für die Erreichung der Zielvorgaben des Bereichs Erneuerbare Energien scheinen diese sowohl für die Teilziele als auch die aktuell gültigen Zielstellungen bis 2020 bzw. 2050 erfüllt zu werden: Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch stieg von 9,1 % im Jahr 2008 auf 13,5 % im Jahr 2014. Damit scheint die Zielmarke für 2020 erreichbar.²⁴ Gleiches gilt für den Anteil am Bruttostromverbrauch, hier stieg der Anteil von 15,1 % im Jahr 2008 auf 27,4 % im Jahr 2014²⁵ bzw. auf 32,6 % im Jahr 2015 (vgl. Abbildung 1). Damit liegt dieser Wert nur 2,4 % unter der Zielsetzung für 2020. Ebenso verhält es sich mit dem Anteil Erneuerbarer Energien am Wärmeenergieverbrauch. Dort stieg der Anteil von 8,5 % im Jahr 2008²⁶ auf 13,2 % im Jahr 2015 und liegt folglich nahe an der Zielmarke von 14 % in 2020. Kritischer sieht es bezogen auf den Anteil Erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich aus. Hier ging der Anteil von 6,0 % im Jahr 2008²⁷ auf 5,3 % im Jahr 2015 zurück, wobei sich im Zeitverlauf stets leichte Schwankungen zeigten. Jedoch stellt der Wert von 2015 zugleich den niedrigsten Wert seit 2008 dar. Mithin ist es zweifelhaft, ob die Zielmarke von 10 % im Jahr 2020 erreicht wird.

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien sind die Senkung des Energieverbrauchs sowie die Steigerung der Energieeffizienz die zweite tragende Säule der Energiewende. Um die damit verbundenen energiepolitischen Ziele für Energieverbrauch und Energieeffizienz zu erreichen, beschloss die Bundesregierung

Ende 2014 den *Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)*, der drei wesentliche Zielstellungen verfolgt: Beförderung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, Etablierung der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell und Stärkung der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz.²⁸ Für diese drei Zielstellungen werden dort sowohl Sofortmaßnahmen als auch weiterführende Arbeitsprozesse für die gegenwärtige Legislaturperiode benannt. Mit Stand 2014 scheinen diese jedoch auf den ersten Blick (vgl. Werte für 2014 und Zielvorgaben in Tabelle 1) nur bedingt erreichbar bzw. ambitioniert. Der Primärenergieverbrauch wurde zwar gegenüber 2008 um 8,7 % reduziert, doch wirken hier verschiedene Einflussfaktoren, die mitunter nicht steuerbar sind. Dazu zählen bspw. Witterung und Bevölkerungsentwicklung. Absolut gesehen bedeutet diese Zielstellung, dass der Primärenergieverbrauch von 14.380 Petajoule 2008 auf 14.504 Petajoule in 2020 gesenkt werden soll. Da jedoch die bisherige Reduzierung des Primärenergieverbrauchs maßgeblich auf die Steigerung der Energieeffizienz zurückzuführen ist,²⁹ können entsprechende zukünftige Maßnahmen zur Zielerreichung beitragen. Weiterhin soll der Endenergieverbrauch reduziert werden. Dafür soll die Endenergieproduktivität bezogen auf das Basisjahr 2008 bis 2020 jährlich um 2,1 % erhöht werden. Gegenwärtig wurde seit 2008 eine Erhöhung um 1,6 % zum Vorjahr erreicht und die Zielmarke bisher nicht erreicht. Auch die im Inland verbrauchte Strommenge (Bruttostromverbrauch) soll bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 gesenkt werden. Bis 2014 konnte dieser um 4,6 % gegenüber reduziert werden, was einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang zwischen 2008 und 2014 von 0,8 % entspricht. Um das Ziel für 2020 zu erreichen, sind jedoch auch hier erhöhte Anstrengungen erforderlich. Für den Gebäudebereich soll ebenfalls

²⁴ Vgl. BMWi 2015a, S. 14.

²⁵ Vgl. ebenda, S. 15.

²⁶ Vgl. ebenda, S. 19.

²⁷ Vgl. ebenda, S. 20.

²⁸ Vgl. BMWi 2014a, S. 3.

²⁹ Vgl. BMWi 2015a, S. 25.

der Primärenergiebedarf, aber auch der Energiebedarf für Wärme reduziert werden. Dabei soll erstgenannter bis 2050 gegenüber 2008 um 80 % reduziert werden und zweitgenannter bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008. Dies bedeutet, dass der Primärenergiebedarf für Gebäude von absolut 4.380 Petajoule in 2008 auf 876 Petajoule in 2050 gesenkt werden soll. Mit Stand 2014 wurde dieser um 14,8 % reduziert, wobei hier deutliche jährliche Schwankungen zu verzeichnen sind, welche auch jährlich betrachtet Zunahmen zu verzeichnen hatten.³⁰ Da hier zahlreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht werden (sollen) und bis 2050 ein sehr langer Zeitraum zur Zielerreichung veranschlagt wurde ist keine Trendabschätzung möglich, wie sich der Primärenergiebedarf für Gebäude bis 2050 entwickeln wird und ob dieses Ziel ggf. früher oder später erreicht wird. Auch bezogen auf den Wärmebedarf für Gebäude ist schwer abschätzbar, ob die Zielvorgabe der Reduktion um 20 % gegenüber 2008 erreicht wird, da dieser auch stark von den Witterungsverhältnissen abhängt. Gegenüber 2008 wurde – statisch betrachtet – 2014 der Bedarf um 12,3 % reduziert, jedoch zeigen sich auch hier starke jährliche Schwankungen: So ist der Bedarf für Wärme 2010 um gut 9 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen, hingegen 2011 um 13,1 % gegenüber 2010 gesunken. Zugleich entsprach die Reduktion des Energiebedarfs für Wärme 2014 gegenüber 2013 mit 12,4 % nahezu dem Wert von 2014 gegenüber 2008 (12,3 %). Dabei ist der Wärmebedarf für Gebäude von 2008 bis 2014 im Mittel um jährlich ca. 2,2 % zurückgegangen.³¹ Würde dieser Wert beibehalten, ließe sich das Ziel für 2020 schon 2018/2019 erreichen. Jedoch lassen auch hier die starken realen jährlichen Entwicklungen zwischen 2008 und 2014 von -13,1 % bis +9,1 % keinen eindeutigen Trend zu. Mit großer Wahrscheinlichkeit kann dieses Ziel jedoch erreicht

werden. Schließlich wurde auch für den Energieverbrauch im Verkehrssektor das Ziel gesetzt, diesen im Vergleich zu 2005 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 40 % zu reduzieren. Mit Stand 2014 ist der Energieverbrauch im Verkehrssektor seit 2005 jedoch um 1,7 % gestiegen, es zeigt sich hier ein steigender Trend. Dabei ist hier zu beachten, dass diese Entwicklung maßgeblich auf die Entwicklung der Verkehrsleistung zurückzuführen ist, die seit 2005 deutlich gestiegen ist. Der Endenergieverbrauch ist hingegen nicht im gleichen Maße gestiegen, was in der gesteigerten Energieeffizienz im Verkehrssektor begründet ist.³² Folglich könnte mit Maßnahmen zur Reduktion der Verkehrsleistung und einer weiteren, deutlichen Erhöhung der Energieeffizienz die Zielstellung, den Endenergieverbrauch bis 2020 um 10 % gegenüber 2005 zu reduzieren, erreichbar sein.

Eingangs wurde darauf verwiesen, dass die Energiewende auch unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit umgesetzt werden soll. Wirtschaftlichkeit impliziert dabei, „(...) neben den Kosten auch die Vorteile zu sehen, die sich aus der Modernisierung der Energieversorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland ergeben. Trotz solch positiver Effekte ist es entscheidend, dass die Kosten im Rahmen bleiben.“³³ Bezahlbarkeit bildet dabei einen weiteren wichtigen Punkt. Nur wenn sich diese im Rahmen halten, stößt die Energiewende auf breite Akzeptanz. 2011/2012 wurde in der öffentlichen Debatte dabei vermehrt die Frage nach den Kosten der Energiewende und einer gerechten Kostenverteilung gestellt. Insbesondere die EEG-Umlage geriet in den Fokus der Diskussion. Daher soll abschließend kurz auf den Aspekt Entwicklung der Stromkosten und der EEG-Umlage eingegangen werden.

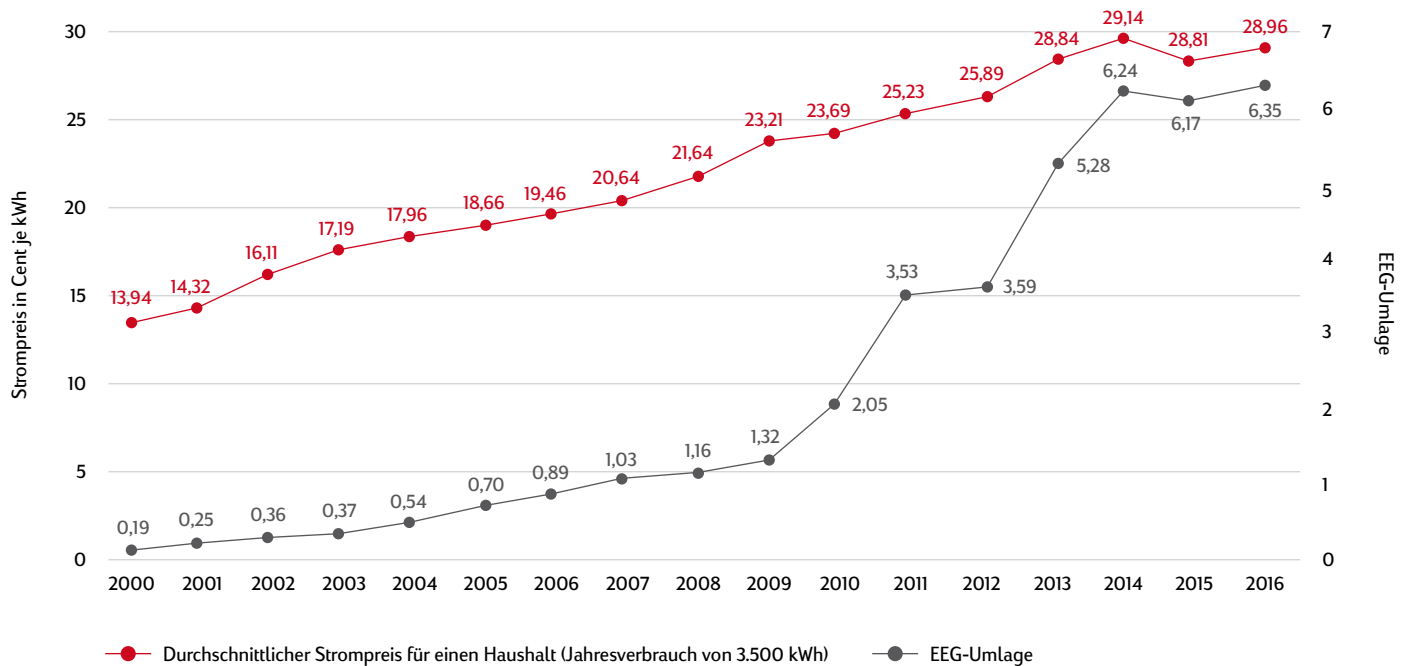
³⁰ Vgl. ebenda, S. 37.

³¹ Eigene Berechnung auf Basis der Angaben BMWi 2015a, S. 35.

³² Vgl. BMWi 2015a, S. 42.

³³ BMWi 2014b, S. 7.

Abbildung 4: Entwicklung von Strompreis und EEG-Umlage



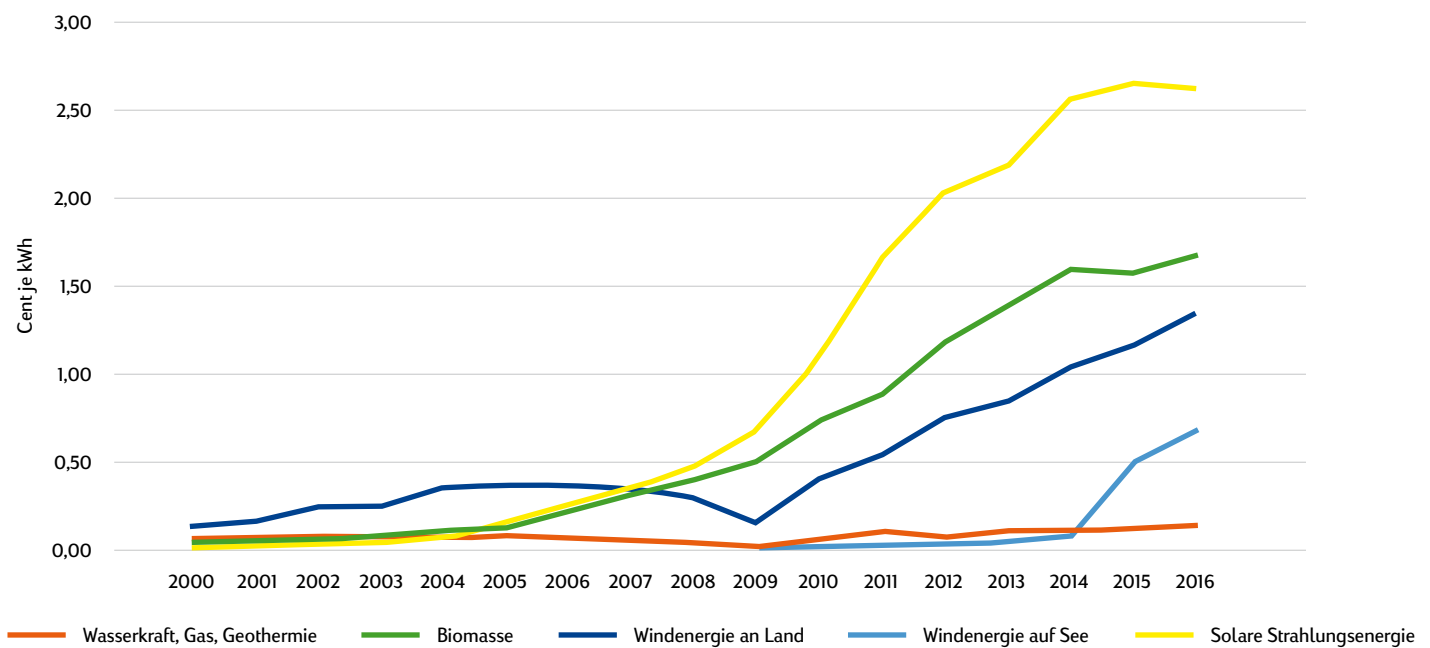
Eigene Darstellung. Daten: BDEW 2016, BMWi 2015a.

Die EEG-Umlage ist ein Bestandteil des Strompreises und betrug 2015 etwa ein Fünftel (21,3 %) des Strompreises. Sie ist direkte Folge des EEG und seit ihrer Einführung im Jahr 2000 zumindest bis 2014 deutlich gestiegen, was ebenfalls zu einem kontinuierlich steigenden Strompreis führte (vgl. Abbildung 4). Mit der Reform des EEG im Jahr 2014 konnte die EEG-Umlage und folglich auch der Strompreis seit 2014 relativ stabil gehalten werden. Dabei ist die stark steigende EEG-Umlage v. a. auf den steigenden Anteil von Strom aus Solarenergie, Windenergie und Biomasse zurückzuführen, diese sind für den größten Anteil der Steigerung der EEG-Umlage verantwortlich (vgl. Abbildung 5). Aber auch hier ist erkennbar, dass die EEG-Umlage mit Ausnah-

me jenes Anteils für erneuerbare Energie aus Windkraft seit 2014 stabil gehalten werden konnte bzw. bezogen auf Solarenergie sogar rückläufig ist.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sowie deren Anteil am Energieverbrauch mit aller Wahrscheinlichkeit erreicht werden und diesbezüglich die „Energiewende 1.0“ ihre Ziele weitestgehend erreicht hat. Jedoch sind noch weitere Anstrengungen im Bereich Integration der Erneuerbaren Energien in den und zur Reduktion des Energieverbrauchs im Verkehrssektor erforderlich. Auch ist weiterhin die Steigerung der Energieeffizienz voranzutreiben.

Abbildung 5: Entwicklung der EEG-Umlage nach Energieträger



Eigene Darstellung, Daten: BMWi 2015a.

Zudem muss im Sinne der Wirtschaftlichkeit kurzfristig eine Stabilisierung und mittel- bis langfristig eine Senkung der Energiekosten erfolgen. Hierfür ist u. a. die vollständige Marktintegration der Erneuerbaren Energien erforderlich. Sollen erneuerbare Energien zudem Systemdienstleistungen in der Stromversorgung übernehmen, bedarf es u. a. auch der zunehmenden Sektorenkopplung der Erneuerbaren Energien, folglich der indirekten Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien zur Ersetzung von fossilen Brennstoffen („Power-to-X“). Im Rahmen der Energiewende sind diese Punkte ein wichtiger Baustein und sind daher auch Bestandteil der „Energiewende 2.0“.

4 „Energiewende 2.0“

4.1 Ziele und Handlungsfelder

Die erste Phase der Energiewende hat die Erneuerbaren Energien zu einer tragenden Säule der Stromversorgung gemacht. Darüber hinaus sind jedoch einige Handlungsfelder der „Energiewende 1.0“ noch nicht vollständig abgeschlossen (vgl. dazu Abschnitt 3.3).

Neben verstärkten Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz sowie im Verkehrssektor bildet die umfassende Systemintegration der Erneuerbaren Energien einen Schwerpunkt der nächsten Phase der Energiewende.

Unabhängig von fortbestehenden Handlungserfordernissen aus der ersten Phase wird die „Energiewende 2.0“ stark durch den Trend der Digitalisierung geprägt. In der zweiten Phase der Energiewende gelte es demnach, „die Wertschöpfungskette entlang Energieerzeugung, Speicherung und Verbrauch zu digitalisieren, dabei Sektoren wie Strom, Wärme und Verkehr effizient zu verknüpfen und eine Vielzahl dezentraler Einheiten miteinander verknüpfen“³⁴, so KUHLMANN, Vorsitzender der Geschäftsführung der DEUTSCHEN ENERGIE-AGENTUR. Die digitale Transformation des Energieversorgungssystems birgt dabei neben großen Chancen auch ernstzunehmende Risiken. Einerseits kann die Digitalisierung zu einer intelligenten Systemintegration der Erneuerbaren Energien beitragen. Die überwiegend dezentral erfolgende Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist durch eine hohe Volatilität gekennzeichnet. Um diese zu kompensieren, ist eine Flexibilisierung des Energieversorgungssystems erforderlich. In diesem Zusammenhang können digitale Informations- und Kommunikationstechnologien die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch erleichtern.

Dem stehen erhebliche Sicherheitsbedenken und Datenschutzfragen gegenüber (vgl. dazu Abschnitt 4.2).

Ferner rückt in der Energiewende 2.0 der Endverbraucher zunehmend in den Blickpunkt, der durch die Flexibilisierung seines Verbrauchs die Systemintegration Erneuerbarer Energien entscheidend unterstützen kann. Der Einsatz *smarter Technologien* und die Entwicklung intelligenter Endnutzersysteme wie bspw. Smart Home-Anwendungen können sich zudem positiv auf die Energieeffizienz auswirken. Dabei können die Technologien nicht nur zu einer verbesserten Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch, sondern auch zu einer generellen Senkung des Energieverbrauchs beitragen (vgl. ebenfalls Abschnitt 4.2).

Darüber hinaus gilt es im Hinblick auf das energiepolitische Zieldreieck neben der Umweltverträglichkeit auch dauerhaft – insbesondere jedoch in der Übergangsphase – die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung bei wachsenden Anteilen der Erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Vor dem Hintergrund ist eine tiefgreifende Reform des Strommarktes geplant, die perspektivisch zu einer vollständigen Marktintegration der Erneuerbaren Energien führen soll. Das impliziert letztlich auch, dass sich die Erneuerbaren Energien langfristig ohne spezielle Förderung und Bevorzugung am Markt behaupten müssen. Ziel sollte dem IW KÖLN zufolge „eine subventionsfreie und marktlich funktionierende Stromerzeugung“³⁵ sein, so dass die Strompreise wieder den üblichen Regeln des Marktes folgten statt den Zyklen der EEG-Novellen³⁶.

³⁴ Deutsche Energie-Agentur 2016, S. 12.

³⁵ Chrischilles/Bardt 2016, S. 35.

³⁶ Vgl. ebenda, S. 36.

Die Anforderungen an einen solchen Strommarkt der Zukunft sind vielfältig. Der Strommarkt hat einerseits dafür Sorge zu tragen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen (Vorhaltefunktion). Andererseits sollen diese Kapazitäten zu jedem Zeitpunkt effizient eingesetzt werden (Einsatzfunktion).³⁷ Die Bundesregierung hat sich infolge eines umfangreichen Konsultationsprozesses für eine Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktes und für eine Stärkung der Marktmechanismen entschieden. Darüber hinaus soll der Strommarkt 2.0 durch die Einrichtung einer Kapazitätsreserve und eines Monitorings der Versorgungssicherheit zusätzlich abgesichert werden.³⁸ Der dazugehörige Gesetzesentwurf befindet sich aktuell im parlamentarischen Prozess.

Die Stärkung von Marktmechanismen steht auch im Zentrum der in diesem Jahr anstehenden Novelle des EEG. Die Weichen für die Umstellung der Förderung auf wettbewerbliche Elemente wurden aber bereits mit der EEG-Novelle aus dem Jahr 2014 gestellt. Folgerichtig wurde das EEG 2.0 in der vorliegenden Studie bereits als Startpunkt der zweiten Phase der Energiewende bezeichnet (vgl. Abschnitt 3.2). Im Rahmen des EEG 2.0 wurde das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren zunächst in einem Pilotmodell für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erprobt. Mit dem EEG 3.0 soll nun der rechtliche Rahmen dafür geschaffen werden, um ab Ende 2016 die Förderhöhe für erneuerbare Energien bei allen Technologien durch wettbewerbliche Ausschreibungen zu ermitteln. Bundeswirtschaftsminister GABRIEL argumentierte, es gebe keinen Grund mehr für „Welpenschutz“. Im Rahmen der EEG-Novelle 2016 würden die

Erneuerbaren Energien deshalb als erwachsene Technologien behandelt.³⁹ Bis zum Herbst 2016 soll das Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen sein (vgl. dazu Abschnitt 4.2).

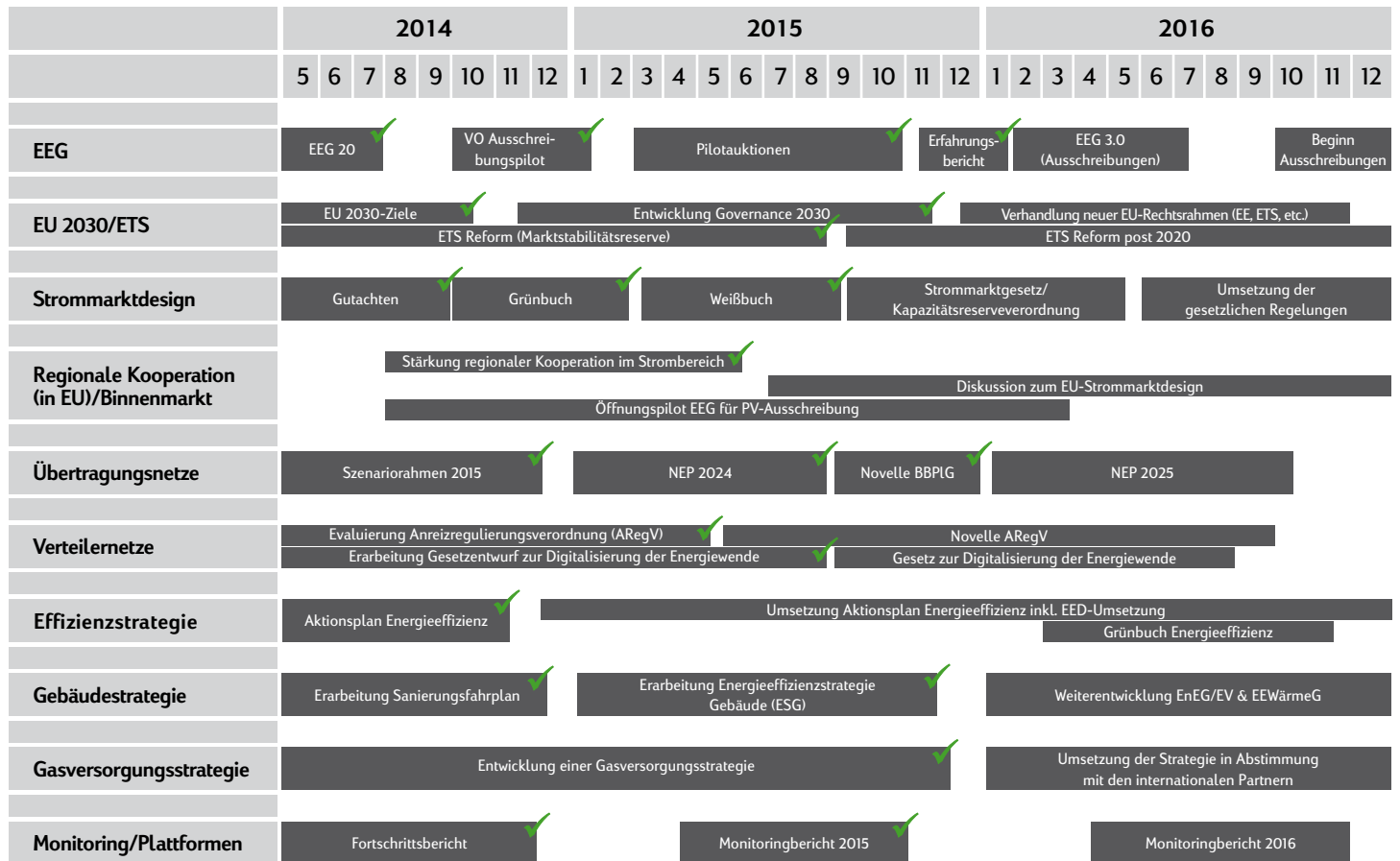
Die Energiewende 2.0 steht folglich im Zeichen der vollständigen Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Energieversorgungssystem. Dabei besteht einerseits eine technische, netzbezogene Komponente, die stark vom Trend der Digitalisierung geprägt wird (Netzintegration). Andererseits ist diese Systemintegration durch eine marktbezogene Komponente charakterisiert, die auf die vollständige Marktintegration Erneuerbarer Energien und perspektivisch die vollständige Rückführung der Subventionierung abzielt. Diese wesentlichen Handlungsfelder im Rahmen der Systemintegration sind auch aus der aktualisierten 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi abzulesen (vgl. Abbildung 6). Die wichtigsten Projekte für das Jahr 2016 sind danach neben dem bereits erwähnten EEG 3.0 die Verabschiedung des Digitalisierungs- und des Strommarktgesetzes. Diese Gesetzesvorhaben weisen ebenso auf die zwei Komponenten (Netz- und Marktintegration) der Systemintegration hin. Auf diese beiden wird im nachfolgenden Abschnitt der Schwerpunkt der Analyse gelegt.

³⁷ Vgl. BMWi 2016b, S. 8.

³⁸ Vgl. ebenda.

³⁹ BMWi 2016c.

Abbildung 6: Die wichtigsten Projekte der Energiewende und der Stand der Umsetzung 2014-2016



Quelle: BMWi 2016.

4.2 Schwerpunkt Netzintegration und Strommarkt 2.0

Die Herausforderung einer sicheren und verlässlichen Energieversorgung liegt in der stetigen Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Das bisherige Energieversorgungssystem war durch eine verbrauchsorientierte Erzeugung gekennzeichnet, d. h. der Umfang der Energieerzeugung aus konventionellen Energieträgern wurde an den jeweiligen Verbrauch angepasst. Die Erzeugung fand in großen zentralen Kraftwerken statt und die Verteilung verlief unidirektional gemäß dem Top-Down-Prinzip (von den Kraftwerken zum Verbraucher). Durch die Energiewende haben sich primär die Erzeugungsstrukturen des Energiesystems verändert. Die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist durch eine dezentrale Erzeugungsstruktur, bestehend aus vielen kleinen Erzeugungsmodulen, und durch eine hohe Volatilität gekennzeichnet. Eine verbrauchsorientierte Erzeugung wie im bisherigen System ist deshalb nicht möglich, wodurch die Übereinkunft von Erzeugung und Verbrauch im Zuge der Energiewende zu einer erheblich komplexeren Aufgabe geworden ist. Das Energieversorgungssystem muss vor diesem Hintergrund insgesamt flexibler werden, um die Erneuerbaren Energien vollständig in Netz und System zu integrieren. Um deren Volatilität zu kompensieren, kann an unterschiedlichen Stellen angesetzt werden: Neben der Anpassung des Verbrauchs und der Verwendung von Speichertechnologien kann auch im Bereich der Erzeugung ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Damit jederzeit flexibel auf die jeweilige Erzeugungssituation reagiert werden kann, sind allerdings umfangreiche, zeitlich und räumlich differenzierte Informationen über Netzzustände – möglichst in Echtzeit – erforderlich. Auf Basis der bestehenden

Netzinfrastruktur ist die Bereitstellung dieser Informationen nicht möglich. Hier liegt das Potenzial einer digitalen Transformation der Energiewirtschaft. In Anlehnung an den Trend „Industrie 4.0“ wird in diesem Zusammenhang auch von einer „Energiewirtschaft 4.0“ gesprochen. Durch die Verwendung smarter Technologien in allen Bereichen von der Erzeugung über die Verteilung und Speicherung bis zum Verbrauch sowie die Vernetzung dieser Bereiche kann die Digitalisierung die Netz- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien, die im Fokus der „Energiewende 2.0“ liegt, entscheidend forcieren. Dabei soll zunächst die technische Dimension der Systemintegration aufgearbeitet werden.

In der **Erzeugung** tragen virtuelle Kraftwerke zu einer verbesserten Integration der Erneuerbaren Energien bei.⁴⁰ Dadurch kann die Leistung der vielen dezentralen Einheiten gebündelt zu- oder abgeschaltet und darüber hinaus auch gebündelt vermarktet werden. Darüber hinaus ermöglicht die Bündelung unterschiedlicher Formen der Energieerzeugung zumindest teilweise einen Ausgleich der Volatilität der Erneuerbaren Energien: Ein intelligent gesteuertes virtuelles Kraftwerk, das Photovoltaikanlagen und Windräder mit Blockheizkraftwerken und Biogasanlagen vernetzt, kann beispielsweise das Blockheizkraftwerk in Betrieb nehmen, wenn unmittelbare Sonneneinstrahlung fehlt.⁴¹ Virtuelle Kraftwerke finden aktuell insbesondere bei den großen Energiekonzernen bereits Anwendung. Bei den sog. „Prosumern“, bei denen eine Strukturidentität als Konsumenten und Produzenten vorliegt, besteht dagegen noch Potenzial.

Ein intelligentes Netz (auch „*Smart Grid*“ genannt) im Bereich der **Verteilung** ist das Herzstück des zukünftigen Energiever-

⁴⁰ Vgl. Lünenndonk 2013, S. 15.

⁴¹ Vgl. B.A.U.M. Consult 2012, S. 13 sowie BMWi 2014c, S. 44-45.

sorgungssysteme, da es kontinuierlich Informationen über den aktuellen Netzzustand liefert und damit die Grundlage für Anpassungen an die jeweilige Erzeugungssituation darstellt. Die Voraussetzung für ein solches Netz liegt in der digitalen Transformation der Netzinfrastruktur, d.h. die flächendeckende Ausstattung der Netze mit Informations- und Kommunikationstechnologien. Diese intelligente Aufrüstung ist von dem ebenso notwendigen konventionellen Netzausbau im Sinne einer Kapazitätserweiterung zu unterscheiden. Der konventionelle Netzausbau war bereits ein wichtiges Thema der ersten Phase der Energiewende (vgl. dazu Abschnitt 3.1 und 3.2), während in der zweiten Phase die intelligente Aufrüstung der Netze verstärkt in den Blickpunkt rückt. Dabei werden die Netze flächendeckend mit intelligenten Messgeräten und Sensoren ausgestattet, die in Echtzeit Informationen über Netzparameter wie Strombedarf, Netzspannung und Frequenz liefern. Aus den erhobenen Daten können mithilfe von mathematischen Algorithmen Handlungen abgeleitet und ausgelöst werden, die den Netzbetrieb stabilisieren. Die Netzleittechnik würde dementsprechend einen deutlich höheren Automatisierungsgrad als das bisherige System aufweisen. Wesentlicher Bestandteil der intelligenten Netzleittechnik sind vollautomatisierte Ortsnetzstationen, die ihre jeweiligen Netzsegmente selbstständig anhand von Sollvorgaben aus der Netzleitstelle organisieren.⁴² Dabei kommen außerdem regelbare Transformatoren in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zum Einsatz, die eine Entkopplung dieser beiden Ebenen ermöglichen und somit die Integration erneuerbarer Energien, insbesondere auf der Niederspannungsebene, erleichtern. Dies ist insbesondere für die Verteilnetzbetreiber relevant, da sich der dynamische Steuer- und Regelungsbedarf aufgrund der Dezentralisierung der

Erzeugung im Zuge der Energiewende in die Fläche verlagert hat. Die Verteilnetzbetreiber haben deshalb zunehmend Aufgaben zu übernehmen, die denen der Übertragungsnetzbetreiber ähneln.⁴³ Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, benötigen die Netzbetreiber mehr Informationen über den aktuellen Netzzustand. Das Stromnetz ist vor diesem Hintergrund intelligenter auszugestalten. Die Übertragungsnetze sind bereits überwiegend smart.⁴⁴ Zum Status quo in den Verteilernetzen kann keine allgemeine Aussage getroffen werden. Während in einigen Verteilernetzen bereits ein großer Umbaudruck besteht, hat sich in anderen Netzen noch kaum etwas verändert.⁴⁵ Die intelligente Aufrüstung der Netzinfrastruktur wird folglich ein Kernthema der Energiewende 2.0 einnehmen.

In der zweiten Phase der Energiewende rückt zudem die Verbrauchsseite zunehmend in den Vordergrund. Durch einen erzeugungsorientierten **Verbrauch**, d.h. die Nachfrage ist an die aktuelle Erzeugungssituation anzupassen, sollen die Verbraucher einerseits die Integration der Erneuerbaren Energien entscheidend unterstützen und zum anderen stärker als bisher zur Erreichung der Energieeffizienzbeitragen. Das Anpassungspotenzial der Verbraucher besteht demnach in der zeitlichen Verschiebung ihrer flexibel einsetzbaren Lasten. Dabei können sie ihren Verbrauch einerseits in Schwachlastzeiten erhöhen und andererseits bei einem Netzengpass zügig reduzieren. Durch die gezielte Übereinbringung von Erzeugung und Verbrauch erhöht sich zudem die Energieeffizienz. Prinzipiell kommen für die Lastverschiebung sowohl private Haushalte, als auch Unternehmen in Frage. Das Anpassungspotenzial der Haushalte ist allerdings sehr viel geringer. Eine Untersuchung hat ergeben, dass nur 5 bis

⁴² Vgl. BDEW 2013, S. 44-45.

⁴³ Vgl. BMWi 2014, S. 49.

⁴⁴ Vgl. BNetzA 2011, S. 16.

⁴⁵ Vgl. BNetzA 2011, S. 9.

10 Prozent des Stromverbrauchs in privaten Haushalten flexibel gestaltbar sind. Bei energieintensiven Unternehmen und großen kommunalen Verbrauchern besteht dagegen ein sehr viel größeres Potenzial.⁴⁶

Technische Voraussetzung für die erzeugungsorientierte Verbrauchssteuerung bilden intelligente Messgeräte und Stromzähler, die Informationen zum aktuellen Zustand der Energieerzeugung und zu eigenen Verbrauchswerte bereitstellen, so dass je nach Bedarf der Verbrauch erhöht oder reduziert werden kann. Untersuchungen haben zudem gezeigt, dass die transparente Darstellung des aktuellen Verbrauchs insbesondere bei privaten Haushalten zu einer Reduzierung desselbigen beiträgt. Die intelligente Verbrauchssteuerung erhöht demnach in zweierlei Hinsicht die Energieeffizienz.

Die technische Machbarkeit der intelligenten Verbrauchssteuerung ist allerdings von der kommerziellen zu unterscheiden.⁴⁷ Da die Verbraucher durch die Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage (auch: Demand Side Management) an Komfort einbüßen, bedarf eines ausreichenden Anreizes.⁴⁸ Durch flexible Tarife, bei denen die Strompreise abhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs variieren, haben private Haushalte und Unternehmen beispielsweise einen monetären Anreiz, ihren Verbrauch in Schwachlastzeiten zu verlegen. Das Angebot lastvariabler oder zeitabhängiger Tarife ist bislang allerdings noch überschaubar. Während die technische Machbarkeit der intelligenten Verbrauchssteuerung demnach weitestgehend gegeben ist, wird eine Kernfrage der Energiewende 2.0 sein, durch welche Anreizstrukturen private Haushalte und Unternehmen zu dem jeweils netzdienlichen Verhalten bewegt werden können.

Da der Stromverbrauch nur begrenzt flexibel gestaltbar ist, wird es weiterhin zu Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch kommen. Im Rahmen der „Second-Best-Solution“ werden die Möglichkeiten des Ausgleichs um die intelligente Verwendung von **Speichern** erweitert. Die Beeinflussung von Erzeugung und Verbrauch oder das Transportieren an einen Ort, an dem Strom benötigt wird („First-Best-Solution“), sollte jedoch der Verwendung von Speichern vorgezogen werden.⁴⁹ Speicher verschieben den Zeitpunkt, zu dem Strom aus Erzeugungsanlagen bereitgestellt ist. Sie wirken ähnlich wie verschiebbare Lasten: In Erzeugungsspitzen wird der überschüssige Strom zum Laden von Speichern, beispielsweise Batterien von Elektrofahrzeugen, verwendet. Bei Engpässen können bereits geladene Speicher den Strom wieder rückspeisen.⁵⁰ Weitere Möglichkeiten zur Überbrückung der Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch sind sogenannte „Power-to-X“-Technologien, bei denen Strom in besser speicherbare Energieformen umgewandelt wird. Bei „Power-to-Heat“ wird der überschüssige Strom zur Gewinnung von Heizenergie genutzt. Die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus nicht benötigtem Strom wird als „Power-to-Gas“ bezeichnet.⁵¹ Die Weiterentwicklung und Integration dieser „Power-to-X“-Technologien zählt ebenfalls zu den Handlungsfeldern der Energiewende 2.0.

⁴⁶ Vgl. BMWi 2014, S. 42-43.

⁴⁷ Vgl. Krickel 2015, S. 57.

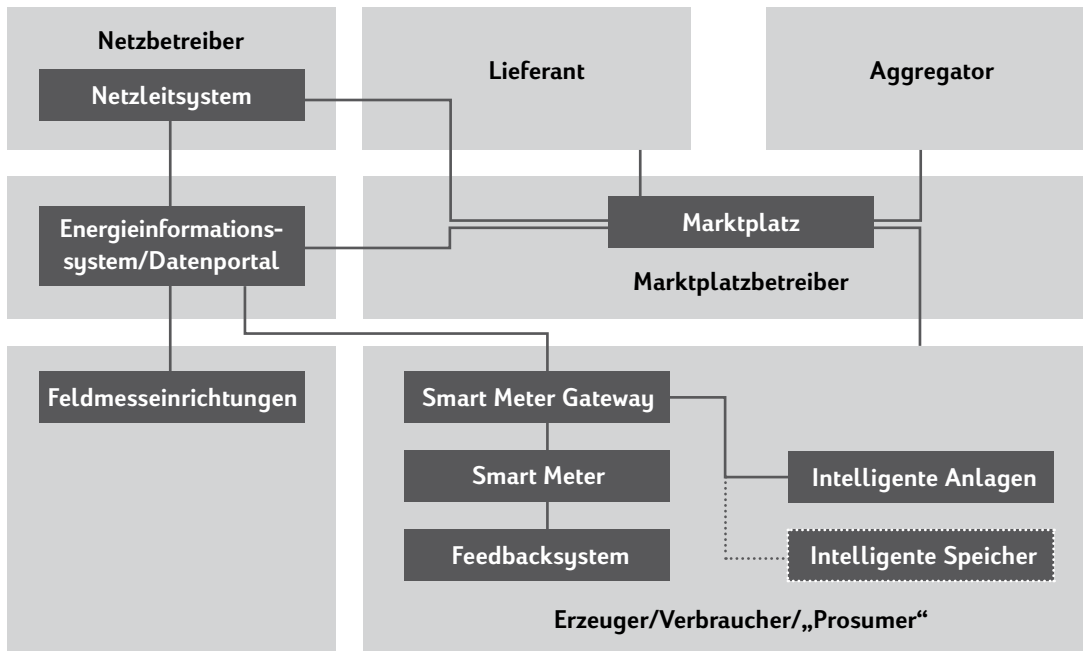
⁴⁸ Vgl. BDEW 2012, S. 22.

⁴⁹ Vgl. BMWi 2014, S. 47.

⁵⁰ Vgl. ebenda.

⁵¹ Vgl. ebenda, S. 45.

Abbildung 7: Elemente und Marktrolle im Modell eines zukünftigen Energieversorgungssystems



Eigene Darstellung, in Anlehnung an BMWi 2014, S. 57-58.

Der Kern eines digitalisierten Energieversorgungssystems liegt in der **Vernetzung all dieser Bereiche**. Alle physischen Komponenten und Akteure des Energieversorgungssystems – von der Photovoltaikanlage bis hin zum Stromzähler, vom Netzbetreiber über Energieerzeuger, Vertriebe, private Haushalte, Unternehmen bis hin zum Betreiber von Speichern – sollen mit smarten Technologien ausgestattet und vernetzt werden, so dass (korrespondierend zum „Internet der Dinge“) ein „Internet der Energie“ entsteht.⁵² Dadurch wäre allerdings zunächst nur die technische Grundlage gelegt. Damit das Energieversorgungssystem seine zentrale Aufgabe, die Übereinbringung von Angebot und Nachfrage, erfüllt, ist eine umfassende Energiesteuerung erforderlich. Hinsichtlich der praktischen Umsetzung wird im Rahmen von kleineren Mo-

dellprojekten bereits viel ausprobiert.⁵³ In den meisten Projekten wurde dabei eine Art virtueller Marktplatz und ein Datenportal eingerichtet. Ein mögliches Modell ist in Abbildung 7 dargestellt. Die Varianten unterscheiden sich vor allem darin, wer welche Daten erhält und wer mit wem vernetzt ist. Offen bleibt, inwiefern die Erfahrungen der kleinen Modellprojekte auf größere Räume übertragbar sind. In ihrer Gesamtheit ist das vollständig digitalisierte Energieversorgungssystem dementsprechend nach wie vor ein Zukunftsbild.

Der Fokus der Bundesregierung bezüglich der technischen Dimension der Systemintegration liegt aktuell auf dem Ausbau der intelligenten Netzinfrastruktur, speziell dem sog. Smart Meter

⁵² Vgl. B.A.U.M. Consult 2012, S. 12.

⁵³ Vgl. BMWi 2014c, S. 7-33.

Rollout. Im September 2015 hat das BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE hierzu einen Entwurf des Digitalisierungsgesetzes veröffentlicht. Damit soll insbesondere der Ausbau der notwendigen Infrastruktur forciert werden, indem die Messstellenbetreiber zu einer nach Verbrauchsmengen gestaffelten Einführung intelligenter Messsysteme verpflichtet werden.⁵⁴ Für größere Verbraucher gilt die Einbauverpflichtung ab dem 1. Januar 2017 mit einer Einbaufrist von acht Jahren, bei einem Jahresverbrauch von 6.000 bis 10.000 kWh ab dem 1. Januar 2020. Darüber hinaus schreibt der Entwurf feste Preisobergrenzen für die Finanzierung des Rollouts vor.⁵⁵ Dadurch soll gewährleistet werden, dass Kosten und Nutzen in einem ausgewogenen Verhältnis stehen.⁵⁶ Des Weiteren enthält der Entwurf Vorgaben zur Standardisierung der Kommunikation. Mit dem Gesetz möchte die Bundesregierung laut GLEICKE, Staatssekretärin im BMWi, „verlässliche Rahmenbedingungen für den Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur der Zukunft schaffen“⁵⁷. Der Vorschlag befindet sich aktuell noch im parlamentarischen Diskussions- und Abstimmungsprozess. Differenzen bestehen vor allem bezüglich Fragen des Datenschutzes, des Sicherheitsrisikos, der Datenhoheit⁵⁸ und der Gestaltung der Preisobergrenzen für den Smart Meter Rollout.⁵⁹ Die Streitpunkte verdeutlichen unmittelbar die Risiken einer digitalisierten Energiewirtschaft und die bestehenden Herausforderungen: Neben der Sicherheit bzw. Angreifbarkeit des gesamten Systems und dem Schutz der individuellen personenbezogenen Daten ist vor allem die Frage der Finanzierung noch nicht abschließend geklärt. Die Unsicherheit bezüglich der Frage, wer welche Kosten zu tragen hat, weist einen bremsenden Effekt auf den Prozess Digitalisierung auf. Neben den Teilfragen und -themen in den verschiedenen Bereichen der Energieversorgung

wird es im Rahmen der Energiewende 2.0 folglich vor allem darauf ankommen, das Potenzial der Digitalisierung im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende effizient zu nutzen und die bestehenden Risiken zu kontrollieren.

Neben der technischen Komponente („Smart Grid“ etc.) besteht ebenso die Notwendigkeit, den Strommarkt zu einem Smart Market weiterzuentwickeln, der die Preissignale möglichst frei von Verzerrungen weitergibt und dadurch Anreize für ein netzdienliches Verhalten geschaffen werden. Während bislang die Frage im Vordergrund stand, wie die Erneuerbaren Energien aus technischer Sicht in das Netz integriert werden können, gilt es nun zu klären, wie die Systemintegration der Erneuerbaren Energien auf Basis von Marktmechanismen organisiert werden kann. Darüber hinaus bedarf es einer effizienten Koordination der Netz- und die Marktsphäre.

Die Debatte bezüglich der marktbezogenen Systemintegration wird unter dem Begriff „Strommarkt 2.0“ geführt. Vor dem Hintergrund kontinuierlich steigender Anteile Erneuerbarer Energien im Stromsystem bildet die stete Synchronisierung von Angebot und Nachfrage eine zentrale Herausforderung der künftigen Energieversorgung. Dafür gilt es ein Strommarktdesign zu entwickeln, dass auch in der Übergangsphase zu jedem Zeitpunkt eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Versorgung sicherstellt (energiepolitisches Zieldreieck). Eine zentrale Frage liegt darin, wie die Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazität für den Fall von Versorgungsengpässen organisiert und finanziert werden soll. Angesichts sinkender Energiepreise, die eng mit dem Vorliegen von Überkapazitäten am Strommarkt

⁵⁴ Die Einführung intelligenter Messsysteme ist zudem europarechtlich vorgeschrieben. Vgl. Anhang I Abs. 2 Richtlinie 2009/72/EG.

⁵⁵ Deutscher Bundestag 2016c, S. 32 f.

⁵⁶ Vgl. ebenda, S. 2.

⁵⁷ Deutscher Bundestag 2016b, S. 15731 C

⁵⁸ Umstritten ist hier, ob die Datenhoheit beim Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber liegen soll.

⁵⁹ Zum Diskussionsprozess in der 1. Lesung und zu den einzelnen Kritikpunkten vgl. Deutscher Bundestag 2016b.

zusammenhängen, besteht potenziell die Gefahr, dass nicht mehr hinreichend Reservekapazitäten vorgehalten werden. Hier bedarf es einer Regelung im Zuge der Strommarktreform. Zudem wird die Notwendigkeit einer Flexibilisierung des Strommarktes gesehen, die den Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen ermöglicht und Markteintrittsbarrieren für Anbieter von Flexibilitätsoptionen abbaut.⁶⁰ Bei der Entwicklung des neuen Strommarktdesigns ist auch die europäische Perspektive zu berücksichtigen, da eine verstärkte europäische Binnenmarktintegration im Bereich der Stromversorgung zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität beitragen kann.⁶¹

Die Anforderungen an den künftigen Strommarkt können auf unterschiedlichen Wegen erfüllt werden. Da hierbei grundlegende Weichen für die künftige Energieversorgung gestellt werden, hat sich die Bundesregierung für einen umfangreichen Diskussionsprozess entschieden, der allen beteiligten Akteuren die Mitwirkung ermöglichen soll. Im Rahmen des im Oktober 2014 veröffentlichten Grünbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“ wurde u. a. die Notwendigkeit einer politischen Grundsatzentscheidung „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ aufgezeigt und zur öffentlichen Debatte gestellt.⁶² Nach einer umfassenden Auswertung der Konsultation erschien im Juli 2015 schließlich das Weißbuch, in dem sich das BMWi für eine Weiterentwicklung des Strommarktes und gegen einen Kapazitätsmarkt ausspricht.⁶³ Das Weißbuch bildete zudem die Grundlage für den Entwurf eines Strommarktgesetzes, den das Bundeskabinett im November 2015 verabschiedet hat. Aktuell befindet sich der Entwurf noch im Gesetzgebungsverfahren. Der Abschluss war für das Frühjahr 2016 vorgesehen. Dieser Zeitplan wird aller Voraussicht nach nicht eingehalten.⁶⁴

Wesentliche Bestandteile des Strommarktgesetzes liegen in der Stärkung bestehender Marktmechanismen, in Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromversorgung und der Einführung einer Kapazitätsreserve. Zur Stärkung bestehender Marktmechanismen soll das Grundprinzip der freien wettbewerblichen Preisbildung, das auch Preisspitzen zulässt, im EnWG verankert werden. Außerdem soll durch das Strommarktgesetz die Bilanzkreistreue gestärkt, in dem es die Verantwortlichen künftig dazu verpflichtet, die entsprechenden Bilanzkreise jede Viertelstunde abzurechnen.⁶⁵ Durch den Abbau von Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen wird der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erleichtert. Dies soll die Flexibilisierung der Stromversorgung vortreiben. Zum anderen ist intendiert, durch die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Zeiten hoher Stromeinspeisung eine Kostensenkung hinsichtlich des Netzausbaus zu erreichen.⁶⁶ Darüber hinaus zielt das Gesetz darauf ab, durch die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform die Transparenz im Strommarkt zu erhöhen.⁶⁷ Zur Absicherung des Strommarktes sieht der Gesetzentwurf die Einrichtung einer Kapazitätsreserve vor, die zum Einsatz kommt, wenn sich kein ausreichendes Angebot auf Basis freier Preisbildung herausbildet. Diese Kapazitäten werden außerhalb des Strommarktes vorgehalten.⁶⁸ Zusätzlich enthält der Entwurf Vorgaben zum Ausstieg aus der Braunkohle. Dabei sollen die Braunkohlekraftwerke ab 2016 zunächst schrittweise aus dem Markt genommen und nach vier Jahren Sicherheitsbereitschaft schließlich stillgelegt werden.⁶⁹

Die Opposition kritisierte in der 1. Lesung des Entwurfs im Bundestag, dass durch diese Strommarktreform primär konventionelle Erzeugungsarten, insbesondere die Braunkohle subventioniert

⁶⁰ Vgl. BMWi 2015b, S. 13.

⁶¹ Vgl. Monopolkommission 2015, S. 3.

⁶² Vgl. BMWi 2014d, S. 39.

⁶³ Vgl. BMWi 2015b, S. 4.

⁶⁴ Vgl. Deutscher Bundestag 2016c, S. 15103.

⁶⁵ BMWi 2016b, S. 60 ff. sowie Deutscher Bundestag 2016d.

⁶⁶ Vgl. Deutscher Bundestag 2016d

⁶⁷ Vgl. ebenda.

würden.⁷⁰ Der Bundesrat weist in seiner Stellungnahme zu dem Gesetzentwurf auf die verschlechterten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Energiespeichern hin und fordert im Zuge der Strommarktreform die Entwicklung angemessener Lösungen für Energiespeicher.⁷¹ Den umstrittensten Aspekt der Strommarktreform bildet jedoch die Grundsatzentscheidung für die Einrichtung einer Kapazitätsreserve und die Ablehnung eines Kapazitätsmarktes. Das Modell der Kapazitätsreserve wird u. a. von der Monopolkommission kritisch gesehen. Diese empfiehlt deshalb, eine Reserve nur als Übergangsinstrument zur Überbrückung der Unsicherheit bezüglich der Funktionsfähigkeit des Strommarkts 2.0 einzusetzen. Wenn sich herausstellt, dass der Strommarkt 2.0 nicht in der Lage ist, eine effiziente Kapazitätsallokation herbeizuführen, sollte aus Sicht der Monopolkommission ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden.⁷²

Die für 2016 geplante EEG-Novelle ist nicht unmittelbarer Bestandteil der Strommarktreform, zielt aber ebenfalls auf eine Stärkung wettbewerblicher Elemente ab und wird deshalb im marktorientierten Teil der Systemintegration behandelt. Mit dem EEG 3.0 soll die im Rahmen des EEG 2.0 in Pilotprojekten erprobte wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe nun gesetzlich für alle erneuerbaren Energieträger verankert werden. Damit wird zudem den neuen EU-Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen Rechnung getragen, die eine marktnähere Förderung Erneuerbarer Energien vorsehen.⁷³ Der aktuelle Referentenentwurf des EEG 3.0 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur regelmäßig die Zahlungen für Strom aus neuen Anlagen ausschreibt. Dabei soll das Ausschreibungsvolumen derart ausgestaltet sein, dass der geplante Ausbaukorridor für erneuerbare Energien ein-

gehalten wird. Kleinere Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 1 Megawatt sind dem Entwurf zufolge von den Ausschreibungen auszunehmen und nach dem bisherigen System zu vergüten. Zusätzlich sollen für Technologien wie Wasser- und Geothermieanlagen Ausnahme gelten. Das Gesetz würde somit zunächst primär für große Windenergie- und Solaranlagen gelten.⁷⁴ Die Herausforderung wird darin bestehen, den Auktionsmechanismus so auszugestalten, dass der Ausbau der Erneuerbarer Energien anhält und zudem die Akteursvielfalt erhalten bleibt.⁷⁵ Im Sinne der „Energiewende 2.0“ soll so der dort verankerte Ausschreibungsmechanismus zur vollständigen Marktintegration der Erneuerbaren Energien beitragen, was indirekt auch dem Aspekt Wirtschaftlichkeit des energiepolitischen Zieldreiecks Rechnung tragen soll.

4.3 Herausforderungen für regionale Energieversorgungsunternehmen

Im Rahmen der „Energiewende 2.0“ bzw. den damit verbundenen und erforderlichen Veränderungen im Energiesektor, insbesondere aber im Energiemarkt, stehen auch die (regionalen) Energieversorgungsunternehmen vor große Herausforderungen, welche zudem zu neuen Handlungsbedarfen führen. Diese umfassen dabei die bisherigen – traditionellen – Geschäftsfelder der Stadtwerke (Energieerzeugung und Energieverteilung), erfordern aber auch die Erschließung neuer Geschäftsfelder sowie neue Strategien für die bisherigen. Einige Aspekte sollen nachfolgend kurz benannt werden.

Dabei zeigt sich bezogen auf den Energiemarkt, dass es dort zunehmend nicht nur um einen Wettbewerb im Markt, d. h. zwischen

⁶⁸ Vgl. ebenda, S. 3.

⁶⁹ Vgl. ebenda.

⁷⁰ Vgl. Deutscher Bundestag 2016c, S. 15101 ff.

⁷¹ Vgl. Deutscher Bundesrat, S. 3.

⁷² Vgl. Monopolkommission 2015, S. 9-10.

⁷³ BMWi 2016d, S. 1

⁷⁴ Vgl. ebenda, S. 2.

⁷⁵ Vgl. Agora Energiewende 2014, S. 9.

den Energieversorgungsunternehmen kommt, sondern auch um den Markt, was bedeutet, dass neue, mehr oder weniger branchenfremde Akteure auf dem Strommarkt agieren. Geschuldet ist dieser Umstand v. a. auch der politisch induzierten Fragmentierung des Energiemarktes. Infolge Ausbau und Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien kam es bspw. zu einer Trennung des Marktsegments Energieerzeugung in die Teilmärkte konventionelle Energieerzeugung und Erzeugung von Energie aus Erneuerbaren Energien. Die Förderung der Direktvermarktung erhöhte die Anzahl (neuer) Marktteilnehmer. Auch auf den anderen Teilmärkten, bspw. den Energiedienstleistungen oder dem Vertrieb, führte die Energiewende zu einer zunehmenden Fragmentierung bzw. neuen Marktteilnehmern. Da jedes dieser Marktfragmente wie ein Nischenmarkt einer eigenen Marktlogik folgt, führt dies dazu, dass traditionelle Verbundunternehmen, zu welchem auch Stadtwerke zählen, zwar teilweise noch immer große Unternehmen darstellen, in den jeweiligen Teilmärkten aber mitunter als nachrangige Akteure auftreten.⁷⁶ Vor diesem Hintergrund, aber auch infolge von sich ändernden Ansprüchen und Verhaltensweisen der Kundengruppen, Herausforderungen der Digitalisierung etc., werden zukünftig neue Geschäftsmodelle und -felder im Fokus des Handelns von Energieversorgungsunternehmen stehen.

Dennoch werden sich den Zielstellungen der Energiewende, und hierbei auch der „Energiewende 2.0“, besondere Herausforderungen ergeben. Beispielhaft kann hier die Dekarbonisierung der Energieversorgung benannt werden, die v. a. die Treibhausgasemissionen, und hier speziell die CO₂-Emissionen, drastisch zu reduzieren intendiert (mindestens -80 % bis 2050, vgl. Tabelle 1). Dabei sollen hierzu insbesondere emissionsarme und zugleich

flexible Kraftwerke beitragen, welche nach heutigem Stand Gaskraftwerke und KWK-Anlagen in Verbindung mit Fernwärme darstellen. Jedoch zeigt sich hier ein substantielles Problem, was im bisherigen Strommarktdesign sowie der fehlerhaften Konfiguration des EU-Emissionshandels (ETS) begründet ist. Durch die massive Förderung und dem Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien können diese zu Grenzkosten nahe Null produziert werden, was zu einem drastischen Preisverfall für die Megawattstunde am Energy-Only-Markt geführt hat. In Folge dessen wurden hocheffiziente, emissionsarme Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt und der Betrieb von emissionsintensiven, teilweise stark veralteten und bereits abgeschriebenen Braunkohlekraftwerken wurde wieder wirtschaftlich.⁷⁷ Hier sind die Rahmenbedingungen zu ändern. Dabei scheint es unwahrscheinlich, dass dies durch die Modifikation bestehender Instrumente erreicht werden kann. So würde bspw. eine Änderung der Einsatzreihenfolge für Kraftwerke (Merit-Order-Effekt) erst ab einem Zertifikatpreis für CO₂-Emissionsrechte ab 50 EUR pro Tonne greifen.⁷⁸ Ob dies mit dem ETS umsetzbar wäre, ist fraglich. Eine mögliche Lösung liegt hier bspw. in handelbaren Restlaufzeiten oder Einspeisemengen für Kraftwerke entsprechend des jeweiligen CO₂-Ausstoßes, etwaige Produktionslücken konventionellen Stroms könnten dann durch emissionsarme Gaskraftwerke geschlossen werden.⁷⁹

Die Energieeffizienzziele der Bundesregierung haben dazu beigetragen, dass ein Energieeffizienzmarkt entstanden ist, auf welchem Lösungen aus zahlreichen Wirtschaftszweigen angeboten werden. Dort agieren Energieversorger ebenso wie Baustoffhersteller, Software- und Messtechnikanbieter, Maschinenbauunternehmen oder Finanzdienstleister. Hier spielt insbesondere die

⁷⁶ Vgl. Fleicht 2016, S. 6.

⁷⁷ Vgl. bspw. Alsheimer 2016, S. 12.

⁷⁸ Vgl. ebenda, S. 13.

⁷⁹ Vgl. Ebenda.

Digitalisierung eine tragende Rolle, für Energieversorger v. a. in Bezug auf technische Lösungen bzw. Entwicklungen für lastabhängige und bedarfsgerechte Steuerung von Energieerzeugungsanlagen.⁸⁰

Aber auch neue Geschäfts- und Kooperationsmodelle in der Energieerzeugung können Strategien darstellen, mit welchen (regionale) Energieversorgungsunternehmen den Herausforderungen begegnen können. Dies können bspw. Mietstrommodelle oder Quartiersversorgungslösungen (Mini-BHKW) darstellen. So kooperiert bspw. die Bürger Wohnungsbaugenossenschaft mit den Stadtwerken Burg bei der Versorgung der Mieter mit günstigem Strom aus Erneuerbaren Energien. Der so erzeugte Strom aus PV-Anlagen wird dabei nicht in das öffentliche Netz eingespeist, sondern direkt an die Mieter verkauft. In diesem Zusammenhang wurden zudem smarte Technologien – hier Smart Meter – installiert, zugleich ein weiteres neues Geschäftsfeld erschlossen: Systemdienstleistungen für die Stromkunden.⁸¹ Hier zeigt sich zugleich ein weiterer Aspekt, der zukünftig für Energieversorgungsunternehmen immer zentraler wird: Kundennähe und Kundenkommunikation. Hierfür werden im aktuellen Monitoring-Bericht 91 Maßnahmen benannt, um auch diese Zielstellungen umzusetzen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Herausforderungen der Energiewende sind zahlreich. Infolge der teilweise sehr ehrgeizigen v. a. klimapolitischen Ziele der Bundesregierung seien bspw. die Reduzierung der Treibhausgasemissionen, die Energieeffizienzziele, oder die Zielstellung zum Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch genannt. Dabei verfolgt die Bundesregierung sowohl quantitative Ziele als auch Ziele bzgl. der Rahmenbedingungen des zukünftigen Energiesektors. Beispielhaft sind Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit, Netzinfrastruktur, aber auch Forschung und Innovation.

Bezogen auf die quantitativen Ziele wurden diese weitestgehend erreicht bzw. die neu gesetzten Zielmarken scheinen nach dem bisherigen Trend erreichbar. Jedoch gibt es hier Ausnahmen bzw. könnte die Erreichung bestimmter quantitativer Zielstellungen möglicherweise verfehlt werden. Insbesondere die Zielerreichung der Reduktion der Treibhausgasemissionen scheint fraglich. Hierfür ist neben dem bisherigen Preisbildungsmechanismus für Strom (inklusive der Förderung der Erneuerbaren Energien in Form der garantierten Vergütungssätze), der zu einer zunehmenden Rentabilität älterer, emissionsintensiver Kohlekraftwerke führt, auch der unzureichend funktionierende EU-Emissionshandel (ETS) verantwortlich. Zudem rückt der Verkehrssektor zunehmend in den Fokus. Dort soll der Energieverbrauch reduziert und zunehmend durch erneuerbare Energien (Biokraftstoffe) gedeckt werden. Hier zeigt sich jedoch, dass der Energiebedarf eher steigt als dass er reduziert wird. Ursächlich ist aber die gestiegene und steigende Verkehrsleistung; die Energieeffizienz im Verkehrssektor nimmt ebenfalls zu, aber in geringerem Maße.

⁸⁰ Vgl. Bornholdt/Range 2016, S. 14.

⁸² Vgl. Kruse 2016, S. 18 f.

Hinsichtlich der weiteren Ziele – Wirtschaftlichkeit –, d. h. Strompreisentwicklung und dessen Folgen für Privathaushalte und Unternehmen, Netz- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien etc., sind hingegen noch zahlreiche Maßnahmen erforderlich, die auch im Rahmen der zweiten Phase der Energiewende („Energiewende 2.0“) angegangen werden sollen. Wichtigstes Element ist dabei das EEG von 2014, welches die Weichen für die „Energiewende 2.0“ stellen soll und den Ausgangspunkt für ein neues Strommarktdesign sowie die System- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien bildet. Dabei kommt der Digitalisierung eine maßgebliche Rolle zu: In ihr wird der Schlüssel gesehen, Energieerzeugung, Energieverteilung, Energiespeicherung und Energieverbrauch effizient zu verknüpfen und zu flexibilisieren. Dabei wird auch der Endverbraucher zu einem neuen, wichtigen Akteur der Energiewende: mittels flexiblen Verbrauchsverhaltens, unterstützt durch smarte Technologien bzw. intelligenter Endnutzersysteme kann dieser zur Systemeffizienz und -flexibilität, aber auch verstärkt zur Energieeffizienz beitragen.

Neben diesen eher technischen Komponenten gilt es aber im Hinblick auf das energiepolitische Zieldreieck auch, im Rahmen der „Energiewende 2.0“ die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung bei wachsenden Anteilen der Erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Vor dem Hintergrund ist eine tiefgreifende Reform des Strommarktes geplant, die perspektivisch zu einer vollständigen Marktintegration der Erneuerbaren Energien führen soll. In dem Zusammenhang ist auch die Frage zu beantworten, wie die Vorhaltung von Reservekapazitäten effizient zu organisieren ist.

Für die Netzintegration der Erneuerbaren Energien, aber auch die Übernahme von Systemdienstleistungen durch diese, ist jederzeit eine flexible Reaktion auf die jeweilige Erzeugungssituation erforderlich. Dazu sind allerdings umfangreiche, zeitlich und räumlich differenzierte Informationen über Netzzustände möglichst in Echtzeit erforderlich. Auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur ist die Bereitstellung dieser Informationen nicht möglich. Hier liegt das Potenzial einer digitalen Transformation der Energiewirtschaft. In Anlehnung an den Trend „Industrie 4.0“ wird in diesem Zusammenhang auch von einer „Energiewirtschaft 4.0“ gesprochen. Durch die Verwendung smarterer Technologien in allen Bereichen von der Erzeugung über die Verteilung und Speicherung bis zum Verbrauch sowie die Vernetzung dieser Bereiche kann die Digitalisierung die Netz- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien, die im Fokus der Energiewende 2.0 liegt, entscheidend forcieren. Dies bedarf jedoch neben intelligenten Netzen („Smart Grids“) auch einer verbrauchsseitigen Anpassung in Form eines erzeugungsorientierten Verbrauchs, d. h. einer Anpassung der Nachfrage an die aktuelle Erzeugungssituation. Da der Stromverbrauch jedoch nur begrenzt flexibel gestaltbar ist, wird es weiterhin zu Friktionen zwischen Erzeugung und Verbrauch kommen. Im Rahmen der „Second-Best-Solution“ werden die Möglichkeiten des Ausgleichs um die intelligente Verwendung von Speichern erweitert. Eine weitere (Übergangs-) Lösung kann hier auch die Sektorenkopplung („Power-to-X“) darstellen. Insgesamt ist aber eine Integration all dieser Bereiche erforderlich.

Der Fokus der Bundesregierung bezüglich der technischen Dimension der Systemintegration liegt aktuell auf dem Ausbau der intelligenten Netzinfrastruktur, speziell dem sog. Smart Meter Rollout. Im September 2015 hat das BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE hierzu einen Entwurf des Digitalisierungsgesetzes veröffentlicht. Damit soll insbesondere der Ausbau der notwendigen Infrastruktur forciert werden, indem die Messstellenbetreiber zu einer nach Verbrauchsmengen gestaffelten Einführung intelligenter Messsysteme verpflichtet werden.

Schließlich ist vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit der Energiewende ein neues Strommarktdesign erforderlich, da das gegenwärtige Regime u. a. infolge von Vergütungs- und Einspeiseregeln für Strom aus Erneuerbaren Energien deren Marktintegration behindert. Daher steht insbesondere der Strommarkt im Fokus anstehender Reformen. Die Debatte bezüglich der marktbezogene Systemintegration wird unter dem Begriff „Strommarkt 2.0“ geführt. Vor dem Hintergrund kontinuierlich steigender Anteile Erneuerbarer Energien im Stromsystem bildet die stete Synchronisierung von Angebot und Nachfrage eine zentrale Herausforderung der künftigen Energieversorgung. Dafür gilt es ein Strommarktdesign zu entwickeln, das auch in der Übergangsphase zu jedem Zeitpunkt eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Versorgung sicherstellt (energiepolitisches Zieldreieck). Eine zentrale Frage ist dabei, wie die Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazität für den Fall von Versorgungsengpässen organisiert und finanziert werden soll. Ein Instrument bildet hierbei das Strommarktgesetz, welches sich aktuell in der Entwurfsphase und folglich noch im Gesetzgebungsverfahren befindet. Wesentliche Bestandteile des Strommarktgesetzes sind dabei die Stärkung

bestehender Marktmechanismen, Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromversorgung und die Einführung einer Kapazitätsreserve. Jedoch zeigt sich aus den sich hieraus ergebenden Herausforderungen und Handlungserfordernissen der Energieversorgungsunternehmen, dass auch weiterhin politischer Handlungsbedarf besteht, bspw. bezogen auf die Frage einer emissionsarmen Energieversorgung oder der Elektromobilität, folglich der Integration der Erneuerbaren Energien in den Verkehrssektor. Mithin werden einige dieser Handlungsbedarfe durch die Reform des EEG 2016 („EEG 3.0“) aufgegriffen, das als wesentliches Element die Verankerung der wettbewerblichen Ausschreibung der EEG-Förderung für sämtlichen erzeugten Strom und damit die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt zum Ziel hat, und erforderliche Korrekturen integriert.



Die Energiewende ist und bleibt für die Politik eine Herausforderung

Die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung, die in den kommenden Jahren auf der politischen Agenda weiterhin ganz oben stehen wird. Der bundesgesetzliche Rahmen muss auf rasante technologische Entwicklungen reagieren, das angemessene Verhältnis von Regulierung und Markt finden und dabei europarechtliche Vorgaben umsetzen.

Es ist und bleibt eine große Aufgabe der Politik, dafür zu sorgen, dass wir in den nächsten Jahren einen verständlichen und schlüssigen Rechtsrahmen haben, der den nachhaltigen und effizienten Umbau des Energiesystems gewährleistet, Versorgungssicherheit garantiert und gleichzeitig eine übermäßige Kostenbelastung der Akteure verhindert.

Das Ende des fossilen Zeitalters wurde eingeleitet

Mit den Beschlüssen des Klimagipfels in Paris Ende 2015 haben der weltweite Klimaschutz und damit der Umbau des Energiesystems weiteren Schub erhalten. Erstmals gibt es ein Klimaschutzabkommen, das alle Staaten gemeinsam in die Pflicht nimmt. Global fließen zwischenzeitlich mehr Investitionen in erneuerbare als fossile Energien. Immer mehr Staaten sehen in den Erneuerbaren Energien die Zukunft ihrer Energieversorgung. Gesellschaftliche Einstellungen und Ansprüche ändern sich. Die Akzeptanz des Einsatzes klimaschädlicher Verfahren sinkt. Gleichzeitig zeigen sich in zunehmender Schärfe die Konturen enormer wirtschaftlicher Chancen, die mit der Nutzung Erneuerbarer Energien verbunden sind sowie auch die wirtschaftlichen Risiken der konventionellen Energien. Insgesamt setzt sich eine globale Entwicklung fort, die sowohl auf einem geschärften Verantwortungsbewusstsein als auch auf ökonomischen Potenzialen und Erwartungen beruht. Eine Entwicklung, die es von politischer Seite weiter zu befördern gilt.

Paris bringt der Energiewende in Deutschland Rückenwind, erhöht aber auch den Handlungsdruck. Im Ergebnis der Pariser Beschlüsse werden mehr Staaten mehr investieren in intelligente Maßnahmen zur Modernisierung des Energiesystems. Deutschland muss sich anstrengen, um seine Position als Technologieführer zu halten. Wir müssen beweisen, dass „Made in Germany“ auch mit Blick auf die Energiemärkte von morgen robust aufgestellt ist.

Flexibilität ist die Voraussetzung für ein auf Erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem

Die Erneuerbaren Energien bauen kontinuierlich ihre Position aus und spielen bereits heute eine zentrale Rolle. Das gilt insbesondere für den Stromsektor. Der Tag ist absehbar, an dem die Erneuerbaren über gewisse Zeiten den Strombedarf alleine sichern können. Zum vollständigen Bild gehört aber ebenso, dass es Zeiten gibt, an denen die erneuerbaren Energien nur zu einem sehr geringen Teil zur Deckung der Nachfrage beitragen können. Das zeigt, solange Flexibilität im System fehlt, wird die Umstellung auf die Erneuerbaren Energien nicht gelingen. Wir brauchen Flexibilität in der Nachfrage, wir brauchen den Netzausbau und wir brauchen Speicher. Gerade bei einem hohen Anteil von Erneuerbaren Energien wird ohne Speicherkapazitäten die Umstellung unseres Energiesystems nicht gelingen. Nur mit der Entwicklung und dem Ausbau von Speicherkapazitäten kommen wir auch bei der weiteren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr voran. So erfolgreich die Entwicklungen im Stromsektor auch sind, der Stromsektor zeigt nur einen Ausschnitt des Energiesystems. In den Sektoren Wärme und Verkehr ist der Weg zur Dekarbonisierung noch weit und steinig.

Ein Beitrag zur Flexibilisierung des Systems leistet die Digitalisierung. Sie wird eine Schlüsselrolle für das künftige Energiesystem insgesamt spielen. Das Ansinnen ist richtig, mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende das Gesamtsystem zu flexibilisieren und die Partizipation der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende vorantreiben zu wollen. Kosten und Nutzen müssen dabei aber in einem vernünftigen Verhältnis stehen, Verbraucher

und Erzeuger dürfen nicht mit unverhältnismäßig hohen Kosten belastet werden. Das Gesetz darf auch nicht zu einer ungerechtfertigten Schwächung regionaler Akteure führen.

Die kommunalen und regionalen Energieversorger bewegen sich in einem Spannungsfeld aus Digitalisierung, Dezentralisierung und Klimaschutz, verbunden mit entsprechenden Chancen und Risiken. Die Energiewende erfordert vielfach regionale und dezentrale Lösungen, eine Chance insbesondere zur Stärkung der regionalen Akteure. Gleichwohl geraten im Zuge der Energiewende bestehende Märkte in Bewegung, bisherige Geschäftsmodelle, Marktpositionen und Kooperationen geraten auf den Prüfstand. Im Ergebnis wird vor allem die Flexibilität und Innovationsfähigkeit der Energieversorger zu einem Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende.

Keine Energiewende ohne Akzeptanz, keine Akzeptanz ohne faire Rahmenbedingungen

Die globalen Trends und Entwicklungen stärken auch die Legitimation für die Politik auf Länderebene. Die globalen Ziele lassen sich nur erreichen, wenn auf regionaler Ebene Anstrengungen unternommen werden. Die Thüringer Landesregierung will eine Energiewende gestalten, die dezentral, regional und regenerativ ist. Wir wollen die wirtschaftlichen Chancen, die die Energiewende bietet, für Thüringen nutzen und die Akzeptanz für den Umbau des Energiesystems sichern.

Die energiepolitischen Handlungsspielräume in Thüringen und die Möglichkeiten, unsere energiepolitischen Ziele umzusetzen,

werden dabei in hohem Maße durch die europäischen und bundespolitischen Rahmenbedingungen bestimmt. Hier brauchen wir Verlässlichkeit. Langfristige verbindliche Ziele und ein stabiler und konsistenter Rahmen schaffen Planungssicherheit und stärken das Vertrauen der Akteure. Wir als Länder wollen unseren Beitrag leisten, die Energiewende voranzubringen und die sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Chancen nutzen.

Jetzt die richtigen Entscheidungen treffen:

Energiewende dezentral, regional und regenerativ gestalten!

Derzeit werden auf Bundesebene eine Reihe zentraler energiepolitischer Entscheidungen getroffen. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz wurde novelliert, das Strommarktgesetz und das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende sind im parlamentarischen Verfahren, die EEG-Novelle und die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung stehen unmittelbar bevor. Alle diese Entscheidungen sind für die Länder von großer Bedeutung, denn die Energiewende wird vor allem von den regionalen Akteuren vor Ort getragen. Es kommt also darauf an, die Weichen so zu stellen, dass die Energiewende in den Ländern, in den Regionen vor Ort vorangebracht wird. Voraussetzung dafür ist eine entsprechende Akzeptanz der handelnden regionalen Akteure. Das muss auch der Kompass für die energiepolitischen Weichenstellungen auf Bundesebene sein.

Bei der anstehenden EEG-Novelle 2016 wird sich beispielsweise entscheiden, ob der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Thüringen eine Perspektive hat. Ich engagiere mich gemeinsam mit anderen Länderchefs auf Bundesebene entsprechend stark.

So hat Thüringen gemeinsam mit Bayern und Rheinland-Pfalz im Bundesrat eine Initiative für eine wirtschaftliche Anschlussperspektive der Biomasse im EEG 2016 erfolgreich platziert. Darüber hinaus hat der Bundesrat auf Basis eines gemeinsamen Antrages von Thüringen, Bayern, Nordrhein-Westfalen und weiteren Ländern eine EntschlieÙung zum Erhalt der Akteursvielfalt angenommen. Ich unterstütze außerdem Initiativen für einen regional ausgewogenen Ausbau der Windenergie an Land, der neben der Solar- und Bioenergie regionale Wertschöpfung in Thüringen sichern kann.

Mit der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung sollen die Investitionsbedingungen für die Verteilernetzbetreiber verbessert werden. Das ist dringend erforderlich. Unter anderem soll das bisherige Problem des Zeitverzugs für die Erlöswirksamkeit von Investitionen beseitigt werden. Allerdings darf es nicht dazu kommen, dass Netzbetreiber, die in den letzten Jahren investiert haben, sich mit der neuen Regelung schlechter stellen als mit der bisherigen. Die entsprechende Refinanzierung getätigter Investitionen muss auch nach der Novellierung gesichert sein.

Änderungen bei den Rahmenbedingungen benötigen wir auch im Bereich der Netzentgelte. In den neuen Ländern belasten vergleichsweise hohe Netzentgelte die Strompreise und damit den Standort. Die ostdeutschen Länder setzen sich hier seit Jahren für Anpassungen und mehr Fairness ein. Ohne Änderungen am System wird der EE-Ausbau dazu führen, dass sich die Entgeltunterschiede weiter vergrößern. Wir als ostdeutsche Länder fordern daher vom Bund die Abschaffung der vermeintlichen Netzentgelte für die volatil einspeisenden EE-Anlagen und eine Vereinheitlichung

der Netzentgelte im Übertragungsnetz. Die im Strommarktgesetzentwurf vorgesehene Regelung, die vermiedenen Netzentgelte lediglich für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abzuschaffen, ist aus Sicht der ostdeutschen Länder völlig unzureichend. Damit wird das Problem der hohen Kostenbelastung für die Verbraucher in den neuen Ländern nicht gelöst. Die Vereinheitlichung der Entgelte im Übertragungsnetz hat der Bund bereits letztes Jahr angekündigt, allein die Umsetzung lässt auf sich warten.

Wir stehen mit der Umsetzung der Energiewende vor einer unserer größten gesellschaftlichen Herausforderung. Für die Wettbewerbsfähigkeit des Hochtechnologiestandorts Deutschland und die Akzeptanz der Energiewende kommt es entscheidend drauf an, dass der Umbau des Energiesystems planvoll und verlässlich erfolgt, die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt und die Kosten für Verbraucher und Unternehmen begrenzt werden. Ich bin jedoch zuversichtlich, dass wir mit den richtigen Weichenstellungen diese Herausforderung auch bewältigen werden.

Bodo Ramelow

Ministerpräsident des Freistaats Thüringen



Position und Vorschläge zu politischen Handlungserfordernissen aus Sicht der enviaM-Gruppe

Die enviaM-Gruppe zählt zu den Machern der Energiewende und bringt sie gemeinsam mit der Region voran. Unsere strategische Ausrichtung steht unter dem Dreiklang ökologisch, partnerschaftlich, innovativ. Wir richten daran alle unternehmerischen Aktivitäten aus. Wir sehen die Energiewende als gesamtgesellschaftliche Herausforderung, aber viel mehr noch als Chance. Neben einer konsequenten Ausrichtung unserer Geschäftsmodelle auf Erneuerbare Energien bündeln wir unser Know-how mit den Kommunen, der Wirtschaft und Wissenschaft. Dabei entwickeln wir effiziente und intelligente Technologien und testen diese in regionalen Pilotprojekten.

In weiten Teilen Nord- und Ostdeutschlands ist die Energiewende weit fortgeschritten. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endverbraucherabsatz beträgt in unserem Netzgebiet schon heute

rein rechnerisch rund 85 %, in Brandenburg liegt er sogar bei 130 %. Unser Verteilnetzbetreiber MITNETZ STROM zählt damit zu den besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreibern. Wir sind ein Schaufenster der Energiewende und stehen bereits heute vor Aufgaben und Herausforderungen, mit denen andere Regionen erst in einigen Jahren konfrontiert werden.

Da die Erzeugung der Erneuerbaren Energien wetterabhängig und damit sehr schwankend ist, müssen die besonders betroffenen Verteilnetzbetreiber immer häufiger ins Netz eingreifen, um die Netzstabilität zu erhalten. Sie erbringen wie die Übertragungsnetzbetreiber auch sogenannte Systemdienstleistungen und führen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements durch. Diese sind notwendig, um die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten.

Allein die enviaM-Gruppe gibt jährlich rund 300 Mio. € für den Aus- und Umbau des Verteilnetzes aus, um die Erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren. Der Netzausbau hält jedoch mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht Schritt. Um die Kosten und den Umfang des notwendigen Netzausbaus zu verringern, forschen wir gemeinsam mit den Hochschulen, Universitäten und Instituten der Region an den Netzen der Zukunft.

Ohne verlässliche Rahmenbedingungen können wir den Netzausbau jedoch nicht umsetzen. Zielstellung der aktuellen Novelle der Anreizregulierungsverordnung ist es, die Rahmenbedingungen für Investitionen in die Netze zu verbessern. Das begrüßen wir. Allerdings werden die Sonderlasten der besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber in der Novelle nicht

§ 1 EnWG: 1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. 2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der

Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.

II Nach dem angestrebten objektivierten Ertragswertverfahren wird der Kaufpreis ausschließlich nach der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Erwerbers bestimmt. Die Kompensation für den Verlust des Eigentums bestimmt sich mithin nicht nach

berücksichtigt. Die Kosten für Systemdienstleistungen, z. B. Spannungs- oder Frequenzhaltung, Härtefallentschädigungen oder auch Verlustenergie werden den beeinflussbaren Kosten zugeordnet. Das kann nicht sein. Diejenigen Netzbetreiber, die die Energiewende voranbringen, dürfen nicht benachteiligt werden. Bei den Übertragungsnetzbetreibern dagegen gelten diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diese Regelung sollte auch für die besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreiber Anwendung finden.

Die enviaM-Gruppe ist als Regionalversorger Partner und Ratgeber der Kommunen bei der Gestaltung der Energiezukunft. So werden z. B. Möglichkeiten der dezentralen Energieversorgung aufgezeigt und gemeinsam individuelle Modelle und Lösungen entwickelt. Energie- und Klimaschutzkonzepte tragen dazu bei, Maßnahmen zur Energieeffizienz zu erarbeiten und die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu unterstützen. Insgesamt mehr als 1.500 ostdeutsche Kommunen sind zudem an enviaM und weiteren Regionalversorgern, z. B. E.ON Avacon oder E.ON Edis, beteiligt. An enviaM allein halten rund 650 ostdeutsche Kommunen mehr als 41 % der Anteile. Die Kommunen bündeln so ihre Kräfte und bewahren ihren Einfluss auf die Daseinsvorsorge.

Regionalversorger stehen für das Solidarprinzip und stellen einen Ausgleich des Stadt-Land-Gefälles dar. Höhere Netzentgelte in den ländlichen Regionen werden durch niedrige Netzentgelte in dichter besiedelten, städtischen Regionen ausgeglichen. Die aktuell diskutierte Novelle des Konzessionsvergaberechts (§ 46 EnWG) wird dieses gelebte Solidarprinzip aufweichen.

objektiven Wertmaßstäben, sondern allein nach den subjektiven Ertragspotentialen des konkreten Erwerbers. Erzielt der konkrete Erwerber aufgrund etwaiger Ineffizienzen keine Synergien, wirkt sich das negativ auf den Kaufpreis aus. Der Alteigentümer trägt damit – unverschuldet – die Nachteile, die aus der Auswahl des (ineffizienten) Neukonzessionärs durch die Gemeinde entstanden sind. Auf diese Weise wird der Alteigentümer „doppelt bestraft“, da er einerseits den Verlust seines Netzeigentums

Die Novelle soll vordergründig mehr Rechtssicherheit schaffen. Höchstrichterliche Rechtsprechung hat die angestrebte Rechtssicherheit in den vergangenen Jahren jedoch bereits geschaffen. Es entsteht der Eindruck, dass Stadtwerke gegenüber Regionalversorgern bevorteilt werden sollen.

Zum einen wird gleichrangig neben den Zielen des § 1 EnWG^I auch die Berücksichtigung von „Belangen der örtlichen Gemeinschaft“ zugelassen. Hierbei handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff, dessen Auslegung zu neuen Rechtsstreitigkeiten führen wird. Die netzwirtschaftlichen Ziele treten durch eine in der Gewichtung unbeschränkte Berücksichtigung der örtlichen Belange bei der Auswahlentscheidung in den Hintergrund. Folglich ist nicht mehr gewährleistet, dass der beste Netzbetreiber den Zuschlag für die örtliche Versorgung erhält.

Zum anderen soll eine neue Bewertungssystematik zur Ermittlung des Netzkaufpreises (objektivierter Ertragswert) eingeführt werden. Bei Anwendung dieser Methodik bleiben jedoch so wichtige Aspekte wie Effizienz und Synergieeffekte unberücksichtigt.^{II} Dadurch wird das Vermögen tausender Kommunen, die an den Regionalversorgern beteiligt sind, in Teilen entwertet.

In der Folge werden städtische Ballungsräume aus der Solidargemeinschaft mit ländlichen Regionen herausgelöst und die Zersplitterung der Netze fortgesetzt. Durch dieses „Rosinenpicken“ steigen die Netzentgelte in den ländlichen Regionen weiter an, das Stadt-Land-Gefälle verschärft sich. In Mitteldeutschland war dies in den vergangenen Jahren gut zu beobachten. So hat das „Rosinenpicken“ zu Netzentgelterhöhungen von rund 10 Prozent

verkraften und somit die dadurch entstehenden eigenen Ineffizienzen kompensieren muss. Zudem trägt er andererseits auch noch die Ineffizienzen des Erwerbes, die durch einen niedrigen Kaufpreis auf ihn abgewälzt werden. Im Hinblick auf die Ineffizienzen des Erwerbers ist der Alteigentümer bei der Wertbestimmung seines Eigentums dem konkreten Erwerber willkürlich ausgeliefert.

geführt. Der Trend droht sich fortzusetzen. Damit wirkt die Novelle der Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse entgegen und widerspricht den Zielen des Grundgesetzes.^{III}

Um die Situation im ländlichen Raum nicht weiter zu verschärfen, sollte die Berücksichtigung der Belange der örtlichen Gemeinschaft qualitativ und quantitativ begrenzt werden. Anstelle des objektivierten Ertragswertes sollte das Ertragswertverfahren Anwendung finden. Dadurch ist eine Netzkaufpreisermittlung anhand objektiver Kriterien möglich.

Ein weiteres Thema, welches die gesamte Industrie und auch die Energiebranche erfasst hat, ist die Digitalisierung. Sie ist derzeit in aller Munde und wird auch als die nächste industrielle Revolution bezeichnet. Sie wird die zweite Phase der Energiewende entscheidend prägen. Die Digitalisierung verändert die Branche nachhaltig und erfasst alle unsere Geschäftsbereiche, egal ob Erzeugung, Netz oder Vertrieb. Sie bietet insbesondere auch Chancen für neue Geschäftsmodelle.

enviaM hat in den letzten Jahren vielfältige Produkte und Dienstleistungen entwickelt. Aktuell sind es über 70 Produkte, mit denen enviaM bereits 14 % des Vertriebsergebnisses erwirtschaftet. Sie alle haben eines gemeinsam - sie haben nichts mehr mit dem reinen Verkauf von Strom und Gas zu tun. Etliche von diesen Produkten sind rein digital, z. B. unser virtuelles Kraftwerk und unser Energiecockpit.

Die Digitalisierung hat auch Auswirkungen auf die Energieeffizienz, die von der Bundesregierung als eine wesentliche Säule der Energiewende betrachtet wird. Zielstellung ist es, die Energiewende intelligenter und effizienter zu gestalten. Der anstehende flächendeckende Einbau intelligenter Zähler und Messeinrichtungen bringt hierbei Vorteile für alle Beteiligten. Die neue Technik sorgt dabei in erster Linie für Transparenz. Für die Kunden wird der Verbrauch sichtbar und es bieten sich dadurch Ansätze für Effizienzsteigerungen. Daneben können Netzbetreiber Erzeugung und Verbrauch bzw. Last besser in Ausgleich bringen.

Das Bundeswirtschaftsministerium will mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende die Rahmenbedingungen für den Rollout der intelligenten Zähler und Messeinrichtungen schaffen. Eine wichtige Frage in diesem Kontext ist, wer künftig die Daten erhält. Der Gesetzesentwurf sieht vor, die Daten bei den Übertragungsnetzbetreibern zu bündeln. Das passt nicht zusammen mit einer zunehmend dezentralen Energieversorgung. Die Verteilnetzbetreiber übernehmen im Zuge der Energiewende schon heute moderne datenintensive Systemdienstleistungen. Aus der Systemverantwortung heraus müssen Einspeiser gesteuert und geregelt werden, auch um Spitzenkappung durchführen zu können. Dies ist nur durch den Zugriff auf die Anlagen und Daten möglich.

Zudem sind gerade die Verteilnetzbetreiber erfahren im Massengeschäft. Sie managen seit Jahren die Daten von Millionen Kunden und tausenden Einspeisern. Die Übertragungsnetzbetreiber dagegen haben nur eine Handvoll Kunden. Sie müssten im Zuge des Gesetzesentwurfes in das für sie fremde Massengeschäft

^{III} Art. 72 Abs. 2 Grundgesetz

einsteigen. Dies erfordert den Aufbau von Kompetenzen und Strukturen. Zusätzlich drohen parallele IT-Systeme ohne erkennbaren Vorteil für den Kunden.

Parallel steigt die Verwundbarkeit der deutschen Wirtschaft. Eine Konzentration der Datenströme bei nur vier Übertragungsbetreibern erleichtert die Koordination von kriminellen oder terroristischen Angriffen auf die digitale Energieinfrastruktur. Attacken in diesem extrem sensiblen Bereich können erhebliche Schäden in unserer Volkswirtschaft verursachen. Ein dezentrales Datenmanagement durch Verteilnetzbetreiber bringt auch hier Sicherheit und Stabilität. Gleichzeitig besitzen die Verteilnetzbetreiber bereits das Vertrauen ihrer Kunden beim Umgang mit sensiblen Daten.

Verteilnetzbetreiber sind die Plattformen für Verbrauch (Last) und Erzeugung und gerade im Hinblick auf die Steuerung der dezentralen Einspeisung systemverantwortlich. Vor allem in systemkritischen Situationen sind sie auf die Kenntnis der wesentlichen Erzeuger- und Verbraucherdaten angewiesen. Nur bei Vorliegen sämtlicher Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten können Verteilnetzbetreiber einen sicheren Netzbetrieb, eine sichere Energieversorgung und im Notfall einen zuverlässigen Wiederaufbau der Versorgung ermöglichen. Die Daten sind somit die Basis, unmittelbar Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements (Spitzenkappung) beurteilen und umsetzen zu können. Gemeinsame Untersuchungen der ARGE Verteilnetzbetreiber 110 kV Ost und 50 Hertz unterstützen dieses Vorgehen.

Daher sollten die Verteilnetzbetreiber die Rolle als Daten- und Kommunikationsdrehscheibe auch in Zukunft wahrnehmen. Die Bilanzierung und Datenverdichtung zur aufbereiteten Weitergabe an die anderen Marktteilnehmer kann durch die Verteilnetzbetreiber gesichert, effizient und diskriminierungsfrei erfolgen.

Tim Hartmann
Vorstandsvorsitzender
envia Mitteldeutsche Energie AG



1. Die wirtschaftlichen Chancen der Energiewende nutzen

Die Energiewende hat zum Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von heute etwa 28 % bis zum Jahre 2050 auf 80 Prozent zu erhöhen. Bis zum Jahre 2022 werden die restlichen Atomkraftwerke, die vor allem im Süden Deutschlands im Einsatz sind, abgeschaltet. Außerdem geht es darum, die Energieeffizienz zu verbessern, sowohl im Gebäudeenergiebereich, als auch die Mobilität auf Nachhaltigkeit umzustellen. Die Energiewende soll somit zu einer dauerhaft nachhaltigen Energieversorgung führen.

Die Stromerzeugungsstrukturen werden sich stark verändern, hin zu mehr dezentralen Energieversorgungsstrukturen, in denen erneuerbare Energien, Kraft- Wärme- Kopplungsanlagen und intelligente Verteilnetze sowie Speicherlösungen ineinander verzahnt werden. Dazu bedarf es auch einem effektiven Lastmanagement welches Angebot und Nachfrage gut aufeinander abstimmt.

Die Aufgabe der Energiewende ist es somit, das Stromsystem umzubauen, hin zu mehr Dezentralität, Flexibilität und Dynamik, inklusive intelligenter Netze, einer optimalen Steuerung von Angebot und Nachfrage und mittelfristig mehr Speicher.

All diese Entwicklungen werden enorme Innovationen hervorbringen, durch Investitionen werden Zukunftsmärkte erschlossen. Die Energiewende bietet enorme wirtschaftliche Chancen. Es ist wichtig, heute den Strukturwandel hin zu einem Umbau der Energieversorgung mit erneuerbaren Energien und mehr Energieeffizienz einzuleiten und in den kommenden Jahrzehnten zu begleiten. Das Energiesystem muss flexibler, intelligenter und ganzheitlicher werden. Dazu werden intelligente Netze und mittelfristig auch Speicher mehr benötigt als fossile Energien und alte Strukturen.

Das Geschäftsmodell im Energiesektor ändert sich somit grundlegend. Dazu bedarf es Innovationen, neuer Technologien und neuer Geschäftsfelder. In der Vergangenheit haben vor allem mittelständische Unternehmen, Bürger und Stadtwerke in die Energiewende in Deutschland investiert. Die Energiewende bietet enorme wirtschaftliche Chancen, grundsätzlich für alle Energieanbieter. Nur wer nicht mit der Zeit geht, geht mit der Zeit. Die Märkte gehören denen, die sie sehen.

2. Die Energiewende darf durch die EEG Reform nicht ausgebremst werden

Die Energiewende droht durch die EEG Reform ausgebremst zu werden. Schon die letzte Reform hat dazu geführt, dass der Zubau

von Solarenergie und Bioenergie nahezu zum Erliegen kam. Nun werden feste Ausbaudeckel gerade für die kostengünstige Windenergie an Land eingeführt, aber teure Windenergie auf See weiter gefördert. Es droht zu einem weiteren Fadenriss zu kommen, die Energiewende wird so massiv ausgebremst. Es geht ja eigentlich um die Weiterentwicklung der Energiewende, also weniger Atom- und Kohlestrom und hin zu mehr erneuerbare Energien. Das System muss flexibler, dezentraler und intelligenter werden. Das deutsche Stromsystem wird komplett transformiert. Wir kommen von einem konventionellen Stromsystem mit Kern- und Kohlekraftwerken. 45% des Stroms wird noch heute aus Kohle gewonnen. Wir haben einen Strom-Angebotsüberschuss und verkaufen diesen in unsere Nachbarländer. Der Strompreis an der Börse ist so niedrig wie nie. Wenn wir die alten, ineffizienten Kohlekraftwerke abschalten, wird das vorherrschende Überangebot sich vermindern und so nicht nur das System und die Marktbedingungen aller Kraftwerke sich verbessern, sondern so könnten auch die Emissionsminderungsziele erfüllt werden und darüber hinaus auch die Stromnetze entlastet werden.

Es geht somit darum, wie der Strommarkt künftig funktionieren soll, wie und wo Preise gebildet werden und wie die zukünftigen Investitionskosten abgedeckt werden können. Heute bildet sich der Strompreis an der Börse je nach Angebot und Nachfrage. Der Preis orientiert sich dabei an den Kosten des teuersten Kraftwerks. Da erneuerbare Energien nach der Installation so gut wie keine variablen Kosten aufweisen – man muss keine Kohle oder Uran kaufen oder viele Arbeiter beschäftigen – senken sie den Strompreis an der Börse sehr stark. Die Frage ist nun, ob die Strombörse auch künftig noch ausreichende finanzielle Anreize geben kann,

damit Investoren auch weiterhin in die Stromerzeugung investieren. Und welche Geschäftsmodelle sich entwickeln müssen. Man diskutiert, ob künftig anders als bisher der reine Stromverkauf sondern die Vorhaltung von Strom einen Preis bekommen soll. In der Zukunft werden dezentrale Energiedienstleistungen, flexible Preise oder auch Speicher eine große Rolle spielen. All dies muss in einem Strommarkt der Zukunft Platz finden.

Die EEG Reform wird nun durchgeführt, weil man die Ziele der Energiewende, der Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % an der Energieerzeugung bis zum Jahre 2050, zu möglichst geringen Kosten erreichen will. Man erhofft sich mit der Einführung von Ausschreibungen vor allem Kostensenkungen, und mehr Planungssicherheit für den Zubau der erneuerbaren Energien. Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen aber, dass Ausschreibungen die Kosten erhöhen, die Akteursvielfalt mindern und Ausbauziele verfehlt werden können. Insbesondere kleine Investoren, wie auch Bürgerenergiegenossenschaften, die bisher den Markt belebt haben, sind die Verlierer des neuen Systems. Ausschreibungen mögen zwar die Transparenz erhöhen und die günstigsten Anbieter unter den teilnehmenden Bietern identifizieren. Dennoch gibt es viele Nachteile: der administrative Aufwand ist hoch, es bestehen Konflikte zwischen den Zielen, die mit den Ausschreibungen erreicht werden sollen, strategisches Verhalten kann bei geringer Beteiligung zum Problem werden und die Zuschlagspreise erhöhen. Die Transaktionskosten bei Bietern werden ansteigen und können nicht von allen Akteuren geleistet werden. Zudem entstehen Bietrisiken, da Vorleistungen erbracht werden müssen, aber unklar ist, ob der Zuschlag erfolgen wird. All dies schreckt kleine Investoren eher ab.

Volkswirtschaftlich gesehen werden so sogar höhere Kosten hervorgebracht, da man Unternehmen und ganze Sektoren sterben lässt. Die erneuerbaren Energien müssen als Sündenbock herhalten, um eine hysterische Kostendiskussion anzuzetteln und um so eine Legitimation zu erhalten, ein effizientes Fördersystem kaputt zu regulieren und die Energiewende auszubremsen.

Ein Drittel des Stroms in Deutschland wird durch Sonne, Wind, Wasser oder Biomasse erzeugt – und dieser ist billiger als Strom aus Kohle, Atom oder Gas-Kraftwerken. Am Sonntag vor Pfingsten mit viel Sonne und Wind konnten die Erneuerbaren fast 90 Prozent des benötigten Stroms in Deutschland produzieren.

Man hätte besser das System anpassen sollen, damit die Versorgungssicherheit der erneuerbaren Energien, durch die dezentrale Optimierung des Energie- und Lastmanagements und mittelfristig mehr Speicher, erhöht wird. Zudem muss der Kohle-Überschuss abgebaut werden.

Man benötigt einen heute eingeleiteten Kohleausstieg für die kommenden Jahrzehnte und einen konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien samt innovativen Energiestrukturen, flexibler Nachfrage, mehr Versorgungssicherheit über ein kluges Energiemanagement und mittelfristig mehr Speicher. All dies wird jedoch mit den vorgenommenen Änderungen überhaupt gar nicht angegangen. Es werde nur die erneuerbaren Energien ausgebremst.

3. Energiewende geht auch ohne Netzausbau voran

Der Stromnetzausbau geht weiter voran und ist kein Grund, die Energiewende aufzuhalten. Nicht alle Übertragungsnetze sind notwendig, wenn man konsequent Kohlestrom vermindern würde. Derzeit baut man Stromnetze für zwei Energiesysteme, das konventionelle, auf Atom und Kohle basierende und das erneuerbare Energien System. Das ist nicht nur teuer sondern auch ineffizient. Der erneuerbaren Energien schiebt man den Sündenbock zu, dabei machen ein überdimensionierter Netzausbau und Kohlesubventionen die Energiewende unnötig teuer. Was wirklich benötigt wird sind intelligente Verteilnetze, so genannte Smart Grids. Leider hat man dies aufgrund der Gespensterdebatten um Stromautobahnen derzeit nicht im Blick.

4. Energiewende und Digitalisierung: das DreamTeam der deutschen Volkswirtschaft

Die Digitalisierung ist eine riesige Chance für die Energiewende. Intelligente Hochtechnologie ermöglicht beispielsweise mehr Transparenz und Flexibilität Energiemanagement. Durch die Einführung von digitalen Stromzählern etwa entsteht mehr Transparenz für die Verbraucher. So erhält man sichere Preisinformationen in Echtzeit. Wie in allen Lebens- und Wirtschaftsbereichen besteht dabei das Risiko von Datenmissbrauch. Dafür muss man unbedingt Lösungen finden. Digitalisierung und Energiewende sind vor allem für die sogenannte Industrie 4.0 relevant, wo es darum geht, durch dezentralisierte Produktion Angebot und Nachfrage flexibel und kurzfristig verfügbar zu steuern. Dieses Ziel ermöglichen hier eine unkomplizierte Verknüpfung der

schwankenden Energieerzeugnisse aus erneuerbaren Energien mit den der Flexibilität der industriellen Produktion. Digitalisierung und Energiewende – das ist quasi das Dreamteam einer nachhaltigen Volkswirtschaft!

5. Wichtige Schritte, um die Energiewende durchzusetzen:

Der Kohleausstieg muss heute eingeleitet werden und der Strukturwandel begleitet werden. Die erneuerbaren Energien sollten nicht ausgebremst sondern weiter ausgebaut werden, die Versorgungssicherheit der erneuerbaren Energien muss erhöht werden. Zudem muss mehr getan werden um Energie einzusparen und die Mobilität auf Nachhaltigkeit ausgerichtet werden. Die wirtschaftlichen Chancen einer klugen Energiewende sind riesig. Diese sollte man nicht verspielen.

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Abteilungsleiterin Energie, Verkehr, Umwelt am Deutschen

Institut für Wirtschaftsforschung und

Professorin für Energieökonomie und Nachhaltigkeit an der

Hertie School of Governance



Die Wahrnehmung und die Berichterstattung über das deutsche Projekt „Energiewende“ sind durch eine starke Polarisierung gekennzeichnet. Zwischen positiv behafteten Einschätzungen, wie „beispielhaft“, „nachhaltig“ und „erfolgreich“ auf der einen Seite und negativen Versinnbildlichungen, wie „Subventionsmonster“, „Fehlsteuerung“ und „Sicherheitsgefährdung“ auf der anderen Seite gibt es nur wenige Zwischentöne. Interessant und aufschlussreich ist es, die Herkunft dieser gegensätzlichen Meinungsströmungen zu analysieren und sich an einer „nüchternen“ Bestandsaufnahme zu versuchen, welche sowohl Erfolge als auch Defizite gleichermaßen berücksichtigt.

Aus dem Ausland, insbesondere dem Ferneren, wird der Energiewende großes Interesse und auch große Sympathie entgegengebracht. Innerhalb der EU gibt es keinen Mitstreiter der sich dem Thema mit gleicher (finanziellen) Intensität annimmt. Zwar wird das Ziel, erneuerbare Energien stärker zu nutzen, formuliert, der Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung wird dabei

allerdings häufig weniger konsequent forciert. Zumindest in offiziellen Verlautbarungen wird die Energiewende dem Grunde nach jedoch unterstützt. Im Inland steht die Mehrheit der Bevölkerung in nahezu allen Umfragen seit Jahren ungebrochen hinter der Energiewende. Diese Mehrheit besteht trotz der hohen EEG-Umlagen, welche auf die Umfrageergebnisse keinen signifikanten Einfluss gezeigt haben.

Diesem überwiegend positiven Meinungsbild stehen zum Teil sehr kritische Aussagen oder sogar konkrete Aktivitäten entgegen. Das „nahe“ Ausland sieht und beklagt Verzerrungen an den Märkten, welche zur Beeinflussung ihrer lokalen Stromerzeuger führen würden. Die zeitweise hohe Stromerzeugung zu niedrigen Grenzkosten im vom Wind dominierten Norden Deutschlands führt zu verstärkten Stromtransporten auf der Nord-Süd-Trasse. In der Folge werden Maßnahmen getroffen, um ungewollte Stromtransite über die landeseigenen Netze zu behindern oder gar gänzlich zu unterbinden. Im Inland wird die Höhe der Strompreise von der Öffentlichkeit, Politik aber auch von Teilen der Industrie kritisiert. Die Wettbewerbsfähigkeit und auch die gesellschaftliche Unterstützung der Energiewende stünden bei weiter ansteigenden Preisen auf dem Spiel. Energieversorger äußern zudem Sorgen mit Blick auf die Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Der stark ansteigende Anteil fluktuierender Einspeisung stellt das System vor neue Herausforderungen. Auf Ebene der Endverbraucher zeigt sich auch im energiewendewilligen Deutschland das „not in my backyard“-Phänomen. Insbesondere lokal betroffene Bürger üben erheblichen Widerstand gegen Ausbauprojekte von Erzeugungsanlagen und den Netzausbau auf der Höchstspannungsebene.

Auf Basis der energiewirtschaftlichen Kennzahlen sowie des zuvor dargestellten Meinungsbildes sehen wir das Projekt „Energiewende“ grundsätzlich auf einem Erfolgspfad. Es ist ein Langzeitprojekt, das bereits 1991 mit dem Stromeinspeisegesetz begann. Insbesondere durch das EEG ist es zweifelsfrei gelungen, die Markteintrittsbarrieren für regenerative Erzeugungsanlagen zu senken. Entgegen aller Befürchtungen ist die Sicherheit des Stromversorgungssystems nach wie vor gewährleistet, auch wenn kritische Situationen zunehmend häufiger auftreten. Gemessen an dem Haushaltseinkommen sind die Energiekosten nicht höher als vor 30 oder 40 Jahren. Sie sind auch nicht so hoch, dass sich substantielle Energieeinsparungsbemühungen beobachten ließen. Dennoch erscheint es unerlässlich, Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Systems zu definieren und die rechtlichen Rahmenbedingungen an die aktuellen Entwicklungen zu justieren. Mit dem „Strommarkt für die Energiewende“, der Novelle des KWKG (2016) und der laufenden Novellierung des EEG kommt der deutsche Gesetzgeber diesen Erfordernissen nach. Mit Blick auf das Meinungsbild bleibt die Frage, ob die Reformen konsequent genug erfolgen und ob ein zufriedenstellender Ausgleich zwischen den verschiedenen Interessengruppen erreicht werden kann. In diesem Zusammenhang ist es aus unserer Sicht zur Erreichung der ambitionierten Umweltziele unerlässlich, neben den EE-Ausbauzielen auch für fossile Energieträger und für die Energieeffizienz konkrete Zielkorridore anzustreben.

Es erscheint zweifelhaft, dass sich im Westen und Süden des Landes Erzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien – insbesondere aus Windkraft – installieren lassen, welche den hohen Kundenlasten bzw. den wegfallenden Erzeugungskapazitäten

aus Kernenergie und Kohle entsprechen. Insofern wird sich das Nord-Süd-Gefälle aus hohen Erzeugungsüberschüssen im Nordosten und hohen Verbrauchsüberschüssen im Südwesten verfestigen und weiter erhöhen. Eine Lösung hierfür ist der verstärkte Ausbau der Übertragungsnetze, welcher jedoch auf heftigen Widerstand stößt. Der absehbare Kompromiss der Erdverkabelung ist technisch anspruchsvoll, die Genehmigung und Umsetzung langwierig und äußerst kostenintensiv. In diesem Zusammenhang ist heute bereits eine deutliche Diskrepanz der Netzkosten in den Regionen zu beachten; insbesondere der Nordosten weist hohe Netzentgelte aus. Einerseits sind erhebliche Investitionen in den Netzausbau erforderlich, um die Erzeugungsanlagen anzuschließen und die Voraussetzungen für den Transport in den Südwesten zu schaffen. Andererseits werden sogenannte vermiedene Netzentgelte berechnet. Im Gegensatz zur der Vergütungen nach dem EEG werden die vermiedenen Netzentgelte nicht bundesweit ausgeglichen. Gleiches gilt für die Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, die zu deutlichen Steigerungen der Netzentgelte, insbesondere im Nordosten, führen.

Einfache Lösungen drängen sich aufgrund der Komplexität des Systems, der Ziel- und Interessenskonflikte und der zunehmenden technischen Herausforderungen bezüglich der Systemstabilität nicht auf. Notwendig und zielführend erscheint eher ein Mix unterschiedlicher Maßnahmen. Hierzu zählen eine verstärkte energieartenübergreifende Kombination, die Nutzung von Speicher- und Wandlungstechnologien und die wirksame Anregung eines proaktiven Verbraucherverhaltens durch die Nutzung von Marktpreissignalen beim Endkunden, welche bei den heutigen

Preisstrukturen praktisch nicht vorhanden sind. Auch die Förderung energieintensiver Verbraucher nahe der Erzeugungsschwerpunkte ist eine Möglichkeit, effizienzsteigernde Anreize zu setzen.

Es ist fraglich, ob diese Maßnahmen im heutigen Marktdesign im ausreichenden Maß ergriffen werden (können). Der Markt der Energieversorgung wurde in kleine Teilmärkte „entflochten“, auf denen eine wachsende Anzahl von Marktakteuren mit unterschiedlichen Zielen und Zeithorizonten agiert. Während im wettbewerblichen Handelsmarkt vor allem eine kurzfristige Sicht vorherrscht, ziehen Erzeuger und (Groß-)Verbraucher bei ihren Investitionsentscheidungen einen Zeitraum von 5 bis 20 Jahren in Betracht. Netzbetreiber dagegen müssen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht eine deutliche längere zeitliche Perspektive einnehmen. Vor dem Hintergrund dieser unterschiedlichen Zeithorizonte, der unterschiedlichen Funktionsweisen und Anreizsysteme in den energiewirtschaftlichen Teilmärkten aber vor allem des im § 1 EnWG liegenden Zielkonfliktes drängt sich die Frage nach einer koordinierenden Instanz auf.

Es gilt dabei die Ziele der Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Effizienz aber auch der Verbraucherfreundlichkeit und Umweltverträglichkeit auszubalancieren und die Einzel- und Gemeinschaftsinteressen ausgewogen zu berücksichtigen. Eine wichtige Rolle bei der „gesamtverantwortlichen Koordination“ können beispielsweise Kommunen einnehmen, da diese die lokalen Anforderungen am besten kennen und heute bereits über geeignete Instrumente der Steuerung verfügen. Ebenso können Behörden zusätzliche Befugnisse erhalten, um die zunehmend wichtigere energieartenübergreifende Steuerung des Gesamt-

systems gezielter koordinieren zu können. Des Weiteren kann es sinnvoll sein, den Netzbetreibern ein stärkeres Engagement im Bereich energieartenübergreifender Technologien, einschließlich Speicher- und Erzeugungstechnologien, zu ermöglichen.

Das Projekt „Energiewende“ führt im Vergleich zur herkömmlichen Energieversorgung kurzfristig zu höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten. Es wäre zu wünschen, die ungebrochen hohe Akzeptanz in der Öffentlichkeit nicht leichtfertig durch eine verschärfte Kostendiskussion zu beeinträchtigen. Der Anteil am verfügbaren Haushaltseinkommen, welcher durchschnittlich für Energie aufgewendet wird, ist seit Langem relativ konstant. Die Höhe der Energiepreise hat zumindest keinen Anreiz gesetzt, den Energieverbrauch zu senken. Allein zwischen 1990 und 2013 ist der Stromverbrauch der privaten Haushalte um 18,1%^{IV} gestiegen. Energie ist Komfort und die Stromversorgung in Deutschland auf einem sehr hohen Niveau sicher verfügbar. So selbstverständlich wie die Stromversorgung in einem Industrieland wie Deutschland für jedermann verfügbar sein sollte, so selbstverständlich sollte es auch sein, dass dieser Komfort „preisgünstig“ ist, aber nicht „billig“ sein muss. Um den Erfolg der Energiewende nicht zu gefährden, sollte bei der Verteilung der (überwiegend fixen) Kosten der Energieversorgung insbesondere das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit stärker berücksichtigt werden. Daneben ist eine „faire“, das heißt sozial und sowie regional ausgewogene, Verteilung der Lasten von hoher Bedeutung.

Henry Otto

Partner im Bereich F & R

PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

^{IV} <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/energieverbrauch-privater-haushalte>



Die Energiewende ist in einem globalen Politikprozess eingebettet

Der deutsche Energiemarkt hat sich nicht erst seit der im Jahr 2011 ausgerufenen Energiewende verändert, auch wenn das Unglück von Fukushima zu einem Umdenken in der Energiepolitik und zu einem einschneidenden Transformationsprozess geführt hat.

Bereits 1991 wurde in Deutschland mit dem Stromeinspeisegesetz erstmals ein Markt für Ökostrom – hier für Wasserkraft – eingeführt, das neun Jahre darauf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erweitert wurde. Die Europäische Union folgte mit der Liberalisierung des Energiemarktes, der Einführung des europäischen Emissionshandels und den Energie- und Klimazielen von 2009. Diese wurden sechs Jahre darauf im Rahmen der EU-Energiereform verschärft. Danach sollen bis 2030 die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 Prozent verringert,

der Anteil der Erneuerbaren Energien am Energieverbrauch auf mindestens 27 Prozent und die Energieeffizienz um 27 Prozent gesteigert werden. Auch die Vereinten Nationen begannen seit den 1990er Jahre ihre internationale Klimaprozesse (Rio, Kyoto, Kopenhagen, Paris), um zu völkerrechtlich bindenden Vereinbarungen zur Begrenzung der Erderwärmung zu gelangen.

Die Energiewende ist somit nicht nur ein deutsches Projekt, sondern muss im Kontext eines internationalen Politikprozesses gesehen werden. Gerade die Beschlüsse auf dem Pariser Weltklimagipfel Ende 2015 brachten die globale Energiewende auf den Weg.

Anders als in den meisten EU-Staaten soll die Energiewende in Deutschland dazu beitragen, dass die Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 vier Fünftel des Energiebedarfs abdecken. Denn diese sollen bis 2022 die Atomenergie und danach schrittweise die fossilen Energieträger ersetzen. Die Energiewende greift somit in alle Teilbereiche des Energiemarktes ein, nämlich in die Energieerzeugung, die Versorgungsstruktur – insbesondere über den Netzausbau – und den Energiebedarf. Der Umbau des Energieversorgungssystems ist daher komplex, zumal er von einer zentralen hin zu einer dezentralen Erzeugung führt.

In der ersten Phase – die als „Energiewende 1.0“ bezeichnet werden kann – ging es vorrangig um den Auf- und Ausbau der Erneuerbaren Energien und dessen Übertragungs- und Verteilnetz, aber auch um die Senkung des Energieverbrauchs. Damit sollte einerseits die Versorgungssicherheit gewahrt und andererseits die Umweltverträglichkeit erhöht werden. Zudem sollten die Strom-

kosten für den Endverbraucher bezahlbar bleiben. Die Herausforderungen der Energiewende 1.0 waren sehr ambitioniert.

Dennoch konnten erste Erfolge verzeichnet werden. U.a. wurde die Zielvorgabe beim Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von mindestens 30 Prozent für das Jahr 2020 bereits im Jahr 2015 übererfüllt. Auch der Anteil im Bereich Wärme lag mit 13 Prozent im Jahr 2015 nur knapp unter der Zielvorgabe für 2020. Da der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bereits auf 13,5 Prozent gesteigert werden konnte, scheint die Zielmarke für das Jahr 2020 von mindestens 18 Prozent erreichbar. Doch bei der Senkung des Energieverbrauchs sowie der Steigerung der Energieeffizienz können die Zielvorgaben derzeit nicht erfüllt werden, da die Einflussfaktoren des Primärenergieverbrauchs nicht steuerbar sind. So haben die Witterung oder die Bevölkerungszunahme in Folge der Flüchtlingskrise große Auswirkungen auf den Verbrauch. Auch stiegen die Strompreise bis 2014 deutlich an, auch wenn sie sich seit dieser Zeit relativ stabil halten. Mit 29 Cent pro Kilowattstunde zahlen die privaten Haushalte in Deutschland die zweithöchsten Stromkosten in ganz Europa. Nur in Dänemark ist Strom noch teurer. Grund ist die EEG-Umlage, die von den Versorgungsunternehmen an die Übertragungsnetzbetreiber zu entrichten ist. Sie macht etwa ein Fünftel des Strompreises aus! Die hohen Energiekosten treffen auch die deutschen Unternehmen, die dadurch Wettbewerbsnachteile haben. Um die Wettbewerbsfähigkeit nicht aufs Spiel zu setzen, müssen daher die Energiekosten gesenkt werden.

Da noch nicht alle Ziele der „Energiewende 1.0“ umgesetzt wurden, bedarf es weiterer Anstrengungen. Die zweite Phase der Energiewende ist bereits eingeläutet und soll die Erneuerbaren Energien in das bestehende Energieversorgungssystem vollständig integrieren. Sie wird zu einem fundamentalen Wandel der Branche führen und voraussichtlich bis 2020 Investitionen von bis zu 230 Milliarden Euro erfordern.

Die „Energiewende 2.0“ führt somit zu großen strategischen Herausforderungen nicht nur bei Unternehmen aus allen Industriesektoren sondern speziell bei den Energieversorgern, da deren bisherige Geschäftsmodelle zur Disposition stehen. Denn die Energieversorgungsunternehmen sind nicht mehr von der EEG-Umlage befreit und müssen den Strom aus den Erneuerbaren-Energie-Anlagen direkt vermarkten. Die Preisbildung auf dem Strommarkt wird damit volatil.

Hinzu kommt, dass die vorhandenen, effizienten Kraftwerke der Energieversorger — infolge von Einspeisevorrang und -vergütung sowie dem niedrigen CO₂-Emissionszertifikatepreis und dem Merit-Order-Effekt bei der Stromerzeugung — nicht mehr kostendeckend betrieben werden können. Insbesondere Stadtwerke haben aber nicht nur in Erneuerbare Energien, sondern auch Milliarden in hocheffiziente konventionelle Kraftwerke investiert. Aus ihrer Sicht ist daher eine Anpassung des Energiemarktdesigns notwendig. Denn nur die effizientesten Erzeugungstechnologien sollten am stärksten gefördert werden, damit konventionelle Gas- und Dampfkraftwerke wieder rentabel Strom produzieren können.

Die Energiebranche ist im Umbruch begriffen, zumal auf sie – ebenso wie für die Verbraucher – viele Veränderungen und Trends zukommen:

Passten früher zentrale konventionelle Gas- und Kohlekraftwerken den Umfang der Energieerzeugung am jeweiligen Verbrauch an, haben sich die Erzeugungsstrukturen des Energiesystems durch die Energiewende radikal verändert. Das Energiesystem ist aufgrund der vielen kleinen Erzeugungsmodule dezentraler geworden. Es stellt dadurch höhere Anforderungen an die Infrastruktur und die Steuerung von Energieangebot und -nachfrage. Eine verbrauchsorientierte Erzeugung ist derzeit nicht möglich, zumal der Netzausbau in Deutschland nur schleppend vorankommt. Auch die beschlossene europäische Netzintegration, beispielsweise durch den Kapazitätszubau bei den Interkonnektoren, verzögert sich.

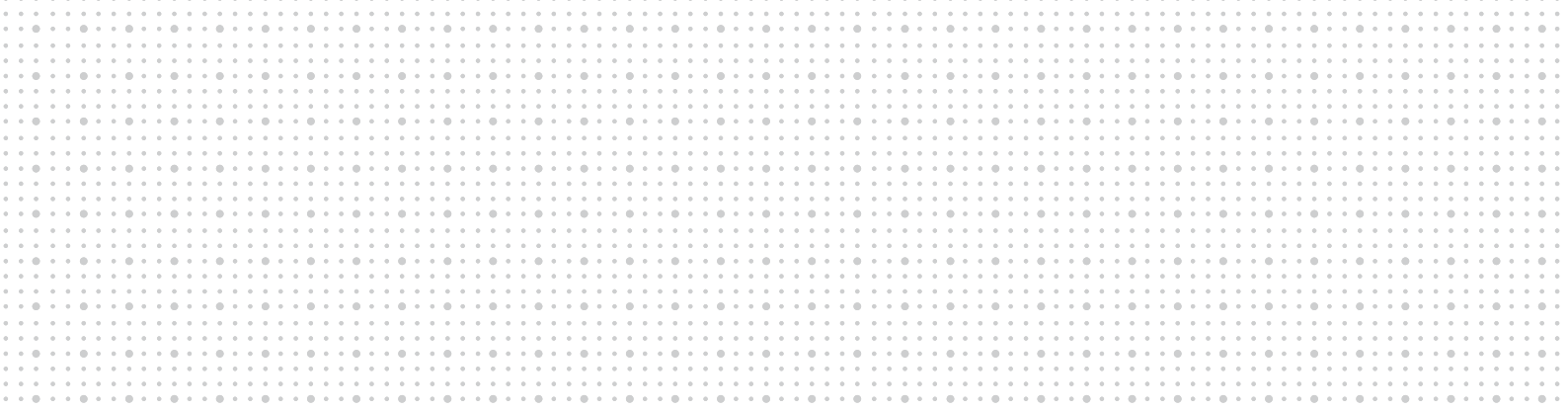
Um das dezentrale Energieversorgungssystem effizienter und flexibler zu gestalten, gewinnen daher neue Speichertechnologien und auch die Digitalisierung zunehmend an Bedeutung. Die Frage der Versorgungssicherheit im Sinne des Netzausbaus ist besonders von der Entwicklung marktreifer Speichertechnologien abhängig. Damit würden die Auswirkungen der Volatilität der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf Preise und Netze gemindert, die heute eine große Herausforderung darstellen.

Aber auch die Digitalisierung wird neue Schnittstellen zur Flexibilisierung des Energiemarktes mit sich bringen – insbesondere auf der Nachfrageseite. Denn die Fragen nach der sinnvollen Datennutzung und dem Datenschutz sind noch nicht beantwortet.

Dennoch überwiegen die Vorteile der Digitalisierung, da sich dadurch der Energiebedarf, die Erzeugung und die dezentralen Träger der Erneuerbaren Energien effizienter synchronisieren lassen. Der digitalen Transformation der Netzinfrastruktur durch Aufrüstung von intelligenten Messgeräten und Sensoren kommt somit eine zentrale Bedeutung zu.

Private Haushalte können durch die Verwendung „smarter Technologien“ – wie intelligente Thermostate und Leuchtmittel – den Energieverbrauch bis zu zehn Prozent senken. Damit die Verbraucher diese Technologien einsetzen, bedarf es aber auch Anreize wie günstige und flexible Stromtarife. Leider wird die weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen die Einsparung voraussichtlich wieder rückgängig machen. Denn durch die Sektorkopplung werden die wachsenden Strommengen künftig auch in den anderen Bereichen des Energiemarktes, insbesondere des Mobilitäts- und dem Wärmemarktes (u.a. Elektroauto, Heizungen), eine größere Rolle spielen und könnten dort die Nachfrage erhöhen. Ist die Energiereduzierung bei Privathaushalten limitiert, besteht aber bei energieintensiven Unternehmen ein hohes Energieeinsparpotential.

Letztlich erfordert die Energiewende große Investitionen. Diese sind nur möglich, wenn ein stabiles Investitionsumfeld mit verlässlichen politischen Rahmenbedingungen, wie langfristiger Planungssicherheit, Vertrauensschutz und koordiniertem Netzausbau geschaffen wird. Der Fokus der Energiewende darf sich daher nicht nur auf die Erneuerbaren Energien konzentrieren, denn auch die konventionelle Energieerzeugung wird wenigstens als Übergangstechnologie noch notwendig bleiben, um die Stabilität

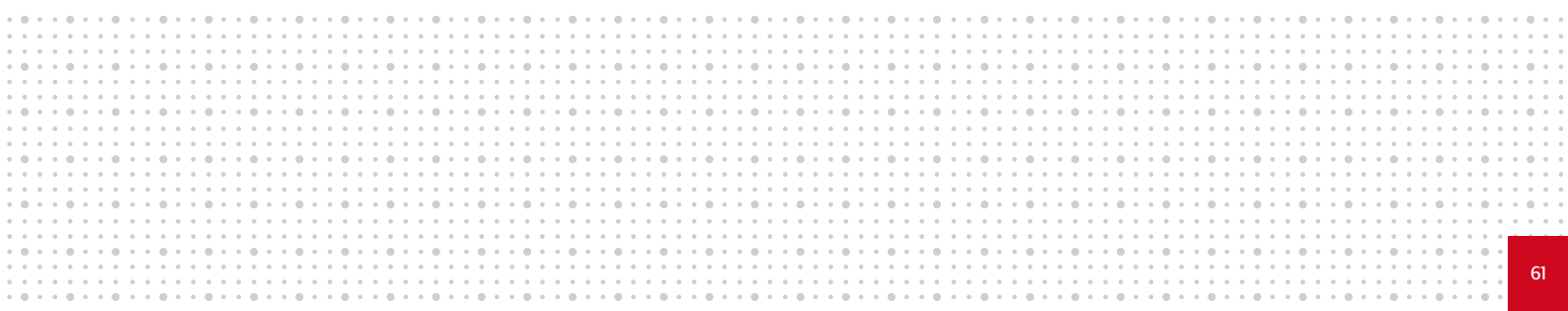
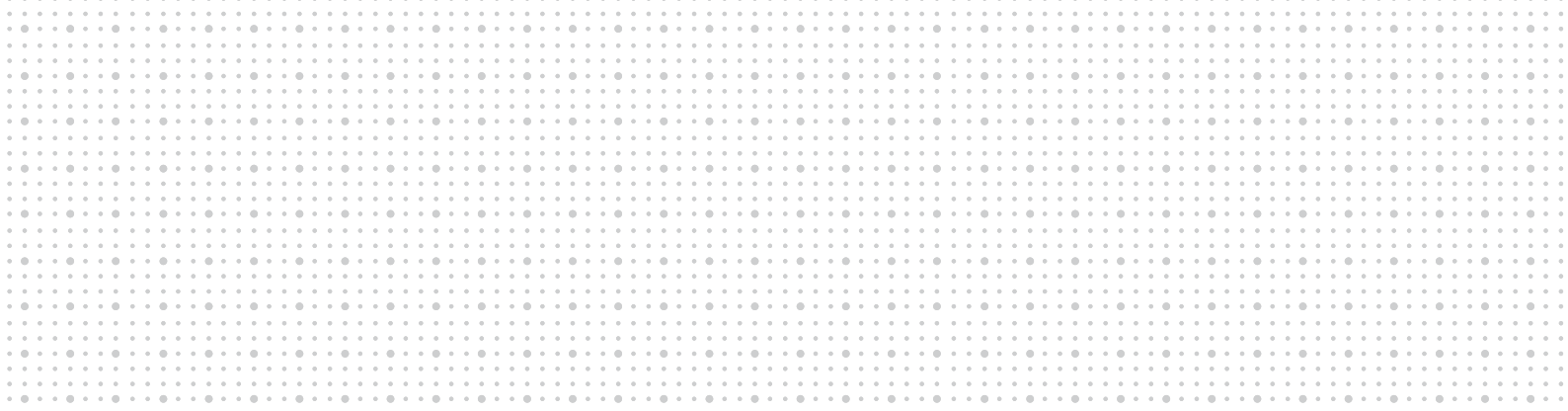


des Netzes und die Versorgungssicherheit zu garantieren. Aus diesem Grund müssen der Ausbau der Erneuerbaren Energien und speziell dessen Systemintegration mit Augenmaß geschehen, damit Strom weiterhin sicher und bezahlbar bleibt.

Die Commerzbank wird sich auch künftig als strategischer Partner der Energiewende beteiligen und den Energieversorgern – wie den regionalen Stadtwerken – als verlässlicher und leistungsstarker Partner zur Seite stehen.

Jochen Ihler

**Bereichsvorstand Firmenkunden Region Mitte und
Leiter Kompetenzzentrum Öffentlicher Sektor
der Commerzbank AG**



Agora Energiewende (2014): Zehn Fragen und Antworten zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2014).

Alsheimer, Constantin H. (2016): Dekarbonisierung voranbringen, in: THEMEN:magazin (Hrsg.): Innovativ im Wandel: Stadtwerke 2.0 = Heft 2/2016, S. 12-13.

B.A.U.M. Consult (Hrsg.) (2012): Smart Energy made in Germany, Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie.

Bornholdt, Martin/ Range, Claire (2016): Der Energieeffizienzmarkt – ein Markt in Bewegung; in: THEMEN:magazin (Hrsg.): Innovativ im Wandel: Stadtwerke 2.0 = Heft 2/2016, S. 14-15.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2010): Genügend Raum für den Ausbau erneuerbarer Energien?, BBSR-Berichte KOMPAKT Nr. 13/2010.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2016a): Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem, online verfügbar unter www.bmwi.de/go/gesetzeskarte, zuletzt geprüft am 31.03.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2016b): Wichtigste Projekte der Energiewende, online verfügbar unter www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/infografik-wichtigste-projekte, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2016c): Welpenschutz war gestern; in: Energiewende direkt, Ausgabe 02/2016, online verfügbar unter www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/02/Meldung/topthema-eg2016, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016d): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien; Stand: 29. Februar 2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015a): Ein gutes Stück Arbeit, Die Energie der Zukunft, Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015b): Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014a): Ein gutes Stück Arbeit. Mehr aus Energie machen, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014b): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014c): Smart Energy made in Germany, Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014d):

Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (o. J.): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi), online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda.pdf>, zuletzt geprüft am 10.05.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; 28. September 2010.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2010): Hintergrundinformationen zur Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV), Der EEG-Wälzungsmechanismus, online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEG/AusgleichsmechanismusAusfVerordg/HintergrundWaelzungsmechanismuspdf.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2016.

Bundesrat (2015): Stellungnahme des Bundesrates, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Drucksache 542/15 vom 18.12.2015.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2013): BDEW-Roadmap, Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2012): Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt; Diskussionspapier vom 26. März 2012. Chrischilles, Esther/Bardt, Hubertus (2016): Fünf Jahre nach Fukushima, Eine Zwischenbilanz der Energiewende; in: IW-Report 6/2016.

Deutsche Energie-Agentur (2016): Digitalisierung gemeinsam gestalten; in: THEMEN:magazin (Hrsg.): Quo Vadis? Energiewende 2.0 = Heft 1/2016, S. 12-13.

Deutscher Bundestag (2016a): Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Drucksache 18/7555 vom 17.02.2016.

Deutscher Bundestag (2016b): Stenografischer Bericht 159. Sitzung vom 26.02.2016, Plenarprotokoll 18/159.

Deutscher Bundestag (2016c): Stenografischer Bericht 153. Sitzung vom 29.01.2016, Plenarprotokoll 18/153.

Deutscher Bundestag (2016d): Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Drucksache 18/7317 vom 20.01.2016.

Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

Fleicht, Andreas (2016): Herausforderungen für Stadtwerke im sich ändernden Energiemarkt; in: THEMEN:magazin (Hrsg.): Innovativ im Wandel: Stadtwerke 2.0 = Heft 2/2016, S. 6-7.

Krickel, Frank (2015): Digitalisierung in der Energiewirtschaft; in: Hecker, Werner/Lau, Cars-ten/Müller, Arno (Hrsg.): Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft, S. 41-73.

Kruse, Alfred (2016): „SonnenBurg“ – Mietstrom in der Praxis; in: THEMEN:magazin (Hrsg.): Innovativ im Wandel: Stadtwerke 2.0 = Heft 2/2016, S. 18-19.

Lünendonk (Hrsg.) (2013): Big Data in der Energieversorgung, Spannungsfeld zwischen Regulatorien und verändertem Verbraucherverhalten; Trendpapier 2013.

Monopolkommission (2015): Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (Hrsg.) (2014): Energiewende, Der Energiesparplan für alle, online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/12/2014-12-03-nationaler-aktionsplan-energieeffizienz.html>, zuletzt geprüft am 18.05.2016.

Umweltbundesamt (Hrsg.) (2016): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 18.05.2016.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000, BGBl. I 2000, S. 305 ff.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004, BGBl. I 2004, S. 1918 ff.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 31. Oktober 2008, BGBl. I 2008, S. 2074 ff.

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066.

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPLG) vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) geändert worden ist.

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 8 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 7. August 2008, BGBl. I 2008, S. 1658 ff.

Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG; ABL L 315 vom 14.11.2012.

Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung); ABL L 153 vom 18.06.2010.

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; ABL L 140 vom 05.06.2009.

Mai 2016

Haftungsausschluss:

Alle Angaben wurden sorgfältig recherchiert und zusammengestellt.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhaltes sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernehmen die Herausgeber keine Gewähr.

© 2016

Preis 10,00 €

ISBN 978-3-9815756-8-2

Verlag Vi-Strategie

Rainer Otto

Geschäftsführer

Schwerborner Straße 33

99086 Erfurt

verlag-vi-strategie.de

Alle Rechte vorbehalten, auch in der fotomechanischen Wiedergabe und der Speicherung der elektronischen Medien

Projektleitung:

Dr. Oliver Rottmann

Autoren:

Dr. Oliver Rottmann

Dipl.-Geogr./Dipl.-Ing. André Grüttner

Maike Kilian, M.Sc.

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V. an der Universität Leipzig
www.kompetenzzentrum-uni-leipzig.de

Layout und Satz:

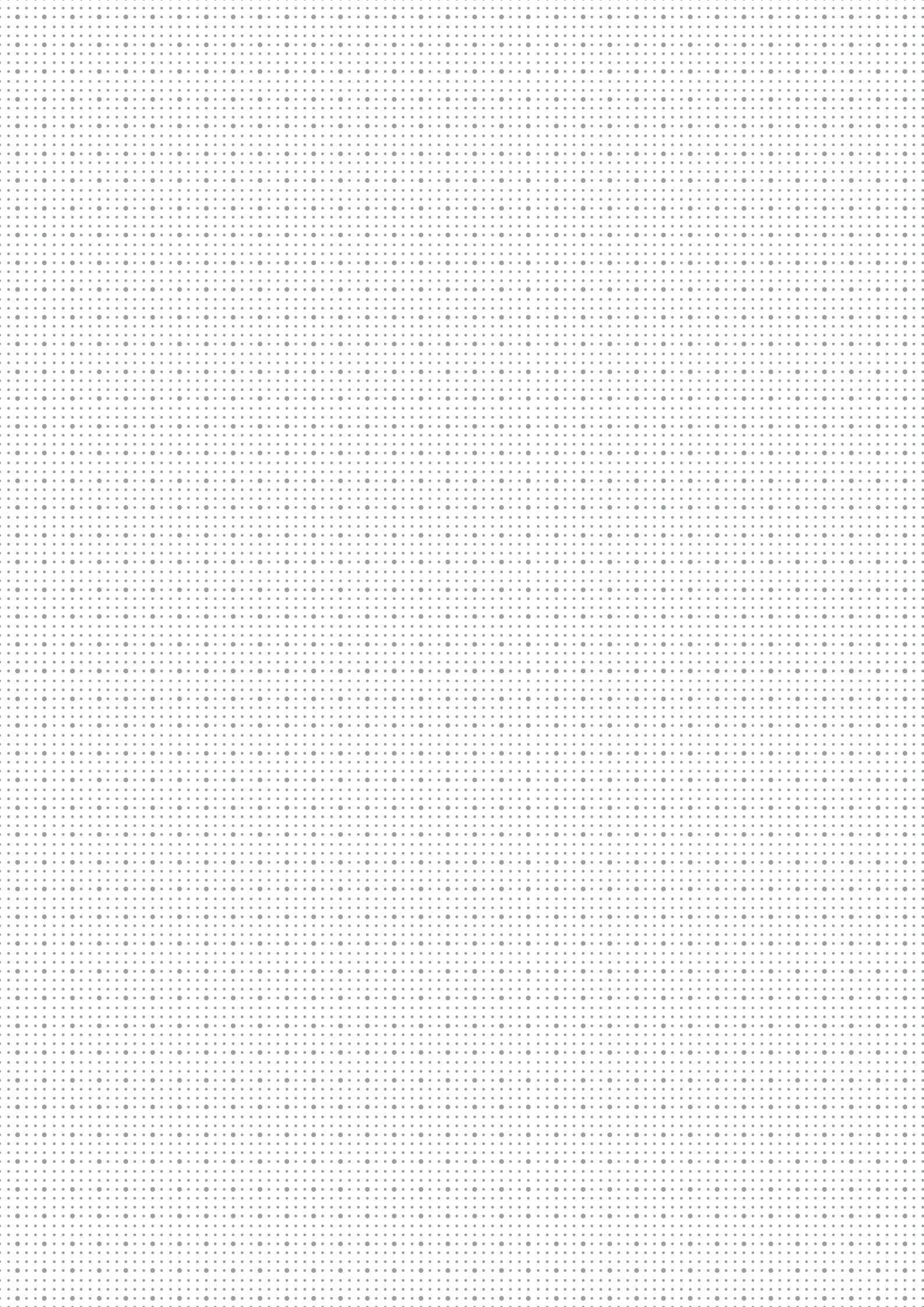
TRANSMEDIAL


Design- und Kreativagentur Transmedial

www.transmedial.de

Foto Bodo Ramelow: © TSK | DiG - TRIALON

Foto Claudia Kemfert: © F.J. Schenk





Verlag Vi-Strategie
Schwerborner Straße 33
99086 Erfurt

verlag-vi-strategie.de

Preis: 10,00 €
ISBN 978-3-9815756-8-2