

04/2017

Thomas Bruckner

KOMMUNALE ENERGIEVERSORGER: GEWINNER ODER VERLIERER DER ENERGIEWENDE?

Die Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) wurde 1925 gegründet und ist die traditionsreichste politische Stiftung Deutschlands. Dem Vermächtnis ihres Namensgebers ist sie bis heute verpflichtet und setzt sich für die Grundwerte der Sozialen Demokratie ein: Freiheit, Gerechtigkeit und Solidarität. Ideell ist sie der Sozialdemokratie und den freien Gewerkschaften verbunden.

Die FES fördert die Soziale Demokratie vor allem durch:

- politische Bildungsarbeit zur Stärkung der Zivilgesellschaft;
- Politikberatung;
- internationale Zusammenarbeit mit Auslandsbüros in über 100 Ländern;
- Begabtenförderung;
- das kollektive Gedächtnis der Sozialen Demokratie mit u. a. Archiv und Bibliothek.

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik verknüpft Analyse und Diskussion an der Schnittstelle von Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit, um Antworten auf aktuelle und grundsätzliche Fragen der Wirtschafts- und Sozialpolitik zu geben. Wir bieten wirtschafts- und sozialpolitische Analysen und entwickeln Konzepte, die in einem von uns organisierten Dialog zwischen Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit vermittelt werden.

WISO Diskurs

WISO Diskurse sind ausführlichere Expertisen und Studien, die Themen und politische Fragestellungen wissenschaftlich durchleuchten, fundierte politische Handlungsempfehlungen enthalten und einen Beitrag zur wissenschaftlich basierten Politikberatung leisten.

Über die Autor_innen dieser Ausgabe

Prof. Dr. Thomas Bruckner ist Mitglied des Kompetenzzentrums für Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V., Leipzig, und Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig. Er ist dort Inhaber der Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit und gleichzeitig verantwortlich für die Forschungsstelle für Kommunale Energiewirtschaft.

Hendrik Kondziella und **Fabian Scheller** arbeiten als wissenschaftliche Mitarbeiter am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig.

Diana Böttger (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel), **Mario Götz** (Fraunhofer IMW, Leipzig) und **Robert Niedermeier** (Syneco Trading GmbH, München) promovieren am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig.

Für diese Publikation ist in der FES verantwortlich

Dr. Philipp Fink ist Leiter des Arbeitskreises Nachhaltige Strukturpolitik und des Arbeitsbereichs Klima-, Umwelt-, Energie- und Strukturpolitik in der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung.

Thomas Bruckner

unter Mitwirkung von Diana Böttger, Mario Götz, Hendrik Kondziella,
Robert Niedermeier und Fabian Scheller

KOMMUNALE ENERGIEVERSORGER: GEWINNER ODER VERLIERER DER ENERGIEWENDE?

| | |
|----|---|
| 3 | VORWORT |
| 4 | 1 EINLEITUNG |
| 5 | 2 KURZFASSUNG |
| 6 | 3 DIE AKTUELLE SITUATION KOMMUNALER ENERGIEVERSORGER |
| 6 | 3.1 Bedeutung kommunaler Energieversorger |
| 6 | 3.2 Wirtschaftliche Lage kommunaler Energieversorger |
| 8 | 4 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER STRUKTURWANDEL |
| 8 | 4.1 Klimapolitische Rahmenbedingungen auf globaler Ebene |
| 8 | 4.2 Klimapolitische Rahmenbedingungen auf Ebene der EU |
| 9 | 4.3 Energiepolitische Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene |
| 10 | 4.4 Stand der Umsetzung der Energiewende |
| 10 | 4.5 Energiewirtschaftliche Entwicklung |
| 13 | 4.6 Geschäftsmodelle unter Druck |
| 14 | 5 AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE AUF KOMMUNALE ENERGIEVERSORGER |
| 14 | 5.1 Zur Zukunftsfähigkeit klassischer Geschäftsmodelle |
| 16 | 5.2 Zentrale Erzeugung von Strom in fossil befeuerten Kraftwerken |
| 18 | 5.3 Kraft-Wärme-Kopplung |
| 19 | 5.4 Nutzung erneuerbarer Energien |
| 21 | 5.5 Flexibilitätsoptionen zur Integration variabler erneuerbarer Energien |
| 21 | 5.6 Energievertrieb |
| 22 | 5.7 Großhandel |
| 22 | 5.8 Netze |
| 22 | 5.9 Energienähe Dienstleistungen |
| 24 | 5.10 Die Notwendigkeit neuer Geschäftsmodelle |
| 25 | 6 FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN |
| 26 | 6.1 Handlungsempfehlungen auf Ebene der EU |
| 27 | 6.2 Handlungsempfehlungen auf Ebene der Bundespolitik |
| 29 | 6.3 Handlungsempfehlungen auf Ebene der Kommunalpolitik |
| 31 | Abbildungsverzeichnis |
| 31 | Tabellenverzeichnis |
| 32 | Abkürzungsverzeichnis |
| 32 | Literaturverzeichnis |

VORWORT

Kommunale Energieerzeuger spielen in Deutschland eine Schlüsselrolle bei der Versorgung mit Strom, Gas und Wärme. Sie investieren in den Aufbau und Erhalt der nötigen Infrastruktur, versorgen private Haushalte und Gewerbe mit Energie und erfüllen wichtige Aufgaben im Rahmen der Daseinsvorsorge. Zusätzlich tragen sie mit ihren Umsatzerlösen erheblich zur Wertschöpfung in den Kommunen und zur Finanzierung kommunaler Aufgaben bei.

Bislang galten die Stadtwerke als Gewinner der Energiewende, weil sie sich lokal und regional orientieren und dadurch über eine größere Kundennähe verfügen. Denn der Wandel weg von der fossilen und hin zur CO₂-neutralen Energieerzeugung bedeutet, dass die Energieversorgung zunehmend dezentral geregelt wird. Doch die Energiewende hat einen Strukturbruch in der Energiewirtschaft ausgelöst. Er betrifft nicht nur die vier großen Energieversorger, sondern auch kommunale Energieunternehmen. Diese geraten zunehmend unter Druck: durch sinkende Erlöse bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wie Kohle und Gas, aber auch durch neue Entwicklungen wie steigende Anteile bei der Eigenversorgung von Haushalten und Betrieben mit erneuerbaren Energieanlagen.

Die kommunalen Energieversorger und somit die Kommunen selbst stehen also vor erheblichen Herausforderungen, verbunden mit großen wirtschaftlichen Risiken. Um eine Krise abzuwenden, besteht dringend politischer Handlungsbedarf, so das Resümee der vorliegenden Studie von Prof. Dr. Thomas Bruckner und seinem Team von der Universität Leipzig. Die Autor_innen zeigen auf, welchen Einfluss die Energiewende auf die bisherigen Geschäftsmodelle der kommunalen Versorger hat. Auf dieser Grundlage machen sie Vorschläge, wie die kommunalen Energieversorger reagieren sollten, um auch in Zukunft eine tragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende zu spielen.

Ziel muss es sein, dass die kommunalen Energieunternehmen ihre Aufgaben bei der Daseinsvorsorge auch unter den Herausforderungen der Energiewende erfüllen. Als „Manager der Energiewende vor Ort“ sollten sie eine führende Rolle beim Umbau zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung spielen. Voraussetzung hierfür ist, dass sich die kommunalen Energieversorger den neuen Bedingungen anpassen und neue

Geschäftsfelder und Tätigkeiten erschließen, um ihre Erlöse zu stabilisieren. Die Politik muss zusätzlich Anreize für langfristige Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen für erneuerbare Energien setzen. Nur unter diesen Voraussetzungen können die kommunalen Energieunternehmen auch in Zukunft ihrer Schlüsselrolle bei der Versorgung der Bevölkerung mit Energie nachkommen und letztendlich die Handlungsfähigkeit der Kommunen sichern.

DR. PHILIPP FINK

Leiter des Bereichs Klima-, Umwelt-, Energie- und Strukturpolitik
Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Friedrich-Ebert-Stiftung

1

EINLEITUNG

Langfristig bedeutet die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 den Übergang zu einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung. Um 80 bis 95 Prozent sollen die CO₂-Emissionen bis 2050 gesenkt werden. Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) im Bereich der Stromerzeugung auf 80 Prozent und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent zählen ebenfalls zu den langfristigen Zielen dieses Konzepts.

Während es sich bei den Geschäftsmodellen, die auf den Einsatz von fossilen Energieträgern basieren, aufgrund dieser Zielsetzung somit um Auslaufmodelle handelt, ergeben sich durch den Umbau der Energieversorgung im Bereich der erneuerbaren Energien komplementär dazu neue Geschäftsmöglichkeiten. Dies betrifft sowohl die Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen selbst als auch die für deren zeitlichen und räumlichen Ausgleich erforderlichen Flexibilitätsoptionen (Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze, Einsatz von Energiespeichern, Maßnahmen des Lastmanagements, flexible Back-up-Kraftwerke sowie Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen).

Lange Zeit ging man davon aus, dass die Stadtwerke im Gegensatz zu den großen vier Energieversorgungsunternehmen (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall) zu den Gewinnern der Energiewende zählen würden. Bereits heute ist zu erkennen, dass dies jedoch nicht zwingend der Fall ist. Zwar sind aufgrund der oftmals fehlenden Beteiligungen wenige von ihnen vom Ausstieg aus der Kernenergie betroffen. Als Betreiber von Kohle- und insbesondere Gaskraftwerken leiden aber auch sie bereits heute unter dem grundlegenden energiewirtschaftlichen Strukturwandel, der mit der Energiewende verbunden ist.

Die neuen Geschäftsfelder im Bereich der erneuerbaren Energien wurden in den letzten Jahren überwiegend von institutionellen und strategischen Investoren, Bürgerenergiegesellschaften oder privaten Anleger_innen genutzt. Nur wenige Investitionen in diesem Bereich sind bislang auf das Engagement von kommunalen Unternehmen zurückzuführen. In vielen Fällen wurde „erneuerbare Energieversorgung“ gleichgesetzt mit „dezentraler Energieversorgung“ und dies wiederum mit „kommunaler Energieversorgung“. Die viel gepriesene Nähe zu den Kund_innen führt aber nicht zwangsläufig dazu, dass kommunale Energieversorger an der sich zunehmend dezentral entwickelnden Energieversorgung auch teilhaben. Der Trend

zur Eigenversorgung stellt diesbezüglich sogar eher eine Gefahr als eine Chance für kommunale Energieversorger dar.

Zusammenfassend betrachtet stellt die Energiewende und der durch sie hervorgerufene grundlegende energiewirtschaftliche Strukturwandel die Kommunen und die kommunalen Energieversorger vor sehr große Herausforderungen, die mit erheblichen wirtschaftlichen Risiken verbunden sind. Die vorliegende Studie nimmt deshalb im Kontext der Energiewende eine Bestandsaufnahme der Situation kommunaler Energieversorger vor und entwickelt konkrete politische Handlungsempfehlungen, die auf deren Stärkung abzielen. Zunächst werden die klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen beschrieben, in denen sich die kommunalen Energieversorger zukünftig zu bewähren haben. Anschließend wird für kommunale Energieversorger herausgearbeitet, welche Risiken und Reaktionsmöglichkeiten sich hieraus für die Unternehmensbereiche Strom- und Wärmeerzeugung, Großhandel und Energievertrieb, Netze sowie energienahe Dienstleistungen ergeben. In Form einer Synthese werden abschließend Handlungsempfehlungen für die Gestaltung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen erarbeitet, die es kommunalen Energieversorgern erlauben, auch weiterhin ihre Aufgaben im Bereich der Daseinsvorsorge wahrzunehmen.

2

KURZFASSUNG

Die wirtschaftliche Bedeutung der kommunalen Energieversorger und vor allem ihre zentrale Rolle für die Daseinsvorsorge ist unbestritten. Deutschlandweit beschäftigen sie knapp 100.000 Mitarbeiter_innen und über ihre Verteilnetze versorgen sie knapp 36 Millionen Kundenanschlüsse. Sie investierten im Jahr 2014 mehr als 4,5 Milliarden Euro in den Ausbau und Erhalt der energiewirtschaftlichen Infrastruktur und ein nicht unerheblicher Teil ihrer Umsatzerlöse in Höhe von rund 80 Milliarden Euro trägt direkt oder indirekt zur Wertschöpfung in den Kommunen bei.

Kommunale Energieversorger können in erheblichem Umfang zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende beitragen. Gleichzeitig sind sie selbst von energiewendebedingten Veränderungen betroffen. Die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 bedeutet langfristig den Übergang zu einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung. Zu den wesentlichen Zielen dieses Konzeptes gehört daher auch die Senkung der CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent, die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung auf 80 Prozent und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent (jeweils zu erreichen bis 2050).

Für kommunale Energieversorger ergeben sich durch den mit der Energiewende verbundenen, in vielen Fällen disruptiven Strukturwandel neue Chancen und Risiken. Die Zielsetzungen des Jahres 2050 verdeutlichen, dass es sich bei dem Geschäftsmodell der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme aus fossilen Energieträgern um ein Auslaufmodell handelt. Die Ziele im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Reduktion des Primärenergieverbrauchs lassen sich dauerhaft nur dann erreichen, wenn die energiepolitischen Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, in Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie in effizienzsteigernde Maßnahmen wirtschaftlich vertretbar sind.

Die Ergebnisse dieser Studie bestätigen die Krise im Bereich der zentralen Erzeugung von Strom in fossil befeuerten Anlagen im kommunalen Bereich. Auch im Bereich des Großhandels und des Vertriebs von Strom und Gas sind zukünftig, nicht zuletzt aufgrund des Trends zur zunehmenden Eigenversorgung, sinkende Erträge zu erwarten. Durch die Notwendigkeit des energiewendebedingten Ausbaus der Verteilnetze ergeben sich zusätzliche Kosten, die im regulierten Bereich im Rahmen einer angemessenen

Eigenkapitalrendite auch zu zusätzlichen Erlösen führen sollten. Grundsätzlich betrachtet ergeben sich bezogen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien gute Entwicklungsmöglichkeiten. Es besteht aber die Gefahr, dass die kommunalen Versorger hier und auch im Bereich der energienahen Dienstleistungen das Feld konkurrierenden Akteuren überlassen bzw. durch strukturelle Hemmnisse die vorhandenen Chancen nicht nutzen können.

Bei den gegenwärtigen Brennstoffpreisverhältnissen und dem niedrigen CO₂-Preis gehören gasbefeuerte Kraftwerke zu den Verlierern des energiewirtschaftlichen Strukturwandels. Da diese oft von kommunalen Energieversorgern betrieben werden, hat dies erhebliche Auswirkungen auf deren wirtschaftliche Situation. Durch ein stärker aufeinander abgestimmtes Design der klimapolitischen und energiepolitischen Instrumente kann es den verantwortlichen Entscheidungsträger_innen auf EU-Ebene, in der Bundespolitik und der Kommunalverwaltung jedoch gelingen, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass die kommunalen Energieversorger ihre Aufgaben in der Daseinsvorsorge auch im Kontext der Energiewende wahrnehmen und gleichzeitig als „Manager der Energiewende vor Ort“ einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung Deutschlands leisten können.

Zu den hierfür zentralen energiepolitischen Forderungen gehören: (1) die Emission von Treibhausgasen sektorenübergreifend mit einem (Mindest-)Preis zu belegen, (2) Hemmnisse in Bezug auf kosteneffiziente Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz durch eigenständige, effizienzbezogene Politikinstrumente zu beseitigen und (3) die Kosten von innovativen Verfahren zur Emissionsminderung auch weiterhin durch eine gezielte Technologieförderung zu senken.

Deshalb ist es wichtig, auf mittlere Frist gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen angemessen zu fördern. Nur so kann es gelingen, den weiteren Ausbau dieser emissionsarmen Form der Bereitstellung von Strom, Wärme und Flexibilität zum Ausgleich der Variabilität erneuerbarer Energien zu forcieren. Wichtig sind darüber hinaus ein umfassendes Monitoring der Energiewende und ein energiepolitischer Prozess, der sicherstellt, dass im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der hierfür erforderlichen Erweiterung der Verteilnetze die Renditen erwirtschaftet werden können, die notwendig sind, damit die Energiewendeziele der Bundesregierung von den energiewirtschaftlichen Akteuren auch umgesetzt werden.

3

DIE AKTUELLE SITUATION KOMMUNALER ENERGIEVERSORGER

3.1 BEDEUTUNG KOMMUNALER ENERGIEVERSORGER

Die im Verband kommunaler Unternehmen (VKU) zusammengeschlossenen kommunalen Energieversorger beschäftigen nach Angaben des Verbandes (VKU 2016a) knapp 100.000 Mitarbeiter_innen (davon 61.000 im Strombereich, 27.000 in der Gasversorgung und 10.000 in der Wärmeversorgung). Mehr als 4,5 Milliarden Euro investierten die kommunalen Energieversorger 2014 in den Ausbau und Erhalt der energiewirtschaftlichen Infrastruktur. Über Verteilnetze mit einer Länge von insgesamt 770.000 km (Strom), 315.000 km (Erdgas) und 23.000 km (Wärme) versorgen sie 25,9 Millionen Stromabnehmer_innen,¹ 10 Millionen Gasabnehmer_innen und 600.000 Wärmeabnehmer_innen. Sie bewirtschaften damit knapp 45 Prozent der Stromverteilnetze. Mit 70 Milliarden kWh erzeugen sie einen nicht unerheblichen Teil des abgegebenen Stromes in eigenen Kraftwerken.²

Durch die Versorgung der privaten Haushalte sowie eines Großteils des Bereichs Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit Strom, Gas und z. T. auch Wärme nehmen kommunale Energieversorger unverzichtbare Aufgaben im Bereich der Daseinsvorsorge wahr. Ein nicht unerheblicher Teil der Umsatzerlöse in Höhe von 51 Milliarden Euro (Strom), 25 Milliarden Euro (Gas) bzw. 4,2 Milliarden Euro (Wärme) trägt direkt (z. B. in Form von an die kommunalen Eigner_innen abgeführten Unternehmensgewinnen) oder indirekt (z. B. durch kommunale Steuereinnahmen oder die Einkommen der Beschäftigten) zur Wertschöpfung in den Kommunen bei (vgl. Tenberg et al. 2016). Aber auch andere Bereiche der Daseinsvorsorge (z. B. der oft defizitäre öffentliche Personennahverkehr) werden über diese Erlöse in der Regel mitfinanziert.

„Unter den öffentlichen Unternehmen besitzen Stadtwerke eine zentrale Rolle in der Gewährleistung der Daseinsvorsorge. Sie sind nicht nur Energieversorger, sondern oftmals auch

Betreiber des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV). Ihr Portfolio reicht von der Strom-, Gas- oder (Fern-)Wärmeversorgung über Entsorgungsleistungen (Abfall und Abwasser) bis hin zum Betrieb von Bussen, Straßenbahnen und Schwimmbädern. Einige Stadtwerke bieten außerdem Telekommunikationsdienstleistungen an. Damit übernehmen sie wichtige kommunale Aufgaben“ (Institut für den öffentlichen Sektor/KPMG 2016: 4). Bislang ermöglichten es die Einnahmen aus der Energieversorgung den kommunalen Unternehmen, weniger profitable Bereiche zu finanzieren oder durch Ausschüttungen die kommunalen Haushalte zu entlasten. Nach Aussagen des Kompetenzzentrums für öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge an der Universität Leipzig (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 17) schütteten mehr als 80 Prozent der befragten Stadtwerke 2014 erwirtschaftete Gewinne an ihre Anteilseigner aus. Die durchschnittliche Ausschüttungsquote betrug mehr als 50 Prozent des Jahresüberschusses.

Kommunale Energieversorger besitzen als wichtige kommunale Akteure, als Betreiber kommunaler Energieumwandlungsanlagen, als Verantwortliche für die Fernwärmenetze und als Anbieter von energienahen Dienstleistungen die Möglichkeit, in erheblichem Umfang zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende vor Ort beizutragen. Gleichzeitig sind sie selbst von energiewendebedingten Veränderungen betroffen. In welchem Umfang es den kommunalen Energieversorgern gelingt, den neuartigen Herausforderungen, die mit der Energiewende verbunden sind, gerecht zu werden, soll im Folgenden untersucht werden.

3.2 WIRTSCHAFTLICHE LAGE KOMMUNALER ENERGIEVERSORGER

Eine ganze Reihe aktueller Studien befasst sich mit der gegenwärtigen wirtschaftlichen Lage kommunaler Energieversorgungsunternehmen. In diesem Abschnitt geht es zunächst um Aussagen zur wirtschaftlichen Performance der Energieunternehmen als Ganzes. Eine genauere Analyse des augenblicklichen Zustandes und der Perspektiven bezüglich der einzelnen

¹ Die Angaben zur Anzahl der versorgten Abnehmer_innen beziehen sich auf die Zahl der installierten Zähler.

² Die in diesem Absatz genannten Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2014.

Unternehmenssparten bzw. Geschäftsfelder erfolgt im Kapitel 5.

Die Studie, die das Institut für den öffentlichen Sektor e.V. in Zusammenarbeit mit KPMG (2016) veröffentlicht hat, beschreibt die wirtschaftliche Lage der kommunalen Energieversorger wie folgt: „Stadtwerke haben zum Teil Investitionen in effiziente konventionelle Kraftwerke getätigt, die sich aber [...] für viele nicht lohnen. Von den niedrigen Preisen für CO₂-Emissionszertifikate profitieren vor allem alte Kohlekraftwerke – Strom aus effizienten, umweltfreundlichen Gaskraftwerken mit teureren Brennstoffkosten wird immer seltener eingespeist [...]. Viele Stadtwerke bekommen dies zu spüren: Rückläufige Jahresergebnisse und fehlende eigene Finanzmittel sind die Folge“ (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 9).

Mehr als drei Viertel der knapp 100 analysierten Unternehmen (vgl. Abbildung 1) befinden sich in wirtschaftlicher Hinsicht in der Kategorie „--“ (angespannte wirtschaftliche Situation) bzw. „-“ (eher unbefriedigende wirtschaftliche Situation). In knapp einem Viertel der Fälle kommt es bereits jetzt zu einem kritischen Zustand, bei dem eine angespannte wirtschaftliche Situation des Versorgers auf eine angespannte Haushaltslage der dazugehörigen Kommune stößt (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 13).

Abbildung 1

Aktuelle wirtschaftliche Lage deutscher Stadtwerke und der dazu gehörigen Kommunen

| Kommunale Konzerne | | | Stadtwerke-Konzerne | | |
|--------------------|----|-------|---------------------|-------|-------|
| | | | + | - | -- |
| | | | 24,0% | 37,0% | 39,8% |
| Kommunen | + | 20,4% | 6,5% | 9,7% | 4,3% |
| | - | 28,0% | 8,6% | 8,6% | 10,8% |
| | -- | 51,5% | 8,6% | 18,3% | 24,7% |

Quelle: Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 13. Anzahl der befragten Stadtwerke: n = 93; eigene Darstellung.

In ihren Geschäfts- und Lageberichten nennen mehr als 60 Prozent der unter „--“ kategorisierten Stadtwerke die Energiewende als Grund für ihre unbefriedigende wirtschaftliche Lage. Zu den genannten Gründen zählen der „vermehrt unrentable Betrieb konventioneller Anlagen, der hohe Investitionsbedarf in erneuerbare Energien und Netze, der Preisanstieg nicht beeinflussbarer Strompreisbestandteile, gestiegener Wettbewerbsdruck, fallende Marktpreise und somit sinkende Gewinnmargen. Im Nachhinein als Fehler bewertete Investitionen in Gas- oder Kohlekraftwerke nennen 16 Stadtwerke als Ursache für ihre Lage“ (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 17).

Betrachtet man die wirtschaftliche Lage der Stadtwerke, so ist zu beachten, dass die Energiewende zwar einen Einfluss auf die wirtschaftliche Entwicklung hat, diese aber nicht vollständig bestimmt. Zu berücksichtigen sind parallel ablaufende sozio-ökonomische Prozesse, die sich ebenfalls in negativer Art und Weise auswirken können. Hierzu zählt der demografische Wandel, der in strukturschwachen Regionen zu einem

Bevölkerungsrückgang und damit zu einer sinkenden Zahl der Stromkund_innen führt, ebenso wie die Zunahme preissensibler Kund_innen, die häufiger als früher ihren Versorger wechseln (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 9–10).

Interessanterweise geht es kleineren Stadtwerken in der Regel wirtschaftlich besser als größeren. „35 Prozent der Stadtwerke mit einem Umsatz kleiner als 200 Millionen Euro sind unter „+“ kategorisiert. Zum Vergleich: Dies trifft nur auf 6 Prozent der Stadtwerke mit einem Umsatz größer als 1.000 Millionen Euro zu“ (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 16).

Aktuelle Studien bestätigen die hier gemachten Aussagen. Gemäß einer Untersuchung von PricewaterhouseCoopers (PwC) zur Finanzierungsfähigkeit kommunaler Energieversorger (PwC 2016: 17) waren in 2014 bei mehr als 80 Prozent der mehrheitlich kommunalen Energieversorger die Nettoumsätze rückläufig. Bei vielen von ihnen sank gleichzeitig auch das Betriebsergebnis vor Abschreibungen (ausgedrückt in Form des EBITDA³).

Einer der Gründe, warum es größeren Stadtwerken wirtschaftlich tendenziell schlechter geht als kleineren, könnte darin zu suchen sein, dass diese aufgrund der von ihnen betriebenen Kraftwerke stärker von den Auswirkungen der Energiewende betroffen sind als kleinere, die selbst keine Kraftwerke besitzen. Empirisch erkennt man dies z. B. daran, dass die EBITDA-Marge der Energieversorgungsunternehmen, die Beteiligungen an Kraftwerken halten, in den letzten vier Jahren um durchschnittlich mehr als Zwei-Prozent-Punkte unter der Marge von 13,6 Prozent lag, die der Durchschnitt der betrachteten EVU erwirtschaften konnte (PwC 2016: 40). Ein Blick auf die erzeugten Strommengen stützt diese These. Bezogen auf das Vorjahr nahm die Stromerzeugung in 2014 im Bereich der Gaskraftwerke um 14,3 Prozent ab (BNetzA 2015: 48).

Da sich die Energiewende unterschiedlich auf die einzelnen Sparten kommunaler Energieversorger auswirkt, sollen die einzelnen Geschäftsfelder (Erzeugung von Strom und Fernwärme, Großhandel und Energievertrieb, Netze und Messwesen sowie energienahe Dienstleistungen) im Kapitel 5 getrennt analysiert werden. Dies erfolgt vor dem Hintergrund der sich verändernden klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen und der sich daraus ergebenden energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Das folgende Kapitel befasst sich deshalb zunächst einmal mit diesen Entwicklungen.

³ Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortisation (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände).

4

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER STRUKTURWANDEL

4.1 KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN AUF GLOBALER EBENE

Im Rahmen der 21. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention in Paris wurde im Dezember 2015 das völkerrechtlich verbindliche Ziel verankert, die Veränderung der globalen Mitteltemperatur im Vergleich zum vorindustriellen Wert auf deutlich unter 2 Grad (möglichst sogar auf unter 1,5 Grad) zu begrenzen. Wie Klima- und CO₂-Kreislaufmodellrechnungen zeigen, lässt sich dies nur erreichen, wenn die Nettoemission von CO₂ in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf null reduziert wird (IPCC 2014a: 10; IEA 2014: 24).

In technologischer Hinsicht gibt es im Wesentlichen zwei Möglichkeiten, die gewünschte Emissionsreduktion zu erreichen, ohne gleichzeitig die Bereitstellung von Energiedienstleistungen infrage zu stellen:

1. die Reduktion der Endenergienachfrage durch effizienzsteigernde Maßnahmen (z. B. im Gebäudebereich, in der Industrie und im Verkehr);
2. die CO₂-arme Bereitstellung der nachgefragten Endenergie (z. B. durch die Nutzung erneuerbarer Energien).

Durch den Einsatz sogenannter Integrated-Assessment-Modelle ist es möglich, die Kombination aus effizienzsteigernden Maßnahmen und aus Anlagen zur Nutzung emissionsarmer Versorgungstechnologien zu bestimmen, die auf globaler Ebene zu minimalen Vermeidungskosten führt (Bruckner et al. 2014). Hierbei zeigt sich, dass sich die sogenannten Demand Side Options (z. B. effizienzsteigernde Maßnahmen im Endenergienachfragesektor) und die Supply Side Options (z. B. emissionsarme Energieversorgungstechniken) bis zu einem gewissen Grad gegenseitig ergänzen und gerade bei moderaten Minderungszielen keinem von beiden aus ökonomischen Gründen eine Vorzugstellung eingeräumt werden sollte.

4.2 KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN AUF EBENE DER EU

Wie die Internationale Energieagentur (IEA) wiederholt betont hat, besteht eine kosteneffiziente klimapolitische Strategie zur Erreichung ehrgeiziger Klimaschutzziele darin, (1) die Emission von Treibhausgasen (z. B. durch die Einführung eines Emissionshandelssystems) mit einem Preis zu belegen (sogenanntes Carbon Pricing), (2) Hemmnisse in Bezug auf kosteneffiziente Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz durch eigenständige, effizienzbezogene Politikinstrumente zu beseitigen und (3) die Kosten von innovativen Verfahren zur Emissionsminderung (z. B. im Bereich der erneuerbaren Energien) durch eine gezielte Technologieförderung zu senken (IEA 2011).

Trotz dieser grundsätzlichen Komplementarität der klimapolitischen Instrumente ergeben sich bei ihrem gleichzeitigen Einsatz in der Praxis potenziell negative Interaktionen, die rechtzeitig erkannt und vermieden werden sollten. Ein Beispiel dafür sind die strukturellen Defizite des europäischen Emissionshandelsregimes, das über die niedrigen CO₂-Preise mitverantwortlich für die niedrigen Strompreise ist und damit für die schwierige wirtschaftliche Lage vieler (darunter auch kommunaler) Gaskraftwerke. Wie dieses Beispiel zeigt, werden kommunale Unternehmen nicht nur durch die nationalen energiepolitischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Dort, wo – wie im Bereich des europäischen Emissionshandels (EU ETS) – auf nationale klimapolitische Instrumente zugunsten eines europäischen Ansatzes verzichtet wurde oder die Energiemärkte – wie z. B. im Bereich des EU-Strombinnenmarktes – bewusst gekoppelt werden, kann die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland ohne die Betrachtung der europäischen Ebene nicht verstanden werden.

Bevor im Kapitel 4.3. die nationalen Energiewendeziele beschrieben werden, sollen deshalb zunächst die europäischen klimapolitischen Ziele betrachtet werden.

Auf Ebene der EU lassen sich die derzeit gültigen „20-20-20 bis 2020“-Ziele wie folgt zusammenfassen:

- Minderung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent;
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 20 Prozent;
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent.

Die Umsetzung dieser Ziele erfolgt über die EU-Emissionshandels-Richtlinie, die EU-Erneuerbaren-Richtlinie und die EU-Effizienzrichtlinie (BMW i 2016a).

Die Beschlüsse des Europäischen Rates vom 23. und 24.10.2014 konkretisieren die sich auf das Jahr 2030 beziehenden weitergehenden Überlegungen zur zukünftigen Ausgestaltung des EU-Klima- und Energierahmens. Diese enthalten (BMW i 2016a):

- ein Ziel für EU-interne Emissionsminderungen von mindestens 40 Prozent gegenüber 1990;
- ein EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent;
- ein Energieeffizienzziel in Höhe von mindestens 27 Prozent Energieeinsparungen bis 2030.

Der am 15.7.2015 veröffentlichte Vorschlag der Europäischen Kommission zur Ausgestaltung des Emissionshandels in der vierten Handelsperiode (2020 bis 2030) enthält folgende Eckpunkte: (1) Umsetzung des EU-Klimaziels im Bereich des EU-Emissionshandels, (2) einen jährlichen Reduktionsfaktor in Höhe von 2,2 Prozent für die Emissionsobergrenze („Cap“), (3) die Aufteilung der Emissionsmengen, die über eine Auktion oder durch kostenlose Zuteilung ausgegeben werden sollen, sowie (4) Regelungen zu Carbon Leakage zum Schutz der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Ergänzend hierzu veröffentlichte die EU-Kommission am 20.7.2016 (EC 2016) einen Vorschlag dazu, wie die EU-Klimaziele 2030 der nicht vom EU-Emissionshandel betroffenen Sektoren in nationale Ziele übersetzt werden können (BMW i 2016b).

Zur Stabilisierung der CO₂-Preise im EU ETS wurde auf europäischer Ebene darüber hinaus bereits 2015 die Einführung einer Marktstabilitätsreserve beschlossen, die ab dem 1.1.2019 wirksam wird und die Überschüsse im Emissionshandel reduzieren soll (BMW i 2016b). Unabhängige Analysen jedoch gehen davon aus, dass die Überschüsse zwischen 2020 und 2030 zwar abgebaut, aber nicht vollständig beseitigt werden. Solange die Marktakteure für die Zeit nach 2030 keine substantiellen Reformen erwarten, muss man somit bis 2030 mit eher moderaten CO₂-Preisen rechnen (Janssen et al. 2015: 10).

Am 25.2.2015 hat die Europäische Kommission außerdem einen Vorschlag zur Schaffung einer Energieunion vorgelegt (European Commission 2015; Zachmann 2015), der die Energieversorgungssicherheit, die Schaffung eines vollständig integrierten EU-Energiebinnenmarktes, die Steigerung der Energieeffizienz, die Verringerung der CO₂-Emissionen und die Förderung der Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit zu den zentralen Zielen der EU-Energie- und Klimapolitik erklärt. Der Europäische Rat ist am 19.3.2015 diesem Vorschlag gefolgt.

4.3 ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN AUF NATIONALER EBENE

Die Bundesregierung hat in ihren Beschlüssen zur Energiewende bereits in 2010 eine Reihe quantitativer Ziele festgelegt, die beschreiben, welchen Beitrag Deutschland zur Eindämmung des globalen Klimawandels sowie zur Schonung endlicher Ressourcen leisten möchte (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1

Quantitative Ziele der Energiewende und Grad der Zielerreichung in 2015⁴

| JAHR | 2015 | 2020 | 2030 | 2050 |
|--|------------------|-------|------------------|---------|
| TREIBHAUSGASEMISSIONEN | | | | |
| Treibhausgasemissionen (Reduktion bezogen auf 1990) | 27,2%* | 40 % | 55 % | 80–95 % |
| ERNEUERBARE ENERGIEN | | | | |
| Anteil am Bruttoendenergieverbrauch | 14,9% | 18 % | 30 % | 60 % |
| Anteil am Bruttostromverbrauch | 31,6% | 35 % | 50 % | 80 % |
| Anteil am Wärmeverbrauch | 13,2% | 14 % | | |
| Anteil im Verkehrsbereich | 5,2% | 10%** | | |
| EFFIZIENZ UND VERBRAUCH | | | | |
| Primärenergieverbrauch (Reduktion bezogen auf 2008) | 7,6% | 20 % | | 50 % |
| Endenergieproduktivität (pro Jahr) | 1,3% (2008–2015) | | 2,1% (2008–2050) | |
| Bruttostromverbrauch (Reduktion bezogen auf 2008) | 4% | 10 % | | 25 % |
| Primärenergiebedarf Gebäude (Reduktion bezogen auf 2008) | 15,9% | | | 80 % |
| Wärmebedarf Gebäude (Reduktion bezogen auf 2008) | 11,1% | 20 % | | |
| Endenergieverbrauch Verkehr (Reduktion bezogen auf 2005) | –1,3% (Anstieg) | 10 % | | 40 % |

Quelle: BMW i 2016c: 4. * Vorläufiger Wert für 2015. ** EU-Ziel.

Die in der Tabelle 1 genannten Ziele der Energiewende sind im Wesentlichen bereits im Energiekonzept der Bundesregierung enthalten, das im Jahr 2010 veröffentlicht wurde (Bundesregierung 2010). Die konkrete Umsetzung in geltendes Recht erfolgt im Rahmen eines kontinuierlichen gesetzgeberischen Anpassungsprozesses, der zur Novellierung einer Vielzahl energiepolitischer Gesetze und Verordnungen führt bzw. bereits geführt hat. Der aktuelle Stand der Umsetzung der betroffenen Gesetzgebungsverfahren wird regelmäßig vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW i) veröffentlicht (BMW i 2016c).

⁴ Die hier wiedergegebenen Werte zur bisherigen Zielerreichung sind dem aktuellen Monitoring-Bericht zur Energiewende entnommen (BMW i 2016c). Aktuellere Werte liegen nur in Ausnahmefällen vor. Wo dies der Fall ist, wird im weiteren Verlauf der Studie darauf Bezug genommen.

Im Vergleich zum Energiekonzept aus dem Jahr 2010 hat sich im Bereich der sogenannten politischen Ziele durch die Reaktor-katastrophe in Fukushima und dem daraufhin revidierten Beschluss zur Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke eine substantielle Veränderung ergeben. Zu den grundlegenden politischen Zielen der Energiewende gehört neben den Klimaschutzzielen und der Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit sowie der Versorgungssicherheit nun auch der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, der bis zum Jahr 2022 abgeschlossen sein soll (BMWWi 2016d; BMWWi 2015a: 8). Auf der sogenannten Strategieebene versucht man die politischen Ziele durch zwei Kernziele zu erreichen. „Die Kernziele beschreiben die zentralen Strategien des Energiekonzepts, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll. Dies sind der Ausbau erneuerbarer Energien und die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz. Beide Kernziele werden durch Steuerungsziele für die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisiert. Steuerungsziele und dazugehörige Maßnahmen werden optimiert, um die übergeordneten Ziele möglichst zuverlässig und kostengünstig zu erreichen“ (BMWWi 2015a: 8).

4.4 STAND DER UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE

Zum Stand der Umsetzung weisen der aktuelle Monitoring-Bericht (BMWWi 2016c: 4) sowie der aktuelle Bericht zum Ausbau der erneuerbaren Energien (BMWWi 2016e: 2) folgende Entwicklungen aus:

- Die Treibhausgasemissionen sind gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 27,2 Prozent zurückgegangen. Dennoch wird das Ziel einer Reduktion von 40 Prozent bis 2020 im Trend nicht erreicht. Die Bundesregierung hat deshalb zusätzliche Maßnahmen beschlossen, mit denen das Ziel erreicht werden soll (BMWWi 2015a: 49; BMWWi 2016c: 59).
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch stieg in 2015 auf 31,6 Prozent. Die Entwicklung liegt hier bezogen auf das Ziel (35 Prozent in 2020) auf Zielkurs (BMWWi 2016c: 13).
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch stieg in 2015 auf 13,2 Prozent. Die Entwicklung liegt hier bezogen auf das Ziel (14 Prozent in 2020) auf Zielkurs (BMWWi 2016c: 16).
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch lag 2015 bei 14,9 Prozent. Das Ziel (18 Prozent in 2020) kann im Trend erreicht werden (BMWWi 2016c: 12).
- Der Primärenergieverbrauch hat sich im Jahr 2015 gegenüber dem Referenzjahr (2008) um 7,6 Prozent und damit um deutlich weniger als die Hälfte des Zielwertes (20 Prozent bis 2020) verringert. Die Umsetzung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) soll Anreize zur Zielerreichung bieten (BMWWi 2015a: 24).
- Die durchschnittliche Steigerung der Energieeffizienz zwischen 2008 und 2015 lag mit 1,3 Prozent unter dem im Energiekonzept vorgesehenen Wert von 2,1 Prozent (BMWWi 2016c: 27).
- Der Wärmebedarf der Gebäude hat sich seit 2008 um 11,1 Prozent verringert. Bei linearer Fortschreibung würde der Zielwert (Reduktion um 20 Prozent) in 2020 nicht erreicht werden (BMWWi 2016c: 37).
- Der Bruttostromverbrauch hat sich im Vergleich zum Jahr 2008 um vier Prozent verringert. Bei linearer Fortschreibung

würde auch hier der Zielwert (Reduktion um zehn Prozent) in 2020 nicht erreicht werden (BMWWi 2016c: 30).

Während die Ziele der Energiewende, die sich auf den Einsatz der erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor beziehen, somit aller Voraussicht nach erreicht werden, bestehen bezogen auf die Effizienzziele derzeit noch Defizite, die insbesondere durch den NAPE der Bundesregierung adressiert werden sollen (BMWWi 2015a: 29). Am 12.8.2016 hat das BMWWi darüber hinaus das Grünbuch „Energieeffizienz“ veröffentlicht (BMWWi 2016f). Als Motivation für diesen Schritt betonte das BMWWi: „Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) wurden bereits im Dezember 2014 neue Anreize für Effizienzinvestitionen durch eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen und weiterführenden Arbeitsprozessen geschaffen. Die ambitionierten Ziele des Energiekonzepts geben aber vor, dass das Tempo weiterhin gesteigert wird und die bestehenden Energieeffizienzpotenziale noch besser genutzt werden müssen. Bereits jetzt muss daher eine weitergehende, mittel- bis langfristige Energieeffizienzstrategie mit einem Zeithorizont bis 2050 definiert werden“ (BMWWi 2016g).

Die größte Herausforderung besteht aber hinsichtlich der Reduktion der Treibhausgasemissionen. Um die durch den Monitoring-Prozess identifizierte Emissionsminderungslücke bis 2020 zu schließen, hat die Bundesregierung 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verabschiedet, das mehr als 100 Einzelmaßnahmen umfasst. Ähnlich wie dies beim Grünbuch „Energieeffizienz“ der Fall ist, soll auch dieser Prozess bis 2050 weitergedacht werden. Der Klimaschutzplan 2050, der dies leisten soll, wurde am 14.11.2016 vom Bundeskabinett verabschiedet (BMUB 2016a).

4.5 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG

Die Umsetzung der Energiewende führt zu einem fundamentalen Strukturwandel im Bereich der Energiewirtschaft (Kompetenzzentrum/DKB 2016), der sich schlagwortartig am besten mit den Begriffen Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2015: 2) beschreiben lässt.

Bei einer Analyse der damit verbundenen treibenden Kräfte (im Sinne sogenannter Drivers) ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Dekarbonisierung um ein primäres Ziel der Energiewende handelt (BMWWi 2016c: 5). Die Dezentralisierung ist im Gegensatz dazu kein Ziel an sich, sondern ein Ergebnis der zur Verfügung stehenden ortsabhängigen Ressourcen im Bereich der erneuerbaren Energien, der verfügbaren Technologien sowie der gewählten Ausgestaltung der klima- und energiepolitischen Instrumente, z. B. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) oder des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Sieht man von übergreifenden industriepolitischen Zielsetzungen ab, so handelt es sich bei der Digitalisierung der Energiewende in Abgrenzung hierzu um einen politisch gewollten Prozess (Bundesrat 2016a), der die Systemintegration der erneuerbaren Energien erleichtern und die Versorgungssicherheit erhöhen soll.

Die von der Bundesregierung im Zusammenhang mit der Energiewende verabschiedeten Gesetze und Verordnungen (BMWWi 2016c: 3) wirken auf kommunale Energieversorger in

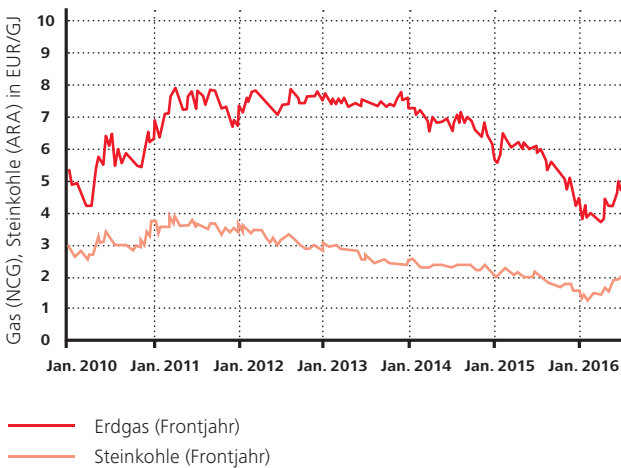
unterschiedlicher Art und Weise. In einigen Fällen nehmen diese direkt Einfluss (z. B. dann, wenn das EEG oder das KWKG zur Förderung eigener Investitionen herangezogen werden). Oft ist die Wirkung aber auch indirekt: Die Maßnahmen im Effizienzbereich zielen z. B. auf eine Reduktion der Stromnachfrage sowie der Wärmenachfrage im Gebäudebereich (BMWi 2015a). Hieraus resultiert eine sinkende Nachfrage nach den Produkten (z. B. Strom, Fernwärme, Erdgas), die von den Vertrieben der kommunalen Energieversorger bereitgestellt werden, was mit sinkenden Erträgen einhergehen kann.

Besonders schwer prognostizierbar sind Veränderungen des energiewirtschaftlichen Umfelds, die sich erst als Ergebnisse der Aggregation vielfältiger Einzelwirkungen und einzelwirtschaftlicher

Entscheidungen ergeben. Ein prominentes Beispiel hierfür ist die Entwicklung des Großhandelspreises für elektrische Energie, der die Betriebsführungs- und Investitionsentscheidungen kommunaler Energieversorger in erheblichem Maße beeinflusst.

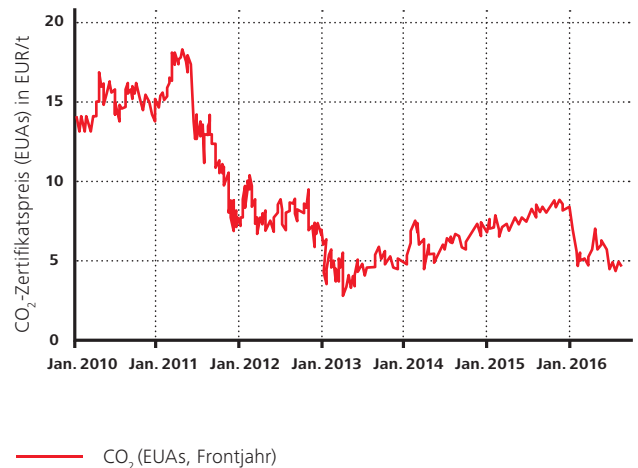
Der Ausbau der erneuerbaren Energien beeinflusst über den Merit-Order-Effekt (enervis energy advisors/BET 2013) die Höhe des Spotmarktstrompreises und damit die Deckungsbeiträge der von den kommunalen Energieversorgern betriebenen Kraftwerke. Im Gegensatz zur öffentlichen Wahrnehmung sind die niedrigen Spotmarktpreise aber auch durch weitere Faktoren bedingt. Dazu gehören die Brennstoffpreise und die Preise für die CO₂-Zertifikate. Für die Abschätzung der zukünftigen Erlösmöglichkeiten im Bereich der Vermarktung von Strom ist es

Abbildung 2a
Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads und der verantwortlichen Einflussfaktoren
Historische Entwicklung der Brennstoffpreise



Quelle: EEX, eigene Darstellung.

Abbildung 2b
Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads und der verantwortlichen Einflussfaktoren
Historische Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise



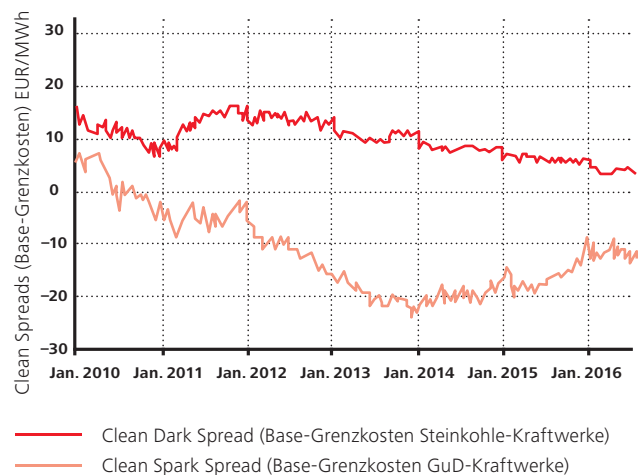
Quelle: EEX, eigene Darstellung.

Abbildung 2c
Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads und der verantwortlichen Einflussfaktoren
Historische Entwicklung der Börsenpreise für Strom



Quelle: EPEX, EEX, eigene Darstellung.

Abbildung 2d
Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads und der verantwortlichen Einflussfaktoren
Historische Entwicklung der Spreads für Steinkohlekraftwerke (Wirkungsgrad 43%) und Gaskraftwerke (Wirkungsgrad 55%)



Quelle: EEX, eigene Berechnungen.

deshalb hilfreich, die historische Entwicklung der Spotmarktpreise zusammen mit den hierfür verantwortlichen Einflussfaktoren genauer zu analysieren (vgl. Abbildung 2).

Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit von Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich ist langfristig betrachtet die Deckung der Vollkosten, also der Kosten für den Bau der Anlagen, deren Betrieb und gegebenenfalls deren Rückbau. Dies gelingt dann, wenn die Differenz⁵ aus den Erlösen (die z. B. durch die Vermarktung des Stromes am Großhandel erzielt werden können) und den variablen Kosten für den Betrieb – über die Lebensdauer der Anlage betrachtet – ausreichen, die Fixkosten zu decken.

Betrachtet man den Deckungsbeitrag, der sich in einer gegebenen Marktsituation durch die Erzeugung und den Verkauf von einer Megawattstunde (MWh) erwirtschaften lässt, so spricht man vom sogenannten Spread. Dieser beziffert die Differenz zwischen dem beim Verkauf des Stroms am Großhandelsmarkt erzielbaren Erlös (d. h. dem Strompreis, vgl. Abbildung 2c) und den variablen Kosten, die mit der Erzeugung der jeweiligen MWh verbunden sind. Die variablen Kosten ergeben sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Brennstoffe, die für die Erzeugung einer MWh gebraucht werden (Abbildung 2a) und den Kosten für den Kauf der hierfür erforderlichen CO₂-Emissionszertifikate (Abbildung 2b).

Für Gaskraftwerke liegt dieser Spread (dann, wenn keine Wärmegutschriften durch Kraft-Wärme-Kopplung erzielt werden können) bereits seit 2011 unter dem Wert, der ausreichen würde, deren Vollkosten unter Berücksichtigung der Finanzierungs- und Fixkosten zu decken (enervis energy advisors/BET 2013: 25). Neubauten sind unter diesen Bedingungen wirtschaftlich somit nicht darstellbar. Bereits vor einigen Jahren fielen die Spreads der Gaskraftwerke in den negativen Bereich (Abbildung 2d); eine Situation, die dazu führt, dass solche Anlagen, selbst dann, wenn sie schon gebaut wurden,⁶ nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben sind (Deloitte 2015).

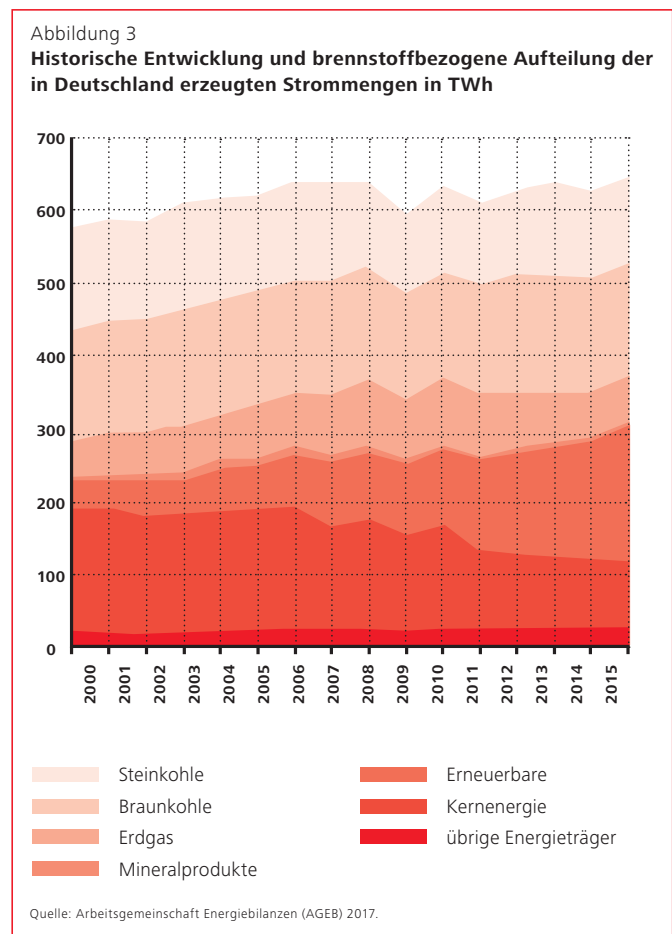
Durch „technologisches Lernen“ (z. B. durch Skaleneffekte und durch den Übergang zur Serienfertigung) haben sich in den letzten Jahren die Stromerzeugungskosten im Bereich der erneuerbaren Energien erheblich reduziert (IEA 2016: 16). Dennoch liegen die Vollkosten pro MWh (sogenannte Levelized Cost of Energy, LCOE) für viele Technologiearten noch über dem weiterhin sinkenden Großhandelspreis. Obwohl zukünftig weitere Kostenreduktionen erwartet werden (Agentur für erneuerbare Energie 2016), ist auf absehbare Zeit in der Regel davon auszugehen, dass sich die erneuerbaren Energien ohne eine weitere Förderung nicht am Markt behaupten können.

Die sinkenden Großhandelspreise für Strom (vgl. Abbildung 2c) führen darüber hinaus dazu, dass die EEG-Umlage steigt, die dazu verwendet wird, die Differenz zwischen den Vollkosten der Stromerzeugung und dem Verkaufserlös des von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erzeugten Stroms auszugleichen (BMWi 2016c: 20). Kommunale Unternehmen können durch ihre Kundenähe als Vermittler zwischen dem energiepolitischen Entscheidungs- und Gesetzgebungsprozess

auf der Bundesebene und den sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die Energienachfrager_innen (z. B. den Anstieg staatlich verursachter Stromkostenbestandteile) fungieren. Da jede Strompreissteigerung die Wechselbereitschaft der Stromkund_innen erhöht, sind kommunale Unternehmen in nicht unerheblichem Maße auch in Bezug auf ihre Vertriebsaktivitäten von energiepolitischen Entscheidungen betroffen, die sie nicht steuern können.

Neben den Spreads spielen in Bezug auf die absolute Höhe der Deckungsbeiträge auch die Volllaststunden eine wichtige Rolle, die von den einzelnen Kraftwerkstypen realisiert werden können. Diese wiederum sind abhängig davon, wo sich diese Kraftwerke innerhalb der Merit Order aufgrund ihrer Grenzkosten platzieren können.

Bei den derzeit existierenden CO₂- und Brennstoffpreisverhältnissen und einer leicht sinkenden Stromnachfrage geht der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wesentlichen auf Kosten der gasbefeuerten Kraftwerke (vgl. Abbildung 3). Dämpfend auf diese Entwicklung wirkt sich nur der regulatorisch vorgegebene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und der aufgrund niedriger deutscher Spotmarktpreise (Netto-)Export ins europäische Ausland aus.



Wie Abbildung 3 deutlich macht, gelang es den erneuerbaren Energien bezogen auf die erzeugte Strommenge, den Rückgang der Stromproduktion aus Kernkraftwerken mehr als auszugleichen. Die mit sehr geringen Brennstoffkosten verbundene Nutzung der Braunkohle zeigt über viele Jahre hinweg eine nahezu

⁵ In der betriebswirtschaftlichen Literatur wird diese Differenz auch als Deckungsbeitrag bezeichnet.

⁶ Die mit dem Bau der Anlage verbundenen Investitionskosten sind aus betriebswirtschaftlicher Sicht als versunkene Kosten („sunk cost“) zu betrachten. Sie spielen für Betriebsführungsentscheidungen keine Rolle mehr.

unveränderte Stromproduktion. Das Anwachsen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien führt trotz des nicht unerheblichen Exports von Strom in das europäische Ausland in der energiewirtschaftlichen Praxis offensichtlich dazu, dass die im Betrieb teuren Stromerzeugungstechnologien, d. h. Erdgaskraftwerke und – in geringerem Maße auch Steinkohlekraftwerke – weniger Strom erzeugen.

Bei den gegenwärtigen Brennstoffpreisverhältnissen und dem niedrigen CO₂-Preis gehören gasbefeuerte emissionsarme Kraftwerke zu den Verlierern des energiewirtschaftlichen Strukturwandels. Da diese oft von kommunalen Energieversorgern betrieben werden, hat dies erhebliche Auswirkungen auf deren wirtschaftliche Situation. Näher beleuchtet wird dieser Zusammenhang in Kapitel 5.2.

4.6 GESCHÄFTSMODELLE UNTER DRUCK

Zu den wesentlichen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung gehört, wie schon erwähnt, die Senkung der CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent, die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung auf 80 Prozent und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent (jeweils zu erreichen bis 2050). Während die Ziele der Energiewende, die sich auf die erneuerbaren Energien beziehen, aller Voraussicht nach erreicht werden, bestehen bezogen auf die Effizienzziele und Treibhausgasminderungsziele mit Blick auf die für 2020 anvisierten Zwischenziele derzeit noch Defizite. Bei den aktuell existierenden CO₂- und Brennstoffpreisverhältnissen und einer leicht sinkenden Stromnachfrage geht der mit der Energiewende verbundene energiewirtschaftliche Strukturwandel zu einem großen Teil auf Kosten der gasbefeuerten Kraftwerke. Für die kommunalen Energieversorger, die in den letzten Jahren in den Neubau effizienter konventioneller Kraftwerke investiert haben, ergeben sich hierdurch erhebliche wirtschaftliche Risiken. Hinzu kommen Risiken in Bezug auf andere Geschäftsfelder (z. B. den Großhandel oder den Vertrieb). Gleichzeitig bietet die Umsetzung der Energiewende neue Chancen, die zusammen mit den Herausforderungen im Folgenden spartenbezogen analysiert werden sollen.

5

AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE AUF KOMMUNALE ENERGIEVERSORGER

5.1 ZUR ZUKUNFTSFÄHIGKEIT KLASSISCHER GESCHÄFTSMODELLE

Wie eine kürzlich erschienene Studie des Kompetenzzentrums für Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge an der Universität Leipzig und der DKB betont, zieht der politisch gewollte energiewirtschaftliche Strukturwandel auch bei den kommunalen Energieversorgern eine grundlegende Neuausrichtung der Geschäftstätigkeit und damit einhergehend eine Umstrukturierung der Geschäftsfelder nach sich (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 24). Von den befragten Unternehmen erwartet knapp die Hälfte (48 Prozent) einen sinkenden Anteil des Kerngeschäfts (Versorgung mit Strom, Gas und Wärme), 57 Prozent gehen von einer zunehmenden Erbringung von Systemdienstleistungen aus. 68 Prozent sehen die Notwendigkeit, die Erzeugungsstruktur anzupassen bzw. Investitionen in den Aus- und Umbau der Verteilnetze zu tätigen.

Unter der Annahme, dass die Bundesregierung die energierechtlichen Rahmenbedingungen schafft, die zur Erreichung der quantitativen Ziele der Energiewende erforderlich sind, lassen sich aus den in der Tabelle 1 genannten Zielen in einer Langfristsperspektive (d. h. mit Blick auf das Jahr 2050) folgende Thesen zur Zukunftsfähigkeit klassischer bzw. neuer Geschäftsmodelle im energiewirtschaftlichen Bereich ableiten:

Die folgenden energiewirtschaftlichen Geschäftsmodelle sind langfristig betrachtet Auslaufmodelle (bzw. in ihrer Anwendbarkeit erheblich eingeschränkt):

- **Bereitstellung von Strom (kWh) aus Kernkraftwerken:** Dies ergibt sich aus dem Kernenergieausstieg, der bis 2022 abgeschlossen sein soll.
- **Bereitstellung von Strom (kWh) aus fossilen Energieträgern (nicht jedoch zwingend von Kraftwerksleistung in kW):**⁷ Dies ergibt sich aus der Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen um 80 Prozent bis 95 Prozent im Verbund mit einem sektorspezifischen Anstieg des Anteils der erneuerbaren

Energien an der Stromversorgung auf 80 Prozent im Jahr 2050. Der Anteil der fossilen Energieträger an der Stromerzeugung muss somit komplementär auf 20 Prozent (oder weniger) fallen. Zu betonen ist, dass sich diese Aussage zur Rolle der fossilen Brennstoffe im Stromsektor ausschließlich auf die erzeugte elektrische Energiemenge (gemessen in kWh) bezieht. In Bezug auf das Vorhalten der notwendigen gesicherten Leistung (gemessen in kW) können Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen (z. B. Erdgas) betrieben werden, weiterhin eine bedeutende Rolle spielen. Da sich der Einsatz dieser Anlagen auf wenige Stunden im Jahr beschränkt, stehen die CO₂-Ziele und die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien einem seltenen Einsatz dieser Anlagen nicht entgegen.

- **Bereitstellung von Raumwärme aus Kohle, Öl oder Gas, sofern diese nicht aus Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) oder Wärmepumpen-Anlagen stammt:** Dies ergibt sich aus der Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen um 80 Prozent bis 95 Prozent im Verbund mit der Reduktion des (nichterneuerbaren) Primärenergiebedarfs im Gebäudebereich um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 2008 (BMWi 2015a: 32). Da der Wirkungsgrad von Heizkesselanlagen zwischen 80 bis 100 Prozent liegt, erzwingt dies eine Reduktion des Anteils der fossilen Brennstoffe im Bereich der heizkesselbasierten Gebäudewärmeversorgung auf weniger als 20 Prozent.

Mittelfristig attraktiv erscheinen dagegen folgende Geschäftsmodelle:⁸

- **Nutzung der erneuerbaren Energien:** Dies ergibt sich aus dem gewünschten Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am nationalen Bruttoendenergieverbrauch auf 60 Prozent im Jahr 2050. Im Stromsektor ergeben sich durch den höheren Zielwert (80 Prozent bis 2050) besonders hohe Zuwächse im Bereich der EE.

⁷ 85 Prozent der Erzeugungskapazität der Stadtwerke sind der konventionellen Erzeugung zuzuordnen (VKU 2015).

⁸ Inwieweit es den kommunalen Unternehmen in den einzelnen Bereichen gelingt, an der „neuen Energiewelt“ teilzuhaben, wird spartenspezifisch in den Kapiteln 5.2–5.9 im Detail untersucht.

- **Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Reduktion des nichtregenerativen Primärenergieeinsatzes:** Dies ergibt sich aus der gewünschten Reduktion des nationalen Primärenergieeinsatzes um 50 Prozent, der Reduktion des Strombedarfs um 25 Prozent sowie der Reduktion des Primärenergiebedarfs im Gebäudebereich um 80 Prozent (jeweils zu erreichen bis 2050 gegenüber dem Referenzwert im Jahr 2008). Darüber hinaus soll die volkswirtschaftliche Energieproduktivität zwischen 2008 und 2050 jährlich um durchschnittlich 2,1 Prozent gesteigert werden.
- **Maßnahmen zum Ausgleich der mit der Nutzung der erneuerbaren Energien verbundenen räumlichen und zeitlichen Variabilität (Flexibilitätsoptionen):** Dies ergibt sich indirekt aus den Zielen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Verbund mit dem politischen Ziel der Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

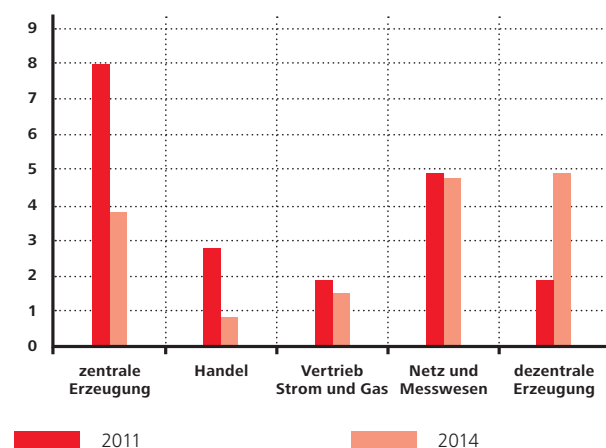
Die voranstehende Bewertung der Zukunftsfähigkeit einzelner Geschäftsmodelle ergab sich ohne weitere energiewirtschaftliche Analyse „systemisch“ aus einer Betrachtung der quantitativen Ziele der Energiewende. Die Gültigkeit der Bewertung setzt voraus, dass die Bundesregierung die energiepolitischen Rahmenbedingungen schafft, die dazu führen, dass die auf die Zukunft bezogenen Ziele nicht nur formuliert, sondern auch tatsächlich erreicht werden. Hierbei ist zu beachten, dass das bloße Niederschreiben der Zielwerte im Energiekonzept oder in den konkretisierenden Gesetzen und Verordnungen nicht ausreichend ist. Notwendig ist die Schaffung klima- und energiepolitischer Instrumente, die das Verhalten der energiewirtschaftlichen Akteure (z. B. durch die Einführung von Emissionsobergrenzen, CO₂-Preisen, Fördermaßnahmen oder – wie im Falle des Kernenergieausstiegs – energierechtlichen Verboten) so beeinflussen, dass die Ziele auch faktisch erreicht werden. Erst diese Instrumente führen dazu, dass einzelne Geschäftsmodelle an Bedeutung verlieren und andere an Attraktivität gewinnen.

Darüber hinaus gilt, dass die energiewirtschaftliche Attraktivität der Geschäftsmodelle nicht nur von den klima- und energiepolitischen Instrumenten abhängt, die die Bundesregierung bereits geschaffen hat oder im Rahmen der kontinuierlichen Anpassung der energiewirtschaftlichen Gesetzgebung noch schaffen wird. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit konventioneller und neuer Geschäftsmodelle wird ferner beeinflusst von (teilweise internationalen) energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z. B. bezogen auf die Preise der fossilen Energieträger) und energie- oder klimapolitischen Beschlüssen auf EU-Ebene, die nur zum Teil von der Bundesregierung (mit-)gestaltet werden können. Hinzu kommen in zunehmenden Maße auch Rückwirkungen des angestoßenen Strukturwandels auf das Marktumfeld (z. B. die Großhandelspreise für Strom). Markt und Technik setzen mittlerweile ihre eigenen Maßstäbe. Der Energiewendezug rollt und nimmt an Fahrt auf.

Im Folgenden soll der Fokus auf die Frage gelegt werden, welche Risiken sich aus der weitergehenden Umsetzung der Energiewende mittelfristig (d. h. bis 2030) für kommunale Energieversorger ergeben können und welche neuen Geschäftsmodelle bereits in den nächsten zehn Jahren einen Beitrag zum Erfolg der kommunalen Unternehmen leisten dürften. Hierzu ist es erforderlich, die einzelnen Sparten der Unternehmen näher zu betrachten, da sie von den genannten Entwicklungen in unterschiedlichem Maße betroffen sind und zukünftig auch sein werden. Zu den Unternehmensbereichen, die näher analysiert

werden sollen, gehören (1) Erzeugung (von Strom und Fernwärme), (2) Großhandel, (3) Energievertrieb (Lieferung von Strom, Fernwärme und/oder Erdgas an Endkunden), (4) Netze und Messwesen sowie (5) Energiedienstleistungen.

Abbildung 4
Prognostizierte Gewinnentwicklung (EBIT in Mrd. Euro) in ausgewählten Geschäftsfeldern der Energiewirtschaft in der BRD



Quelle: Thüga/A.T. Kearney 2016. Der Bereich Netz und Messwesen umfasst die Übertragungs- und Verteilnetze.

Wie eine kürzlich veröffentlichte Studie (Thüga/A.T. Kearney 2016) zur erwarteten Gewinnentwicklung in der Energiewirtschaft zeigt (vgl. Abbildung 4), gehen prominente Marktteilnehmer davon aus, dass das operative Ergebnis (EBIT, Gewinn vor Zinsen und Steuern) im Bereich der zentralen Erzeugung bezogen auf die deutsche Energiewirtschaft zwischen 2011 und 2024 drastisch fallen wird. Im Bereich der dezentralen Erzeugung wird dagegen ein erheblicher Zuwachs erwartet.

Beides lässt sich unter Rückgriff auf die fundamentalen Daten der Energiewende gut verstehen: Die Erzeugung von Strom in fossil-befeuerten bzw. nuklearen zentralen Kraftwerken wird abnehmen. Die (oft dezentrale) Nutzung von erneuerbaren Energien wird dagegen zunehmen. Unsicher ist hier jedoch, inwieweit es den Versorgern gelingt, davon zu profitieren. Der regulierte Bereich (der Bau und der Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze) zeigt ein stabiles Verhalten. Auffallend ist der starke Rückgang des operativen Ergebnisses im Bereich des (Groß-) Handels (minus 75 Prozent). Zu betonen ist, dass es der Branche als Ganzes nicht gelingt, die Verluste in einzelnen Geschäftsfeldern durch Gewinne in anderen zu kompensieren. Es bleibt insgesamt gesehen ein Rückgang des operativen Ergebnisses um etwa 21 Prozent, der zu einem großen Teil den vier großen Energieversorgungsunternehmen zuzuordnen ist.

Auch wenn einzelne kommunale Unternehmen gefährdet sein sollten, so erweckt die Studie den Eindruck, dass die Gruppe der kommunalen Energieversorger glimpflich davonkommen könnte. Eine umfassende Bewertung erfordert jedoch eine differenzierte Analyse. Im Folgenden sollen die einzelnen Geschäftsfelder, die sich bei kommunalen Energieversorgungsunternehmen in der Regel Unternehmenssparten bzw. Tochterunternehmen zuordnen lassen, deshalb bezüglich ihrer zukünftigen Gewinnerwartung genauer betrachtet werden.

5.2 ZENTRALE ERZEUGUNG VON STROM IN FOSSIL BEFEUERTEN KRAFTWERKEN

Im Bereich der Erzeugung von Strom und Wärme sind die von der Energiewende ausgehenden Risiken für kommunale Versorger insbesondere im Bereich der fossil-befeuerten Kondensationskraftwerke zu suchen, die 40 Prozent der installierten Kraftwerksleistung der kommunalen Energieversorger repräsentieren (VKU 2016b). Nur in Einzelfällen sind diese über Beteiligungen auch vom Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie betroffen. Gedämpft werden die negativen Auswirkungen zumindest mittelfristig dann, wenn die Versorger durch den Verkauf von Fernwärme, die in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt wurde, zusätzlich zum Verkauf von Strom Erlöse durch den Verkauf von Fernwärme erzielen können. Hierbei ist entscheidend, wie sich die Nachfrage nach Fernwärme mittelfristig entwickeln wird. In geringerem Maße gilt dies durch den erhöhten Gasabsatz auch dann, wenn Strom und Wärme in dezentralen (KWK-) Anlagen lokal erzeugt wird, vorausgesetzt, dem kommunalen Versorger gelingt es, sich diesbezüglich im Wettbewerb der Gasversorger zu behaupten oder die dezentrale Erzeugung selbst durchzuführen. Chancen ergeben sich im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien, wenn es den kommunalen Energieversorgern gelingt, ihre Expertise in diesem Bereich zu erhöhen und das Feld nicht privaten Akteuren zu überlassen.

Das operative Ergebnis wird im Bereich der zentralen Erzeugung in erster Linie von den Deckungsbeiträgen bestimmt, die die Kraftwerke im Wettbewerb mit anderen Erzeugern realisieren können. Diese ergeben sich durch Multiplikation der verkauften Strommengen mit dem jeweils herrschenden Großhandelsstrompreis abzüglich der variablen Kosten, die für die Erzeugung des Stroms aufzubringen sind. Letztere berücksichtigen insbesondere die Kosten der für die Erzeugung des Stroms erforderlichen Brennstoffe sowie die Kosten für den Erwerb der Emissionszertifikate, die im Zusammenhang mit der Verbrennung der Brennstoffe nachzuweisen sind.

Energiepolitische Vorgaben im Hinblick auf die Erhöhung des Anteils einer Erzeugungsform (z. B. durch den Ausbau erneuerbarer Energien) oder dessen Reduktion (z. B. im Rahmen des Kernenergieausstiegs) beeinflussen die Deckungsbeiträge⁹ der Stromerzeuger im Wesentlichen über zwei Wirkungspfade (vgl. Bode et al. 2010):

- **Mengeneffekt:** Da die oftmals mit Erdgas befeuerten Kraftwerke¹⁰ der kommunalen Energieversorger im Betrieb im Vergleich zu Kohlekraftwerken teuer sind (und sich somit am rechten Rand der Merit-Order befinden), verringern zusätzliche Strommengen, die sich durch niedrigere Grenzkosten auszeichnen (z. B. solche, die aus Sonne und Wind erzeugt werden), die Laufzeiten der Erdgaskraftwerke und damit folglich auch die von ihnen produzierte und vom Markt vergütete Strommenge.

- **Preiseffekt:** Die zusätzliche Integration von Strommengen, die geringe Grenzkosten aufweisen, vermindert, wie bereits zuvor beschrieben, den Einsatz von (teuren) Kraftwerken. Dadurch sinkt ceteris paribus der Preis,¹¹ was die Deckungsbeiträge der Kraftwerke, die mengenmäßig nicht verdrängt werden, dennoch schrumpfen lässt. Zu beachten ist hierbei, dass zeitgleich ablaufende Veränderungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie des Umfangs des zur Verfügung stehenden Kraftwerkparks die Spotmarktpreise ebenfalls beeinflussen. Dies erklärt, warum Studien zur mittelfristigen zukünftigen Entwicklung der Spotmarktpreise trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien einen Anstieg dieser Preise zeigen können. Inwieweit dies realistisch ist, soll im Folgenden untersucht werden.

Da sich die Deckungsbeiträge der konventionellen Kraftwerke aus den Stomerlösen (berechnet aus der abgesetzten Menge multipliziert mit dem jeweiligen Großhandelsstrompreis) abzüglich der variablen Kosten der Stromerzeugung ergeben, muss bei einer Gesamtbewertung auch die Veränderung der Faktoren berücksichtigt werden, die zusammengenommen die variablen Kosten darstellen. Hierzu gehören neben den Brennstoffkosten insbesondere auch die zukünftig zu erwartenden CO₂-Preise.

Wie die diesbezüglichen Metaanalysen zeigen, gehen die meisten Studien davon aus, dass die Brennstoffpreise mittelfristig ansteigen werden (Agentur für erneuerbare Energien 2015; Bruckner/Böttger 2016). Auch bezüglich der CO₂-Preise erwarten viele Studien bis 2030 eine Erholung und einen Anstieg auf mehr als 20 Euro/tCO₂ (Agentur für erneuerbare Energien 2013; Bruckner/Böttger 2016). Im Bereich des konventionellen Kraftwerkparks kann man durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Stilllegung von alten Braun- und Steinkohlekraftwerken davon ausgehen, dass erhebliche Kapazitäten, die derzeit niedrige variable Stromerzeugungskosten haben, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch solche ersetzt werden, die niedrige Investitionskosten, aber hohe Betriebskosten aufweisen (Gasturbinen). Die prognostizierte Zunahme der Brennstoff- und CO₂-Preise führt im Verbund mit dem Ausscheiden von Kraftwerken, die niedrige Betriebskosten aufweisen, dazu, dass die Spotmarktpreise mittelfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit wieder ansteigen werden (Agentur für erneuerbare Energien 2013; Bruckner/Böttger 2016). Auf den ersten Blick könnte dies die Erwartung stützen, dass sich die derzeit schwierige Lage der erdgasbefeuerten Gaskraftwerke mittelfristig wieder entspannen könnte.

⁹ Unter dem Deckungsbeitrag, den ein Kraftwerk erwirtschaften kann, versteht man die Differenz aus den Erlösen (die z. B. durch die Vermarktung des Stromes am Großhandel erzielt werden können) und den variablen Kosten für den Betrieb des Kraftwerks.

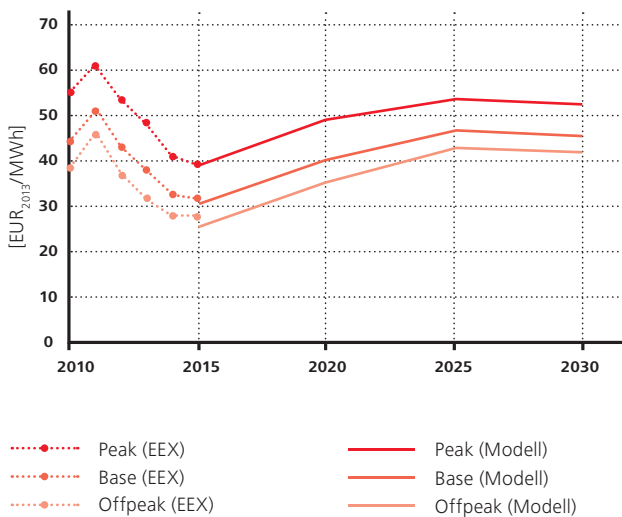
¹⁰ Es handelt sich dabei in der Regel um effiziente Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sowie weniger effiziente Gasturbinen, die dazu dienen, Spitzen der Residuallast (= Nachfrage abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien) abzudecken.

¹¹ In Bezug auf die Integration der erneuerbaren Energien wird dieser Effekt als „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet (Philibert 2011).

Abbildung 5a

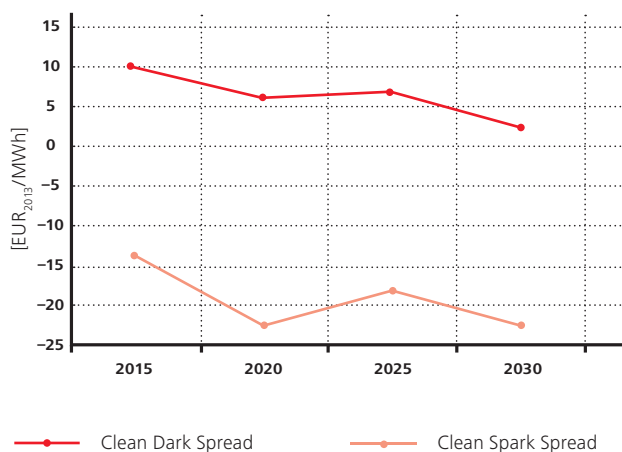
Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads

Prognostizierte Entwicklung der Börsenpreise für Strom



Quelle: Bruckner/Böttger 2016 (eigene Berechnungen).

Abbildung 5b

Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der SpreadsPrognostizierte Entwicklung der Spreads¹² in €/MWh für Steinkohlekraftwerke (Clean Dark Spread, Wirkungsgrad 43%) und Gaskraftwerke (Clean Spark Spread, Wirkungsgrad 55%).

Quelle: Bruckner/Böttger 2016 (eigene Berechnungen).

Wie ein Blick auf Abbildung 5a zeigt, steigt zwar der Spotmarktpreis nach den von uns durchgeführten Modellrechnungen mittelfristig an, gleichzeitig nehmen durch die steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise aber auch die variablen Stromerzeugungskosten in einem so großen Ausmaß zu, dass sich für erdgasbeheizte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Anlagen) keine positiven Spreads (vgl. Abbildung 5b) und damit keine positiven Deckungsbeiträge erwarten lassen. Auch wenn die Unsicherheit in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise hoch ist und neuere Studien von niedrigeren CO₂- (Janssen et al. 2015: 10) bzw. geringeren Brennstoffpreisen (vgl. IEA 2016a) ausgehen, so ist aufbauend auf die hier gezeigten Ergebnisse zumindest nicht auszuschließen, dass die kommunalen Energieversorger, die Beteiligungen an GuD-Anlagen halten, auch mittelfristig mit einer wirtschaftlich schwierigen Situation im Bereich der zentralen Erzeugung von Strom zu rechnen haben.

Umfragen bei Energieversorgern bestätigen die hier aus Modellrechnungen abgeleiteten Erwartungen. Viele von ihnen planen weitere Erzeugungskapazitäten aus dem Markt zu nehmen, und sind sich darüber einig, dass die Erzeugungskrise ohne substantielle Änderungen dauerhaft sein wird (Horváth & Partners 2015: 2).

Wie bereits betont wurde, zählt die zentrale Erzeugung von Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken langfristig zu den Auslaufmodellen. Eine energiepolitische Intervention zugunsten des Betriebs von Gaskraftwerken erscheint im Kontext der gegebenen Energiewendeziele deshalb grundsätzlich nicht angezeigt, solange:

1. der europäische Emissionshandel CO₂-Preise entstehen lässt, die so hoch sind, dass der Kraftwerkssektor seinen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele leisten kann;
2. der sogenannte Energy Only Market dafür sorgt, dass parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der komplementär geringer werdenden Einspeisung aus fossilen Kraftwerken stets eine Kraftwerkskapazität zur Verfügung steht, die die Versorgungssicherheit sicherstellen kann.

Trotz der Einführung der Marktstabilitätsreserve im EU ETS (BMW i 2016b) ist bis 2030 nicht damit zu rechnen, dass CO₂-Preise entstehen (vgl. Janssen et al. 2015: 10), die aus sich heraus dazu führen, dass die Erzeugung von Strom in Braun- und Steinkohlekraftwerken zugunsten der Einspeisung aus Erdgaskraftwerken abnimmt (sogenannter Fuel Switch). Auf der Basis der Brennstoffpreise des Jahres 2014 liegt der CO₂-Preis, der dazu führt, dass ein effizientes GuD-Kraftwerk in der Merit Order vor ein ineffizientes Steinkohlekraftwerk rückt, bei etwa 30 Euro/tCO₂; es verdrängt effiziente Steinkohlekraftwerke bzw. ineffiziente Braunkohlekraftwerke ab etwa 45 Euro/tCO₂. Mehr als 60 Euro/tCO₂ wären notwendig, damit sich effiziente Erdgaskraftwerke in der Merit Order vor effizienten modernen Braunkohlekraftwerken positionieren könnten. Grundsätzlich auszuschließen ist dies – für den Fall, dass Europa die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris ernst nimmt – allerdings nicht. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch eine grundlegende Reform des europäischen Emissionshandels, die deutlich über die bisherigen Beschlüsse hinausgeht (vgl. Kapitel 6).

Bezüglich der Versorgungssicherheit gibt es aufgrund von Unzulänglichkeiten im existierenden Marktdesign (BMW i 2015b) die Sorge, dass mittelfristig zu wenig gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Das am 30.7.2016 in Kraft getretene „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes“ (Bundestag 2016)

¹² Betrachtet werden hier die sogenannten Clean Spreads, d. h. die Strommarkterlöse, die beim Verkauf einer MWh Strom erzielt werden können, abzüglich der Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten, die durch die Produktion dieser MWh verursacht werden. Das Zusatzwort „Clean“ betont, dass bei der Berechnung der Spreads CO₂-Emissionskosten berücksichtigt wurden.

versucht beide Problemfelder zu adressieren und neben der Sicherstellung der Versorgungssicherheit gleichzeitig auch den Beitrag des Kraftwerkssektors zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele für das Jahr 2020 zu erhöhen. Derzeit lässt sich nicht abschließend bewerten, inwieweit die Neuregelungen des Gesetzes hierfür ausreichend sind.¹³ Die Hoffnung, dass die Krise im Bereich der konventionellen erdgasbasierten Erzeugung durch zusätzliche Erträge aus einem bundesweiten Kapazitätsmarkt entschärft wird (Horváth & Partners 2015: 2), hat sich durch das neue Strommarktgesetz bezogen auf die typischerweise von Stadtwerken betriebenen Anlagen nicht erfüllt.

5.3 KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Bezogen auf den Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Erreichung der Energiewendeziele stellt die vom BMWi in Auftrag gegebene Evaluierungsstudie (Prognos et al. 2014: 1) fest: „Bereits heute spart die KWK gegenüber der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung rund 56 Mio. Tonnen CO₂ ein. Bei einer Erschließung weiterer KWK-Potenziale sind gegenüber heute weitere Einsparungen möglich, auch wenn das zukünftige Stromerzeugungssystem durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien geprägt sein wird.“ Die Autoren betonen gleichzeitig: „Aus der Kosten-Nutzen-Analyse geht hervor, dass KWK gegenüber ungekoppelten Systemen in bestimmten Anwendungsfällen betriebs- und volkswirtschaftliche Vorteile aufweist. Auch deshalb wurden für den weiteren KWK-Ausbau große Potenziale identifiziert. Diese liegen hauptsächlich im Bereich der allgemeinen Versorgung (Fernwärme) und der Industrie. In Gebieten ohne Fernwärmeanschluss weisen auch Objekt-KWK-Anlagen zusätzliche Potenziale auf. Die Fernwärme-Potenziale weisen eine hohe Sensitivität auf. Bereits geringe Änderungen der Rahmenbedingungen, d. h. auch der Förderbedingungen, wirken sich erheblich auf die Ergebnisse aus. Das Erreichen hoher Anschlussgrade ist von essentieller Bedeutung. Dies erfordert eine entsprechende politische Flankierung“ (Prognos et al. 2014: 1).

Die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) hat das Ziel, die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen zu erhöhen und Investitionen in besonders effiziente, flexible und CO₂-arme Anlagen zu steigern. Das diesbezügliche EU-Beihilfungsverfahren hat zu Änderungsaufgaben geführt, die vom KWK-Änderungsgesetz aufgegriffen werden, das am 1.1.2017 in Kraft trat (BMWi 2016h).

Im Hinblick auf kommunale Energieversorger, deren installierte Kraftwerksleistung zu 43 Prozent aus KWK-Anlagen besteht (VKU 2016b), sind vor allem folgende Punkte von besonderer Bedeutung: „Mit der Novellierung des KWKG sollen Perspektiven für Erhalt und Ausbau der KWK verbessert, die Umstellung von Kohle auf Gas gezielt gefördert und Kohärenz mit anderen Zielen und Maßnahmen der Energiewende hergestellt werden. Auch um einen Beitrag zur Erreichung der nationalen CO₂-Einsparziele zu leisten, werden künftig neue oder modernisierte KWK-Anlagen, die Kohle als Brennstoff verwenden, nicht

mehr gefördert. [...] Für bestehende gasbefeuerte KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung wird eine bis Ende 2019 befristete Förderung eingeführt, um die Stilllegung effizienter Strom- und Wärmeversorgungsanlagen zu verhindern und die entsprechenden CO₂-Mengen einzusparen“ (BMWi 2016i: 3, 4). Insgesamt gesehen beabsichtigt die Bundesregierung, das jährliche Fördervolumen der KWK deutlich zu erhöhen (BMWi 2016h), was zu einem nicht unerheblichen Teil solchen KWK-Anlagen zugutekommen kann, die von kommunalen Energieversorgern betrieben werden. Durch die angesprochenen Neuregelungen soll es gelingen, die Stromproduktion von 105,5 TWh im Jahr 2015 auf 110 TWh (2020) bzw. 120 TWh (2025) moderat zu steigern. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas sowie durch einen moderaten Neubau von KWK-Anlagen sollen im Stromsektor bis 2020 zusätzliche 4 Millionen t CO₂ eingespart werden (BMWi 2016c: 76–77).

Ein Ausbau der KWK steht durch die damit verbundenen Effizienzsteigerungen und die daraus resultierenden Treibhausgasreduktionen mittelfristig nicht im Gegensatz zu den Zielen der Energiewende. Langfristig betrachtet gilt dies auch dann, wenn der zum Betrieb der KWK-Anlagen verwendete Energieträger zunehmend dekarbonisiert wird. Prognos et al. (2014) betonen in ihrer Kosten-Nutzen-Analyse der KWK-Nutzung in diesem Zusammenhang: „Eine Implementierung von fossil befeuerten KWK-Anlagen in der Objekt- sowie der Fernwärmeversorgung innerhalb der nächsten Jahre ermöglicht einerseits eine zeitnahe erhebliche CO₂-Minderung durch den Ausbau einer hocheffizienten dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung. Andererseits werden dadurch bereits heute Strukturen geschaffen, um mittelfristig relativ einfach auf technische Neuentwicklungen im KWK-Anlagenbau wie ggf. die Brennstoffzelle zurückgreifen zu können. Außerdem erscheint es einerseits technisch heute bereits möglich und andererseits im Rahmen der Energiewende mittelfristig wahrscheinlich, dass zukünftig KWK-Anlagen verstärkt [...] Methan¹⁴ verwenden, das aus Biomasse, Windkraft oder PV-Strom (Power-to-Gas) hergestellt und über das vorhandene Erdgasnetz verteilt wird“ (Prognos et al. 2014: 157).

Komplementär zur Nutzung CO₂-armer Brennstoffe können die im Zusammenhang mit der Nutzung der KWK aufgebauten langlebigen Nah- bzw. Fernwärmenetze darüber hinaus zunehmend auch dafür verwendet werden, solare Wärme oder Wärme aus der Nutzung überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien (Power-to-Heat) zur Deckung des Wärmebedarfs heranzuziehen (Böttger et al. 2014).

In der Vergangenheit wurde die Einbindung von Solarwärme in Fernwärmesysteme mit KWK-Anlagen kritisch betrachtet (Gröger et al. 2013), da hierdurch die für den effizienten Betrieb der KWK-Anlagen erforderliche Wärmenachfrage gerade in den (Sommer-)Monaten mit ohnehin geringer Wärmenachfrage weiter gesenkt wird. Aufgrund der zunehmenden Nutzung der Photovoltaik kommt es aber bundesweit zukünftig in den Sommermonaten immer häufiger zu Situationen, in denen KWK-Anlagen aufgrund der dadurch bedingt besonders niedrigen (teils negativen) Spotmarktpreise nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die Einbindung von solarer Wärme oder Wärme aus Überschussstrom in Fernwärmesysteme

13 Zweifel verbleiben vor dem Hintergrund des zunehmend gekoppelten EU-Strombinnenmarktes vor allem im Hinblick auf die Frage, welche potenziell negativen Auswirkungen auf die im Energy Only Market (EOM) gewünschte Entstehung von kostendeckenden Preisspitzen dadurch zu erwarten sind, dass einige Länder der EU Kapazitätsmärkte einführen wollen oder bereits eingeführt haben (Götz et al. 2015).

14 Die Originalquelle spricht von Biomethan, was im Rahmen einer Erzeugung durch Power-to-Gas nicht angemessen erscheint.

(Power-to-District-Heat) bietet eine attraktive Möglichkeit, in den Sommermonaten die Wärmegrundlast zukünftig auch dann zu decken, wenn KWK-Anlagen aufgrund der Verhältnisse am Spotmarkt stromseitig nicht rentabel betrieben werden können.

Im Gegensatz zur Forderung nach einer Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate der Gebäude, die im 1. Monitoring-Bericht zur Energiewende noch als Ziel aufgeführt war (BMWi 2016j), hat sich mittlerweile die Erkenntnis durchgesetzt, dass sich ein in 2050 weitgehend klimaneutraler Gebäudebestand unter Umständen günstiger durch einen kosteneffizienten Mix aus Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (z. B. Wärmedämmmaßnahmen) und solchen zur weitgehend CO₂-freien Wärmeversorgung erreichen lässt.

Der 3. und 4. Monitoring-Bericht legen die Betonung konsequenterweise nunmehr zielführend auf den nichterneuerbaren Primärenergiebedarf, der im Gebäudebereich bis 2050 um 80 Prozent reduziert werden soll. Da eine unnötig weitgehende Reduktion des Wärmebedarfs die Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsnetzen grundsätzlich infrage gestellt hätte, kommt diese Anpassung der Energiewendeziele der zentralen Wärmeversorgung entgegen.

Die hier beschriebenen Zusammenhänge verdeutlichen, dass es bei der Annäherung an eine weitgehend CO₂-freie Energieversorgung zukünftig nicht mehr ausreicht, Gebäude und Quartiere isoliert zu betrachten. Wichtig ist die gleichzeitige Berücksichtigung der parallel stattfindenden Veränderungen im gesamten kommunalen Wärmenetz sowie – aufgrund der stromseitigen Interaktionen – im gesamten deutschen (bzw. europäischen) Kraftwerkspark.

Besonders betont werden soll an dieser Stelle die Rolle der Fern- bzw. Nahwärmenetze als „Enabler“ für den Einsatz von Quartierslösungen und Technologien, die (1) unabhängig von der Brennstoffart im Rahmen der KWK zu einer Steigerung der Energieeffizienz in der Umwandlung und damit zur Reduktion des Primärenergieeinsatzes führen sowie (2) es erleichtern, erneuerbare Energien im Neubau, aber auch im Bereich der Bestandsgebäude sukzessive in die Wärmeversorgung zu integrieren (z. B. über mit Biogas, Biomasse oder regenerativen Methan gefeuerte KWK-Anlagen, Power-to-District-Heat, Geothermie und Solarwärme).

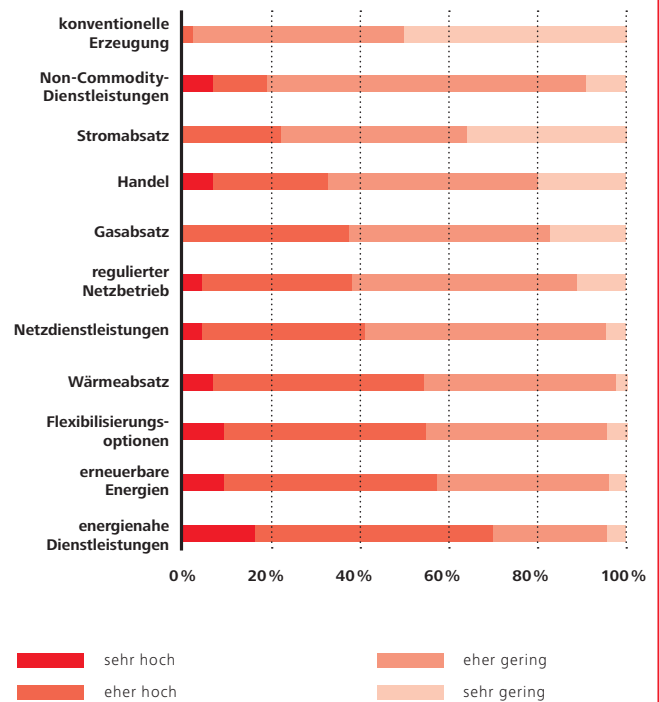
5.4 NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Wie bei den grundsätzlichen Überlegungen zu den Konsequenzen der Energiewende bereits angesprochen, ergeben sich im Bereich des Ausbaus der EE neue Chancen, die es kommunalen Energieversorgern erlauben sollten, zumindest einen Teil der Verluste, die in anderen Sparten erwartet werden, zu kompensieren (vgl. Abbildung 4). Ziel des am 8.7.2016 beschlossenen EEG 2017 ist es, „den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf [...] 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, [...] 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und [...] mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050“ (Bundesrat 2016b: 5).

Da bis 2035 bereits einige der durch das EEG geförderten Anlagen ihr Lebensende erreichen, handelt es sich bei den bis zum Jahr 2035 zu erwartenden Investitionen somit nicht nur um Zubau, sondern auch um Ersatzinvestitionen (vgl. Öko-Institut 2015: 13–14). Vorausgesetzt, dass die energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Zielerfüllung erlauben,

ergeben sich aus dieser mengenorientierten Perspektive grundsätzlich erhebliche Marktchancen im Bereich der erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 6 und Fidan/Edelmann 2016: 14).

Abbildung 6
Margenpotenzial der verschiedenen EVU-Segmente



Quelle: Horváth & Partners 2015: 4.

Derzeit ist unsicher, in welchem Umfang es den kommunalen Energieversorgern gelingt, in diesem Marktsegment zukünftig nachhaltige Gewinne zu erwirtschaften. Zu den Gründen, die dies infrage stellen, gehört insbesondere ihr bisher sehr zurückhaltendes Engagement in diesem Bereich. In 2012 waren nur 13 Prozent der installierten Leistung im Bereich der erneuerbaren Energien auf Investitionen der Energieversorger zurückzuführen. 41 Prozent sind institutionellen und strategischen Investoren zuzuordnen; 46 Prozent dem Bereich der Bürgerenergie im weiteren Sinne, also Einzelpersonen, Bürgerenergiegesellschaften oder Bürgerbeteiligungen (Leuphana Universität Lüneburg/Nestle 2014: 8).

Ein Blick auf die jüngsten Zahlen zur Rolle der erneuerbaren Energien im Stromerzeugungssportfolio der kommunalen Energieversorgungsunternehmen zeigt, dass die EE auch aus dieser Perspektive heraus betrachtet derzeit noch eine eher untergeordnete Rolle spielen (vgl. Abbildung 7). Gemäß Angaben des VKU ist aber trotz insgesamt rückgehender Investitionen im Erzeugungsbereich bezüglich der EE ein positiver Trend zu erkennen: „Die Investitionen kommunaler Unternehmen sind auf den Umbau des Erzeugungsparks ausgerichtet. [...] Der Anteil der erneuerbaren Energien an der installierten Leistung kommunaler Unternehmen konnte von 13,5 Prozent im Jahr 2013 auf 15,6 Prozent im Jahr 2014 gesteigert werden“ (VKU 2015). In 2015 erhöhte sich dieser Wert erneut auf nunmehr 17 Prozent (VKU 2016b).

Abbildung 7a
Bedeutung der erneuerbaren Energien im Erzeugungssportfolio der kommunalen Energieversorger
 Erzeugungskapazitäten 2015

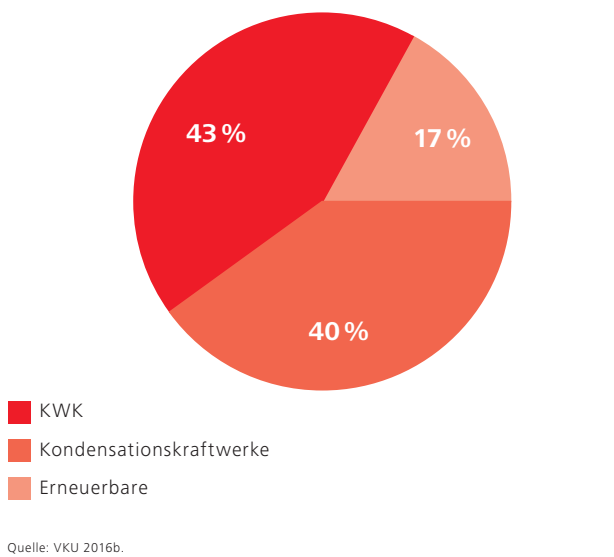
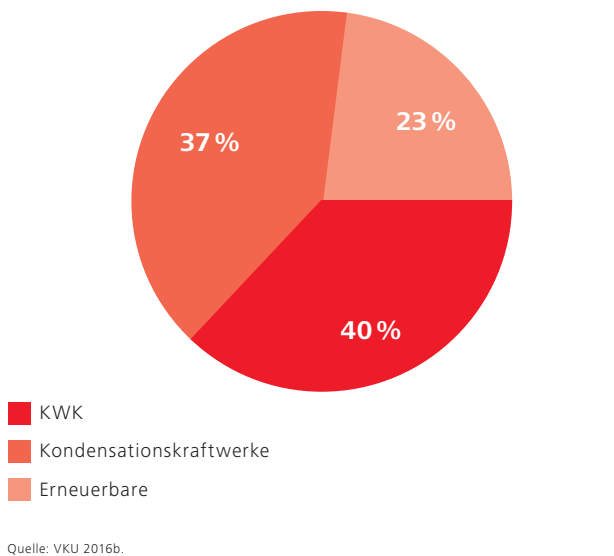


Abbildung 7b
Bedeutung der erneuerbaren Energien im Erzeugungssportfolio der kommunalen Energieversorger
 Kraftwerkskapazitäten im Bau oder im Genehmigungsverfahren 2015



Die Rahmenbedingungen für Investitionen kommunaler Energieversorger im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien werden im Wesentlichen durch die jeweils gültige Fassung des EEG beeinflusst. Mit dem EEG 2014 wurde die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt; mit dem EEG 2017 wird darüber hinaus die Phase der Technologieförderung mit festgesetzten Preisen beendet und durch wettbewerbliche Ausschreibungen ersetzt. „Die Höhe der erforderlichen Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien wird über Auktionen ermittelt. Der weitere Ausbau erfolgt damit zu wettbewerblichen Preisen. Es wird keine Überförderung mehr geben“ (BMWi 2016k: 2).

Kommunale Energieversorger gehen davon aus, dass die durch die Reform des EEG verursachte höhere Wettbewerbs-

intensität zu einer geringeren Förderhöhe und damit zu sinkenden Margen im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energie führt (Horváth & Partners 2015: 4). Hieraus ergeben sich insbesondere dann Probleme, wenn die Anteilseigner von kommunalen Energieversorgungsunternehmen (z. B. die entsprechende Kommune) zu hohe Erwartungen an die Mindestrendite haben, die von genehmigungspflichtigen Investitionen zu realisieren ist.

Vor diesem Hintergrund scheinen Investitionen in EE nur für die kommunalen Unternehmen attraktiv, die eigenständig als Projektentwickler agieren und dadurch höhere Renditen erzielen können. Für jene, die aufgrund von fehlenden personellen oder finanziellen Kapazitäten gezwungen sind, auf Beteiligungen an bereits entwickelten Projekten zurückzugreifen, erweist sich ein Engagement in EE nicht selten als wenig rentable Finanzinvestition.

In Bezug auf den eigenen Vertrieb von Strom und Wärme erweisen sich zusätzliche Investitionen in dezentrale modulare Erzeugungseinheiten, die von Wettbewerbern der kommunalen Unternehmen (z. B. biogasbefeuerte BHKW) oder von den Kund_innen selbst (z. B. Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern) installiert werden, aufgrund der sinkenden Residualnachfrage nach Strom zunehmend als erhebliche wirtschaftliche Risiken (vgl. Kapitel 5.9.).

Die Nutzung vieler EE (z. B. Freiflächen-Solaranlagen, Windkraftanlagen, Biogasanlagen) zieht darüber hinaus einen erheblichen Flächenbedarf nach sich, der in Städten typischerweise nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Der Bau und Betrieb solcher Anlagen gehört somit nicht zum traditionellen Kerngeschäft kommunaler Energieversorger. Es handelt sich um völlig neuartige Geschäftsmodelle, für die kommunale Energieversorger trotz ihrer Systemkompetenz in der Regel keine besseren Voraussetzungen mitbringen als neue Akteure am Markt. Nicht selten bestehen darüber hinaus kommunalpolitische Bedenken, wenn kommunale Unternehmen der Daseinsvorsorge finanzielle Risiken auf sich nehmen, die mit Investitionen außerhalb der Region (z. B. beim Bau von Offshore-Windkraftanlagen) verbunden sind.

Zusammenfassend lässt sich sagen: In vielen Fällen wurde in der Vergangenheit „erneuerbare Energieversorgung“ gleichgesetzt mit „dezentraler Energieversorgung“ und dies wiederum mit „kommunaler Energieversorgung“. Die viel gepriesene Nähe zu den Kund_innen führt jedoch nicht zwangsläufig dazu, dass kommunale Energieversorger an der sich zunehmend dezentral entwickelnden Energieversorgung teilhaben und die damit verbundenen Chancen nutzen können (oder wollen). Für kommunale Energieversorger geht damit die Herausforderung einher, zusätzlich oder neben einem denkbaren Engagement im Bereich der EE, alternative Geschäftsmodelle auf ihre Wirtschaftlichkeit im Kontext der Energiewende zu prüfen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist in zeitlicher Hinsicht mit erheblichen Schwankungen verbunden. Wenn die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien von Akteuren errichtet werden, die unabhängig voneinander agieren, stellt sich die Frage, wer sich in der Folge um die Stabilität des Gesamtsystems kümmert. Hierbei handelt es sich um ein Aufgabenfeld, das Energieversorgungsunternehmen grundsätzlich vertraut ist. Auch wenn zur Sicherstellung der Systemstabilität traditionell verschiedene Unternehmen in unterschiedlicher Art und Weise beitragen, lohnt es sich somit, diesen Bereich näher zu betrachten.

5.5 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZUR INTEGRATION VARIABLER ERNEUERBARER ENERGIEN

Wie bereits angesprochen, zählen Maßnahmen zum Ausgleich der mit der Nutzung der erneuerbaren Energien verbundenen räumlichen und zeitlichen Variabilität (Flexibilitätsoptionen) zu den Geschäftsmodellen, denen aus systemischen Überlegungen heraus ein langfristig bedeutsames Potenzial zugeordnet werden muss. Zu den Flexibilitätsoptionen gehören z. B. flexible konventionelle Kraftwerke (wie Gasturbinen), das Lastmanagement, das Erzeugungsmanagement im Bereich der erneuerbaren Energien sowie Energiespeicher (vgl. Horváth & Partners 2015: 59).

Regenerativ erzeugter Strom kann im Rahmen der sogenannten Sektorkopplung darüber hinaus in Wärme (Power-to-Heat, PtH) oder Wasserstoff bzw. Erdgas (Power-to-Gas, PtG) umgewandelt sowie im Verkehrssektor (Power-to-Battery) genutzt werden (BMW 2015a: 27). Die genannten Maßnahmen unterscheiden sich bezüglich der erzielbaren Wirkungsgrade, der Wirtschaftlichkeit und dem Zeitpunkt eines selbsttragenden Markteintritts in erheblichem Maße (BET 2013; BMW 2016c: 104). Nicht alles, was technologisch denkbar ist, ist im Kontext des vorhandenen Designs der Spot- und Regelenenergiemärkte wirtschaftlich vernünftig und vom Timing her betrachtet kurz- oder mittelfristig erforderlich.

Umfrageergebnisse unter den kommunalen Energieversorgern bestätigen dieses Bild (vgl. Abbildung 6). „Grundsätzlich erwarten die Befragten mit knapp zwei Drittel Mehrheit, dass durch den Ausbau von Flexibilisierungsoptionen die Möglichkeit besteht, neue Geschäftsfelder zu erschließen. Darüber hinaus werden auch zusätzliche Gewinne durch die Vermarktung von Flexibilitäten erwartet. Demgegenüber stehen hohe Risiken. Ein Großteil sieht diese bei Unklarheiten über das künftige Strommarktmodell sowie über weitere regulatorische Rahmenbedingungen in Bezug auf die Flexibilisierung“ (Horváth & Partners 2015: 6).

Zu den Optionen mit höheren Margenpotenzialen gehören das Lastmanagement in der Industrie und im Gewerbe, KWK-Anlagen mit Wärmespeicher, das Einspeisemanagement von Wind und Photovoltaik, Power-to-Heat-Anlagen mit Wärmespeicher und die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten (inklusive der genannten Flexibilitätsoptionen) am Regelenenergiemarkt (Horváth & Partners 2015: 5).

Hierbei ist zu beachten, dass gerade in Bezug auf die Vermarktung von Flexibilitäten am Regelenenergiemarkt die Chancen temporär attraktiv sein mögen (Böttger et al. 2015), dass es aufgrund neuer technologischer Möglichkeiten und der damit verbundenen erhöhten Konkurrenz oder durch Veränderungen im Design der Regelenenergiemärkte aber auch schnell zu einer substantziellen Reduktion der Regelenenergiepreise und einer Infragestellung der Wirtschaftlichkeit solcher Projekte kommen kann (Böttger/Bruckner 2015).

Ein Engagement im Bereich der Bereitstellung von Flexibilitäten bringt hohe Anforderungen an das im betrachteten Unternehmen vorhandene Know-how mit sich. Das technologische Wissen, das kommunale Energieversorger im Bereich des Betriebs von Kraftwerken erworben haben, lässt sich nicht ohne Weiteres auf die Bereitstellung von Flexibilitäten übertragen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn diese durch die Aggregation vieler dezentraler Einheiten bereitgestellt und gepoolt an den

Spot- oder Regelenenergiemärkten vermarktet werden. Das Vorhandensein eines „Trading Floors“ und (im Falle einer Teilnahme am Regelenenergiemarkt) die Präqualifikation der Anlagen bzw. der Pools sind weitere Voraussetzungen, die von kleineren Stadtwerken mit engen Personalrestriktionen in der Regel nicht erfüllt werden können.

5.6 ENERGIEVERTRIEB

Von den vom Kompetenzzentrum der Universität Leipzig und der DKB befragten kommunalen Unternehmen waren 96 Prozent im Vertrieb tätig (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 21). Thüga und A.T. Kearney (2016) erwarten für den Bereich des Vertriebs von Strom und Gas in den kommenden Jahren sinkende Erträge. Wie Abbildung 6 zeigt, ergeben auch andere Umfragen ein ähnliches Bild. Im Gegensatz zum Wärmeabsatz erwartet eine Mehrheit der Befragten bezogen auf den Strom- und Gasabsatz bedingt durch den zunehmenden Wettbewerbsdruck zukünftig geringe Margenpotenziale (Horváth & Partners 2015: 4).

Fidan und Edelmann beschreiben dies wie folgt: „Mit der Liberalisierung haben die etablierten Versorger in neue, schlanke Vertriebsmodelle wie Online-Retailer oder Energie-Großhandelsportale für Industriekunden investiert. Dabei ging es vordergründig um den Vertrieb von Commodities – Strom und Gas – mit wenigen Möglichkeiten der Differenzierung. Dennoch stiegen die Wechselraten von Jahr zu Jahr kontinuierlich an“ (Fidan/Edelmann 2016: 12). Verantwortlich dafür ist die Zunahme wechselaffiner und zunehmend preisbewusster Strom- bzw. Gaskund_innen (BNetzA 2014: 147). Die kumulierte Wechselquote der Haushalte beträgt bezogen auf den Beginn der Liberalisierung im Strombereich 40,4 Prozent und im Bereich der Gasversorgung 31,5 Prozent (BDEW 2016).

Zukünftig können sich die Gewinne im Bereich des Vertriebs zusätzlich auch dadurch reduzieren, dass die Eigenversorgung im Bereich der Endkund_innen zunimmt. Technologisch betrachtet kommen hierfür z. B. dezentrale Photovoltaikanlagen (gegebenenfalls in Kombination mit Batteriespeichern) und KWK-Anlagen infrage. Die Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) geht davon aus, dass sich die Anzahl der Prosumer-Haushalte in den nächsten Jahren erheblich vergrößert und 2030 einen Wert von 4,7 Millionen annehmen könnte (GWS 2016: 5).

Auf den wachsenden Wettbewerbsdruck reagieren viele kommunale Energieversorger mit einer Steigerung der Kosteneffizienz im Bereich der traditionellen Geschäftsmodelle (z. B. mit einer Optimierung der Front- und Backoffice-Funktionen). Gleichzeitig versuchen sie im Vertrieb neue Wertschöpfungspotenziale dadurch zu erschließen, dass sie sich vom reinen Commodity-Anbieter, der Strom-, Gas- und/oder Fernwärme liefert, zum Anbieter von energienahen Dienstleistungen weiterentwickeln. Sie stehen hierbei aber in Konkurrenz zu Unternehmen aus dem Technologiesektor sowie der Telekommunikationsbranche und der Wohnungswirtschaft, die den Bereich der Bereitstellung von Energiedienstleistungen ebenfalls als neues Geschäftsfeld entdeckt haben (Fidan/Edelmann 2016: 12).

5.7 GROSSHANDEL

Von den vom Kompetenzzentrum der Universität Leipzig und der DKB befragten kommunalen Unternehmen waren 33 Prozent im (Groß-)Handel tätig (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 21). Die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte, die Exklusivität des nur von großen Unternehmen vorgehaltenen finanzwirtschaftlichen Know-hows in den „Trading Floors“ und der bis 2008 anhaltende kontinuierliche Anstieg der Großhandelspreise für Strom- und Gas verhalfen der Energie(groß-)handelsbranche in den Unternehmen, die sich in diesem Bereich engagierten, zu einer wahren Erfolgsgeschichte. Bedingt durch den mit der Finanzkrise 2009 einsetzenden Verfall der Großhandelspreise (vgl. BMWi 2016c: 89), die mit der Aufarbeitung der Finanzkrise einhergehenden neuen Regulierungsvorschriften zur Steigerung der Markttransparenz und zur Minimierung der Risiken der Marktteilnehmer sowie der Tendenz zum zunehmend automatisierten Intradayhandel sieht sich die Sparte „Großhandel“ großen Herausforderungen gegenübergestellt (Fidan/Edelmann 2016: 13). Thüga und A.T. Kearney (2016) erwarten in den kommenden Jahren im Bereich des (Groß-)Handels ein Einbrechen der Erträge (vgl. Abbildung 4). Wie Abbildung 6 zeigt, ergeben auch andere Umfragen ein ähnliches Bild (Horváth & Partners 2015: 4).

5.8 NETZE

Von den vom Kompetenzzentrum der Universität Leipzig und der DKB befragten Unternehmen waren 87 Prozent im Netzbereich tätig (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 21). Knapp 45 Prozent der Stromverteilnetze werden von kommunalen Unternehmen bewirtschaftet (VKU 2016a).

Wie bereits erwähnt, erwarten die Autoren der Thüga Strategie Review Studie (Thüga/A.T. Kearney 2016), dass sich die Gewinne im Bereich der Netze und des Messwesens weitgehend als stabil erweisen. Horváth & Partners ergänzen hierzu: „Das Netzgeschäft hat sich für viele Energieversorger bisher als Rettungsanker mit annähernd stabilen Renditen erwiesen. Mit Blick auf die Studienergebnisse wird sich die Branche zunehmend bewusst, dass auch dieses Segment künftig mit Risiken behaftet ist“ (Horváth & Partners 2015: 3). Zu den Risiken zählen die Autoren den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung sowie die Zunahme des Eigenverbrauchs der industriellen, gewerblichen und privaten Verbraucher_innen, was dazu führt, dass „das Netz langfristig eine andere Rolle als bisher spielen wird. Sollten bis 2024 20 Prozent der Leistung in der Eigenerzeugung [...] liegen, werden trotz möglicher leistungsbezogener Anschlussentgelte die Renditen weiter sinken“ (Horváth & Partners 2015: 3).

Um den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien aufnehmen zu können, müssen in den nächsten Jahren die Verteilnetze ausgebaut und modernisiert werden. Die Bundesregierung hat am 3.8.2016 eine Novelle der Anreizregulierungsverordnung gebilligt, die die diesbezüglichen Investitionsbedingungen dadurch verbessert, dass in Zukunft steigende Kapitalkosten aus Investitionen ohne Zeitverzug bei den Netzkosten berücksichtigt werden können (BMWi 2016l; BMWi 2016m).

Während die strukturellen Aspekte der Novelle höhere Renditen erwarten lassen (Zöckler/Schwieters 2016), kritisieren

die Verbände die von der BNetzA geplante Absenkung des Eigenkapitalzinssatzes von bisher 9,05 Prozent auf zukünftig 6,91 Prozent (Focht 2016: 5). Insgesamt gesehen sind die Ertrags-erwartungen im Bereich der Netze trotz ihrer Zugehörigkeit zum regulierten Bereich somit nicht ungetrübt. Wie Abbildung 6 zeigt, ergeben auch Umfrageergebnisse ein ähnliches Bild (Horváth & Partners 2015: 4). Die steigende Anzahl sogenannter Microgrids (Arealnetze) stellt einen weiteren Trend im Bereich der (Verteil-) Netze dar. Die Verbreitung dezentraler Erzeugungseinrichtungen wird zu einer Abkopplung von immer mehr Quartieren und kleineren Netzgebieten führen, die u. U. durch Dienstleister oder in Eigenregie betrieben werden (Fidan/Edelmann 2016: 13).

Die Unternehmen des VKU bewirtschaften 45 Prozent der Verteilnetze in Deutschland (VKU 2016a), denen eine wichtige Rolle bei der Energiewende zukommt. Fortentwickelt zu „Smart Grids“ sollen diese durch eine Abstimmung von variabler Stromerzeugung, Speicherung, einem intelligenten Lastmanagement und Technologien der Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) gleichzeitig die kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien ermöglichen und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Während Fidan und Edelmann davon ausgehen, dass der Betrieb von Datenplattformen, auf denen die Marktteilnehmer in regionalen Märkten ihre Flexibilitätsprodukte anbieten, durch Verteilnetzbetreiber erfolgt, sind auch andere Lösungen denkbar, die diese Aufgabe eher bei den Übertragungsnetzbetreibern oder bei unabhängigen Dritten (z. B. den sogenannten Aggregatoren) sehen (Fidan/Edelmann 2016: 13). Die Frage, welche Anreize und welches Marktdesign erforderlich sind, damit vorhandene oder neu zu schaffende, räumlich disaggregierte Flexibilitäten (z. B. Energiespeicher, Power-to-X-Anlagen und Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements) ortsbezogen so eingesetzt werden, dass auch bei hohem Anteil der EE die Stabilität der Verteil- und Übertragungsnetze erhalten und Ausbaunotwendigkeiten minimiert werden, ist derzeit Gegenstand der energiewirtschaftlichen Forschung (vgl. BMWi 2016o; Friedrich-Alexander Universität (FAU) et al. 2016).

5.9 ENERGIENAHE DIENSTLEISTUNGEN

Ein Teil der energienahen Dienstleistungen lässt sich dem Punkt „Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Reduktion des nichtregenerativen Primärenergieeinsatzes“ zuordnen, der gemäß der Aufzählung auf Seite 14 zu den mittelfristig energiewirtschaftlich grundsätzlich attraktiven Geschäftsmodellen zu zählen ist. Aus der Perspektive kommunaler Energieversorger ist es erforderlich, diesbezüglich Maßnahmen zur Steigerung der Umwandlungseffizienz (z. B. dezentrale KWK, Wärmepumpen etc.) von passiven Maßnahmen zu unterscheiden, die sich ausschließlich auf eine Reduktion des Nutzenergiebedarfs (z. B. des Wärmebedarfs durch Wärmedämmmaßnahmen) beziehen. Im zuletzt genannten Bereich besitzen kommunale Energieversorgungsunternehmen weder eine spezifische Kompetenz noch ergeben sich durch ein solches Engagement in der Regel positive Synergieeffekte mit anderen Sparten. In der Konsequenz führt die Reduktion des Nutzenergiebedarfs deshalb zu Verlusten im Bereich des Gas- oder Fernwärmeabsatzes, die durch die Dienstleistungserlöse in der Regel nicht kompensiert werden. Maßnahmen

zur Steigerung der Umwandlungseffizienz können dagegen zu höheren Vertriebslösen führen, z. B. dann, wenn durch den Einsatz dezentraler KWK-Anlagen die Gasnachfrage bei den Kund_innen erhöht wird. Eine deutliche Reduktion des Primärenergieeinsatzes ergibt sich bei konstanter Nutzenergienachfrage auch dann, wenn EE den Einsatz von fossilen Energieträgern im Stromsektor verringern, da fossil befeuerte Kraftwerke hohe Energieverluste aufweisen und dadurch „upstream“ mit einem deutlich höheren Primärenergieeinsatz verbunden sind (Bruckner et al. 2014: 519). Verzichtet man mit Verweis auf das primäre Ziel der CO₂-Minderung darauf, regenerative Anteile am Primärenergieeinsatz überhaupt zu zählen (vgl. die Handhabung bezüglich der angestrebten Reduktion im Gebäudebereich, BMWi 2016c: 40), so gilt die Regel „EE-Einsatz verringert zugleich den Primärenergieeinsatz“ umso mehr.

Die Marktentwicklung der letzten zehn Jahre belegt die gewachsene Bedeutung der energienahen Dienstleistungen. Im Bereich des Contractings (z. B. dem Betrieb von Kundenanlagen durch erfahrene Energiedienstleister, vgl. BDEW 2010) hat sich in Deutschland die Anzahl der Verträge seit 2004 von 23.200 auf 48.200 in 2013 mehr als verdoppelt. Der jährliche Gesamtumsatz des Contracting-Markts wird auf 2,3 Milliarden Euro geschätzt. 55 bis 60 Prozent der Contracting-Projekte werden derzeit von Energieversorgern durchgeführt (BDEW 2015: 30). Wie Abbildung 6 zeigt, weisen Umfragen unter den Energieversorgern die zukünftig höchsten Margenpotenziale im Bereich der energienahen Dienstleistungen aus. „Innerhalb der Energieeffizienzdienstleistungen liegen die höchsten Erwartungen im Umfeld von Dienstleistungen für Energiemanagement und Effizienz-Contracting. Zahlreiche Versorger planen stärkere Aktivitäten in diesem Geschäftsbereich“ (Horváth & Partners 2015: 7). Von den vom Kompetenzzentrum der Universität Leipzig und der DKB befragten kommunalen Unternehmen sind dennoch bisher nur 33 Prozent im Geschäftsfeld Dienstleistungen („Services“) (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 21) tätig.

Im Zusammenhang mit einer zunehmenden Digitalisierung der Energiewende (Bundesrat 2016a) und dem Trend zur wachsenden Eigenversorgung (GWS 2016), der die bisherigen reinen Stromnachfrager_innen (Consumer) z. B. im Zusammenhang mit der dezentralen Nutzung der Photovoltaik in Verbindung mit Batteriespeichern immer mehr zu Prosumer_innen werden lässt, stellt sich für Energieversorger die Frage, inwieweit sie sich als Dienstleister im Feld der „Energieautarkielösungen“ anbieten möchten (BDEW/Ernst & Young 2016: 16–18).

„Bei Energieautarkie-Lösungen unterstützt der Energieversorger den Endkunden dabei, sich durch eine Eigenerzeugungslösung bei der Strom- und/oder Wärmeerzeugung unabhängiger von ihm zu machen. Der Umfang der Unterstützung kann von der einfachen Beratung bis zum Komplettpaket reichen. [...] Zielgruppen von Energieautarkie-Lösungen sind öffentliche Einrichtungen, die Wohnungswirtschaft, Handel und Gewerbe sowie Haushaltskunden als Eigentümer“ (BDEW/Ernst & Young 2016: 16–17).

Die Bewertung der wirtschaftlichen Attraktivität von Energieautarkielösungen fällt innerhalb der Gruppe der befragten Stadtwerkemitarbeiter_innen sehr unterschiedlich aus. „Fast ein Viertel der Befragten ist der Überzeugung, dass Energieautarkie-Lösungen langfristig die heutigen zentralen Energieversorgungsstrukturen ersetzen werden. Besonders hoch fällt die Zustimmung bei den First Movers aus (50 Prozent).

Entsprechend findet in dieser Gruppe die Aussage, dass EVU, die heute nicht in Energieautarkie-Lösungen als Geschäftsfeld einsteigen, in Zukunft aus dem Markt gedrängt werden, breite Zustimmung (75 Prozent)“ (BDEW/Ernst & Young 2016: 18). Aber auch die potenziellen Risiken werden gesehen. „Rund die Hälfte der Befragten stimmt der Aussage zu, dass der Kunde seine Energie (teilweise) selbst erzeugt und damit die Umsätze des Energieversorgers kannelisiert; ein Viertel stimmt dem nicht zu, insbesondere die Gruppe der First Movers, also derjenigen, die Energieautarkie-Lösungen mit weitergehenden wertschöpfenden Tätigkeiten wie einer Finanzierung oder Steuerung und Optimierung der Anlage verbinden. Hier ist die Mehrheit (58 Prozent) nicht der Meinung, dass die eigenen Umsätze kannelisiert werden. Offensichtlich gelingt es ihnen, durch komplexere Full-Service-Pakete die Umsätze aus den verloren gegangenen Energieumsätzen zu kompensieren“ (BDEW/Ernst & Young 2016: 18).

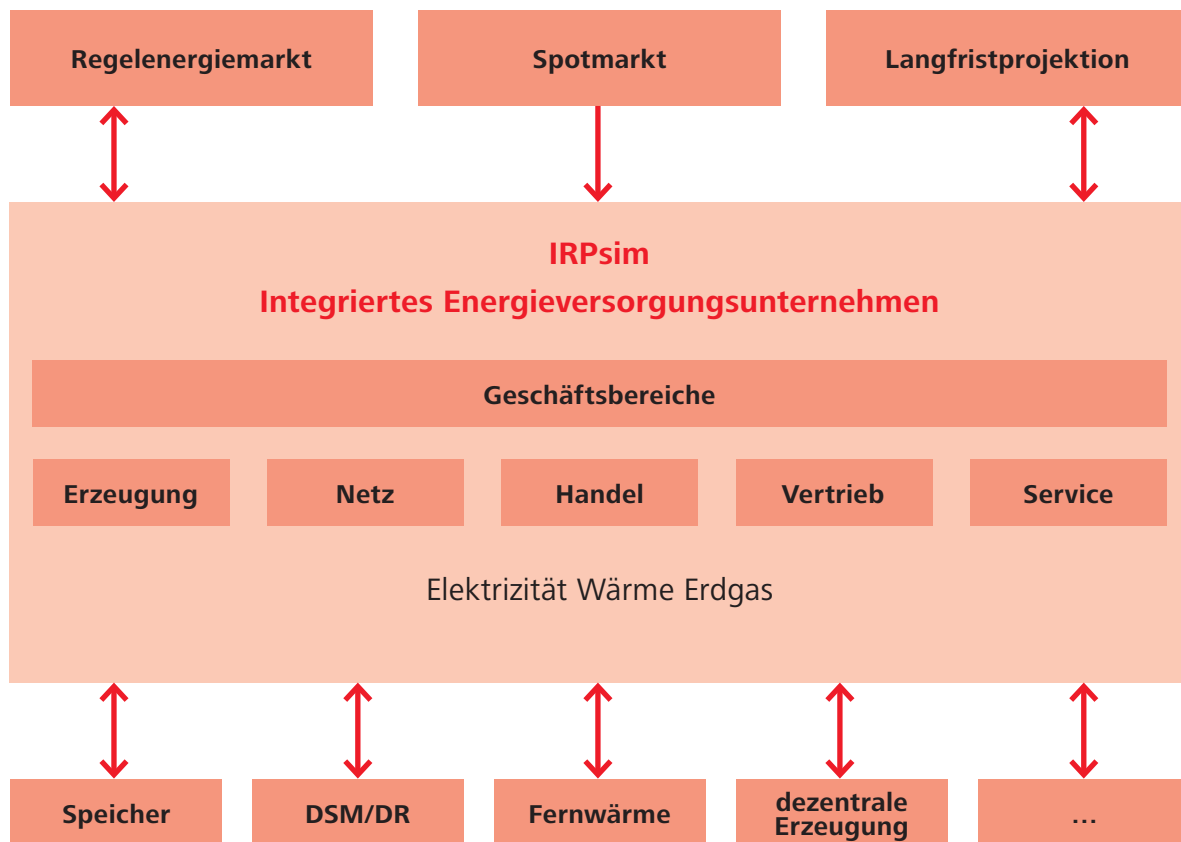
Die Gefahr potenziell negativer Rückwirkungen von innovativen Geschäftsideen auf konventionelle Geschäftsmodelle in anderen Sparten desselben Unternehmens (z. B. im Bereich der zentralen Erzeugung, im Vertrieb oder im Bereich der Netze) führt bei vielen Energieversorgern dazu, dass diese Geschäftsideen kritisch betrachtet werden. Solange ein Instrumentarium fehlt, das die zu erwartenden Risiken quantifiziert und die Erlöse von neuen Geschäftsmodellen unter Berücksichtigung der Rückwirkung auf andere Unternehmenssparten integriert betrachtet, ist bei vielen risikoscheuen Unternehmen eine Zurückhaltung in Bezug auf energienaher Dienstleistungen und andere innovative Geschäftsideen zu erwarten. Die Autoren dieser Studie haben deshalb das computergestützte Instrumentarium IRPsim (Integrierte Ressourcenplanung und Simulation für kommunale Energieversorger) entwickelt, das eine quantitative Beantwortung der hier aufgeworfenen Fragen erlaubt (Scheller et al. 2015; Scheller et al. 2016). Durch eine zeitlich hochauflösende integrierte Modellierung des zu analysierenden Energieversorgungsunternehmens (vgl. Abbildung 8) lässt sich mithilfe dieses Computermodells die Rückwirkung innovativer, dezentraler energienaher Dienstleistungen im Bereich der Endkund_innen (z. B. der optimierte Einsatz dezentraler Anlagen zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme bzw. zur Energiespeicherung) auf die konventionellen Unternehmensbereiche (Erzeugung, Handel, Vertrieb und Netze) beziffern.

Gleichzeitig lässt sich angeben, zu welchen Verlusten es dann kommen kann, wenn die dezentralen Akteure unabhängig vom kommunalen Energieversorger ihre Energienachfrage durch effizienzsteigernde Maßnahmen oder durch eine Eigenversorgung vermindern bzw. den Versorger komplett wechseln. Damit wird es möglich, konsistente und vor allem transparente Szenarien für die Entwicklung der Rohmargen in den einzelnen Wertschöpfungsstufen abzubilden. Die mit der Einführung neuer Geschäftsmodelle verbundenen Chancen und Risiken können so den Risiken gegenübergestellt werden, die sich dadurch ergeben, dass die im Kontext der Energiewende erforderliche innerbetriebliche Transformation unterbleibt.

Durch die Quantifizierung der vorhandenen Chancen und Risiken mithilfe eines Instrumentes zur integrierten Modellierung kommunaler Energieversorger kann es kommunalen Energieversorgungsunternehmen erleichtert werden, sich zukünftig im Kontext der Energiewende zu behaupten. Eine genaue Kenntnis der positiven und negativen Auswirkungen, die mit neuen

Abbildung 8

Evaluation innovativer Geschäftsmodelle durch die integrierte Modellierung kommunaler Energieversorger



Quelle: Eigene Darstellung, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Universität Leipzig.
 IRPsim = Integrierte Ressourcenplanung und Simulation, DSM = Demand Side Management (z.B. Lastmanagement), DR = Demand Response.

Geschäftsmodellen einhergehen, ist deshalb wichtig, weil es konkurrierende Akteure im Bereich der Industrie, der Wohnungswirtschaft, der sogenannten Systemdienstleister und der Aggregatoren gibt, die energienahe Dienstleistungen anbieten, ohne im Gegensatz zu den lokalen Versorgern von der Reduktion der Energienachfrage negativ betroffen zu sein. Die Stadtwerke haben (ebenso wie die vier großen Energieversorger) im Vergleich zu neuen Akteuren im Energiemarkt in dieser Hinsicht einen strukturellen Nachteil, der aber insbesondere dann, wenn – wie heute beobachtbar – die Gewinne im Vertrieb ohnehin einbrechen, kein grundsätzliches Hemmnis darstellen muss.

5.10 DIE NOTWENDIGKEIT NEUER GESCHÄFTSMODELLE

Der mit der Energiewende verbundene energiewirtschaftliche Strukturwandel erfordert aufgrund des zu erwartenden Rückgangs des Kerngeschäfts von den kommunalen Energieversorgern eine umfassende Neuausrichtung ihrer Geschäftstätigkeit. Die Dekarbonisierung verlangt eine Veränderung der Erzeugungsstruktur, die durch einen Rückbau im Bereich konventioneller Kondensationskraftwerke und einem Ausbau im Bereich der

effizienten KWK und der Nutzung erneuerbarer Energien gekennzeichnet ist. Die Integration des wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien erfordert einen Ausbau der Verteilnetze und die Bereitstellung von Flexibilitäten zum Ausgleich der mit der Nutzung der Wind- und Solarenergie einhergehenden zeitlichen Variabilität. Die niedrigen Großhandelspreise und die zunehmende Konkurrenz im Vertrieb lassen sinkende Erträge in diesen Bereichen des Kerngeschäfts erwarten. Neue Chancen ergeben sich im Bereich der energienahen Dienstleistungen – zumindest dann, wenn im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende die sich ergebenden Erlösmöglichkeiten genutzt und nicht branchenfremden Konkurrenten überlassen werden. Die zu erwartende Dezentralität kann für die Stadtwerke vor Ort vorteilhaft sein; sie muss es aber nicht. Die mit ihr verbundenen Risiken müssen bewertet und die Chancen proaktiv genutzt werden.

6

FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Kommunale Energieversorger beschäftigen knapp 100.000 Mitarbeiter_innen. Über ihre Verteilnetze versorgen sie knapp 36 Millionen Kundenanschlüsse. Sie finanzieren in vielen Städten mit ihren Einnahmen weitere Bereiche der Daseinsvorsorge (z. B. den ÖPNV) und entlasten mit ihren Ausschüttungen die kommunalen Haushalte. Ein nicht unerheblicher Teil der Umsatzerlöse in Höhe von rund 80 Milliarden Euro trägt direkt oder indirekt zur Wertschöpfung in den Kommunen bei.

Die Umsetzung der Energiewende und die dadurch veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflussen die kommunalen Energieversorger in vielfältiger Hinsicht (vgl. Abbildung 9). Ein Teil der ergriffenen klimapolitischen Maßnahmen wirkt direkt (z. B. über technische oder regulatorische Vorschriften, über Förderinstrumente wie das KWKG oder das EEG oder über die Pflicht zur Teilnahme am Emissionshandel). Nicht zu übersehen sind heute darüber hinaus die indirekten Wirkungen, die sich (z. B. durch den Merit-Order-Effekt und die dadurch sinkenden Großhandelspreise) aufgrund der Förderung von Wettbewerbern (z. B. Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien) ergeben. Zu den indirekt wirkenden Effekten gehören außerdem die Reduktion der residualen Wärme-, Gas- und Stromnachfrage, die energiewendebedingt durch effizienzsteigernde Maßnahmen (z. B. durch eine verbesserte Wärmedämmung) oder durch eine zunehmende Eigenversorgung mit dezentral erzeugtem Strom verursacht sein kann.

Im Hinblick auf die Frage, wie kommunale Energieversorger den sich hieraus ergebenden Herausforderungen gerecht werden können, sehen viele Studien (vgl. Dütsch 2014) insbesondere folgende Ansätze:

- a) Kurzfristig: Kostenreduzierung durch Prozessoptimierung (nicht nur, aber vor allem in den konventionellen Geschäftsbereichen, z. B. im Vertrieb). Dies kann insbesondere durch eine Verbesserung der IT-Infrastruktur und durch die (überregionale) Kooperation mit anderen kommunalen Unternehmen in Stadtwerkeverbänden erreicht werden.
- b) Mittelfristig: Entwicklung neuer Geschäftsmodelle (z. B. im Bereich der erneuerbaren Energien und/oder der KWK sowie in Bezug auf die Nutzung von Flexibilitätsoptionen oder das Anbieten von Dienstleistungen). Ziel ist es, hierdurch die Wertschöpfungskette durch Ergänzungen auf der jeweils gleichen

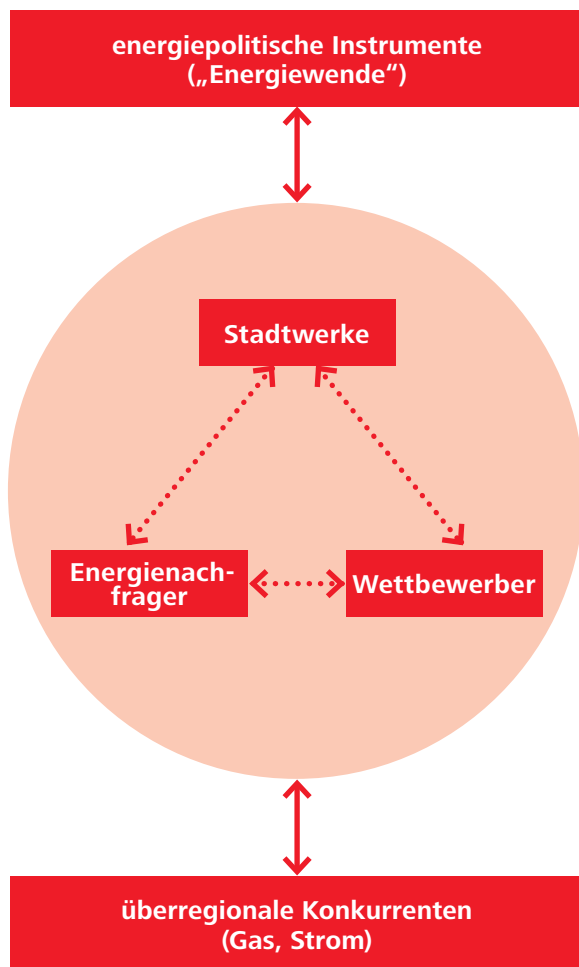
Wertschöpfungsstufe (z. B. der Erzeugung) zu verbreitern oder bis hinein in die Gebäude der Kund_innen zu verlängern (z. B. bei energienahen Dienstleistungen).

- c) Langfristig: Wandel vom Strom-, Gas- und Wärmeverkäufer zum Energiedienstleister und zum „Manager der Energiewende vor Ort“. Die kommunalen Energieversorger können im Rahmen einer quartiersbezogenen Kopplung der Strom-, Wärme- und Kälteversorgung sowie der Bereitstellung von Energie- und Mobilitätsdienstleistungen einen wichtigen Beitrag zur intersektoralen Umsetzung der Energiewende leisten (z. B. im Bereich der sogenannten Sektorkopplung).

Durch (1) Investitionen in erneuerbare Energien, Fern- und Nahwärmenetze, hocheffiziente gasbefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke und flexible Gasturbinen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Energiespeicher, Power-to-Heat-Anlagen sowie weitere regional wirksame Flexibilitätsoptionen (z. B. Vehicle-to-Grid im Bereich der Elektromobilität), (2) den Ausbau und die Digitalisierung der Verteilnetze zur Steigerung ihrer Aufnahmefähigkeit für variable erneuerbare Energien, (3) das Angebot von energienahen Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz, (4) ihre Mitwirkung bei der Entwicklung und Umsetzung kommunaler und regionaler Energie- und Klimaschutzkonzepte sowie (5) die Förderung der Akzeptanz der Bürger_innen im Hinblick auf die Kostenbelastungen, die durch die Energiewende entstehen, können kommunale Energieversorger einen zentralen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten (VKU 2012: 17).

Durch rückgängige Umsätze auf der Erzeugerseite und einen erhöhten Wettbewerbsdruck im Endkundengeschäft sinken derzeit die Gewinne vieler kommunaler Energieversorger in einem Umfang (PwC 2016), der dazu führt, dass die zur Umsetzung dieser Ansätze erforderlichen finanziellen Handlungsspielräume teilweise nicht mehr zur Verfügung stehen. Wie bereits angesprochen, befinden sich mehr als drei Viertel der untersuchten kommunalen Unternehmen in einer angespannten oder eher unbefriedigenden wirtschaftlichen Situation. In knapp einem Viertel der Fälle kommt es darüber hinaus bereits jetzt zu einem kritischen Zustand, bei dem eine angespannte wirtschaftliche Situation des Versorgers auf eine angespannte Haushaltslage der dazugehörigen Kommune stößt (Institut für den öffentlichen Sektor e.V./KPMG 2016: 13).

Abbildung 9
Auswirkungen der Energiewende auf kommunale Energieversorger (Wirkungspfade)



Die Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Energiewende beeinflussen kommunale Energieversorger

a) direkt

- technische oder regulatorische Vorschriften
- Fördermaßnahmen (KWKG, EEG)
- Emissionshandel

b) indirekt

- über den Markt (Förderung von Konkurrenten)
- über das kommunale Energieversorgungsnetzwerk (Maßnahmen zur Senkung der Energienachfrage bzw. zur Steigerung der Energieversorgung)

Quelle: Eigene Darstellung, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Universität Leipzig.

Wie Abbildung 9 zeigt, dürfen bei der Frage, in welcher Form kommunale Energieversorger bei der Wahrnehmung ihrer Rolle als „Treiber und Manager der Energiewende vor Ort“ durch angemessene energiepolitische Maßnahmen unterstützt werden können, die indirekten Wirkungen nicht übersehen werden. Diese haben ihren Ursprung oft nicht in der Kommune selbst, sondern in der spezifischen Ausgestaltung der nationalen und europäischen Energie- und Klimapolitik. Vor diesem Hintergrund lassen sich folgende energiepolitische Handlungsempfehlungen ableiten:

6.1 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN AUF EBENE DER EU

Den existierenden energiepolitischen Instrumentenmix beibehalten, aber optimieren

Wie die Internationale Energieagentur (IEA) mehrfach betont hat, gehören neben dem Emissionshandel (bzw. einer Bepreisung von Treibhausgasemissionen), Maßnahmen zur Beseitigung von Hemmnissen im Bereich der Energieeffizienz

sowie Maßnahmen zur zielgerichteten Förderung des technologischen Lernens im Bereich innovativer Technologien (z. B. bei den „neuen“ Erneuerbaren) zu den Kernelementen einer jeden, auf Kosteneffizienz ausgerichteten Klimapolitik (IEA 2011). Alle drei Instrumente adressieren unterschiedliche Formen des Marktversagens – externe Kosten der Emission von Treibhausgasen, Hemmnisse („Barriers“) und ein oft beobachtbares Marktversagen im Bereich der Innovation. Auf der EU-Ebene spiegelt sich dieser Instrumentenmix im Dreiklang der EU-Emissionshandels-Richtlinie, der EU-Erneuerbaren-Richtlinie und der EU-Effizienzrichtlinie (BMW 2016a) wider. Die Bundesregierung sollte auf der EU-Ebene darauf hinwirken, dass keinem dieser Instrumente auf Kosten der anderen ein Primat eingeräumt wird. Gleichzeitig ist es aber im Rahmen einer verbesserten „Politikfolgenforschung“ (Impact Assessment) wichtig, durch umfangreiche „Multi-Modell“-Analysen und Sensitivitätsrechnungen genauer als bisher, die Auswirkungen einer potenziell negativen Interaktion der verschiedenen Instrumente vorausschauend abzuschätzen und beim Design robuster Instrumente (Nahmacher 2016) zu berücksichtigen.

Den Emissionshandel reformieren und die Bepreisung von CO₂-Emissionen (Carbon Pricing) zum zentralen Klimapolitischen Instrument ausbauen

Die EU hat sich das Ziel gesetzt, seine CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu senken (vgl. BMUB 2017). Dieses Ziel ist konsistent mit den Beschlüssen der Klimakonferenz 2015 in Paris, die am 4.11.2016 in Kraft getreten sind (Rogelj et al. 2015). In seiner gegenwärtigen Form ist der EU-Emissionshandel leider nicht dazu in der Lage, die hierfür erforderliche Lenkungswirkung zu entfalten. Gegenwärtig bewegt sich der EU-Zertifikatspreis im Bereich von 5 Euro/tCO₂. Der Preis ist deutlich niedriger, als es Modellrechnungen erwarten lassen, die eine kostenoptimale Strategie zur Umsetzung der oben genannten Emissionsziele zugrunde legen (Knopf et al. 2013; 2014). Der im Vergleich dazu zu niedrige Preis zeigt, dass die Marktakteure nicht davon ausgehen, dass die Emissionsobergrenze eines EU-weit implementierten Emissionshandelssystems der oben genannten langfristig angestrebten Dekarbonisierung folgen wird. Die Marktstabilitätsreserve, die dazu dient, Zertifikate solange aus dem Markt zu nehmen, bis das Volumen der zur Verfügung stehenden Menge unter eine bestimmte Grenze fällt, reduziert die langfristige verfügbare Zertifikatszahl nicht und ist deshalb nicht dazu in der Lage zu verhindern, dass Händler weiterhin damit rechnen, dass die Zertifikatspreise niedrig bleiben werden (Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) 2016).

In der Folge ergibt sich eine Situation, in der das für einen ehrgeizigen Klimaschutz zentrale Steuerungssignal auch weiterhin falsche Anreize setzt. Dies führt dazu, dass auf nationaler und kommunaler Ebene Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen getroffen werden, die die langfristige Zielerreichung in Bezug auf die Emissionsminderung gefährden und/oder den Klimaschutz unnötig teuer werden lassen. In der Folge ergeben sich erhebliche Fehlallokationen, die volkswirtschaftlich schädlich sind und das Vertrauen der Marktakteure und der Bevölkerung in die „Stimmigkeit“ der Energiewende erschüttern. Nur wenn die Akteure bereits heute die mittel- und langfristig einzuhaltenden Emissionsobergrenzen kennen und daran glauben, dass diese im politischen Prozess auch rechtsverbindlich implementiert werden, kann sich ein CO₂-Preis einstellen, der einen dynamisch effizienten Klimaschutz ermöglicht und der bei vorgegebenen Minderungszielen insgesamt zu einem Minimum der Emissionsminderungskosten führt.

Ein Vorschlag, der auch heute schon zu CO₂-Preisen führt, die mit der langfristigen Klimaschutzzielsetzung verträglich sind, ist die Einführung dazu passender Untergrenzen für den Preis der Zertifikate (sog. Price Floors, MCC 2016: 2). Zu den Vorteilen, die mit einer solchen Herangehensweise verbunden sind, gehören sofort erhöhte und damit stärker mit der langfristigen Zielsetzung im Einklang stehende Klimaschutzanstrengungen (in den Fällen, in denen der Preis ansonsten unterhalb der Grenze liegen würde) (MCC 2016).

Wünschenswert wäre aus generellen umweltökonomischen Überlegungen heraus zudem die Ausweitung des Emissionshandels auf andere Sektoren (insbesondere auf den Transport- und den Wärmesektor; Knopf et al. 2014). Eine dazu ähnliche Lenkungswirkung würde auch eine CO₂-Steuer oder CO₂-Abgabe entfalten, die unter Umständen leichter einzuführen wäre. Die in beiden Varianten stattfindende Bepreisung von CO₂-Emissionen (sogenanntes Carbon Pricing) erleichtert die Zielerreichung im

Klimaschutz und vermindert Rebound-Effekte sowie negative Interaktionen, die ansonsten durch die zeitgleiche Implementierung verschiedener Klimaschutzinstrumente entstehen können.

Fehlt ein starkes sektorenübergreifendes Preissignal auf der EU-Ebene, so müssen bei vorgegebenen EU-weit geltenden oder nationalen Klimaschutzzielen auf der Ebene der Nationalstaaten bzw. in den einzelnen Sektoren Ersatzmaßnahmen ergriffen werden, die diesen Mangel auszugleichen versuchen. Durch die Interaktion der Instrumente und die Kopplung der Emissions- und Elektrizitätsmärkte kann nicht garantiert werden, dass die Ziele erreicht werden. Wenn sie erreicht werden, ist davon auszugehen, dass dies mit unnötig hohen Kosten verbunden ist.

6.2 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN AUF EBENE DER BUNDESPOLITIK

Mit nationalen energiepolitischen Instrumenten dort eingreifen, wo die europäische Energie- und Klimapolitik Defizite erkennen lässt

Der europäische Emissionshandel begrenzt die Emissionen europaweit. Er liefert aber kein direktes Signal im Hinblick auf eine in einem bestimmten Land (z. B. der Bundesrepublik Deutschland) gewünschte Emissionsreduktion. Nationale Instrumente sind deshalb unerlässlich, wenn von den energiewirtschaftlichen Akteuren (z. B. kommunalen Energieversorgern) emissionsmindernde Anstrengungen (z. B. durch den fortgeführten Betrieb von emissionsarmen Gaskraftwerken) erwartet werden, für die es im Rahmen des europäischen Emissionshandels keine angemessenen Anreize gibt.

Durch eine politisch gewollte Integration entwickelt sich der Strommarkt auf europäischer Ebene immer stärker zu einem Strombinnenmarkt. Verlässt man sich im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf die (auch theoretisch in Ungleichgewichtssituationen durchaus zweifelhafte) Kraft des Energy Only Markets, so darf dabei nicht übersehen werden, dass auch dieser sich dann im Ergebnis auf die Versorgungssicherheit in Europa und nicht auf die einzelner Länder bezieht. Auch wenn es sinnvoll ist, hier supranationale Synergien zu nutzen, sollten im Hinblick auf die Sicherstellung und Resilienz nationaler Energieversorgungssysteme innerstaatliche Instrumente nicht außer Acht gelassen werden (Nahmmacher 2016).

Vor dem Hintergrund der hier durchgeführten Überlegungen ist es sinnvoll, europäische Instrumente der klimapolitischen und energiepolitischen Globalsteuerung (Emissionshandel, Energy Only Market) durch nationale Instrumente der Feinsteuerung zu ergänzen. Grashof et al. (2015) gehen davon aus, dass solchen feinsteuernenden Politikinstrumente gerade in einer Phase der Systemtransformation und einer gleichzeitigen (durch mangelnde klimapolitische Ambitionen und langwierige Abstimmungsprozesse gekennzeichneten) Schwäche des europäischen Emissionshandels eine erhebliche Bedeutung zukommt. Zu den prominentesten nationalen Instrumenten der klima- und energiepolitischen Feinsteuerung gehören das EEG und das KWKG.

Angemessene Förderung der erneuerbaren Energien

Die Förderung der EE durch das EEG hat nicht nur zu einem erheblichen Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch zu einer beachtlichen Senkung der Stromgestehungskosten

geführt (BMWi 2016c: 132). Es ist zu erwarten, dass die in das EEG aufgenommenen Ausschreibungsverfahren die Kosten weiter senken werden. Trotz der sinkenden Vollkosten ist es zur Erreichung der Ziele der Energiewende erforderlich, die EE solange zu fördern, bis sich diese (unter Einbeziehung der Integrationskosten) am Markt behaupten können. Drei Ansätze können helfen, diesen Prozess zu beschleunigen:

- (1) Förderung von Forschung, Entwicklung und Anwendung im Bereich der Maßnahmen, die helfen, die Fluktuationen im Bereich der variablen EE (Sonnen- und Windenergie) kostengünstig auszugleichen (z. B. Batteriespeicher und Power-to-X Anlagen).
- (2) Eine grundlegende Reform des EU-Emissionshandels durch Einführung einer Untergrenze für die CO₂-Preise (Floor Price), deren Höhe sich an dem orientiert, was Modellrechnungen zur Bestimmung kostenoptionaler Strategien zur Dekarbonisierung der europäischen Volkswirtschaft im Kontext der Beschlüsse der Klimakonferenz in Paris erwarten lassen. Höhere CO₂-Preise werden ceteris paribus höhere Spotmarktpreise und damit auch höhere Deckungsbeiträge für Erneuerbare nach sich ziehen. In der Direktvermarktung kann so die Marktprämie zunehmend verringert werden.
- (3) Weitere energiewirtschaftliche Forschung zur Klärung der Frage, inwieweit es Energy Only Markets auch bei sehr hohen Anteilen der erneuerbaren Energien tatsächlich gelingen kann, Investitionen in diese Anlagen sowie in Back-up- und Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den Zeiten, in denen die EE-Anlagen nicht genügend Strom zur Deckung der Nachfrage bereitstellen können, zu refinanzieren.

Würde die Förderung der erneuerbaren Energien beendet werden, bevor diese sich trotz anhaltender Kostenreduktionen am Markt behaupten können, so würde dies den Erfolg der Energiewende und die Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft grundsätzlich infrage stellen. Deutschland hat mit der frühzeitigen Förderung der EE durch das EEG auch global betrachtet einen zentralen Beitrag zur Kostenreduktion der EE geleistet (BMWi 2016c). Dass EE an guten Standorten in zunehmendem Maße wirtschaftlich werden und die installierte Leistung der EE im globalen Maßstab wächst, trägt dazu bei, dass die jährliche Produktion im Bereich der EE weiter zunimmt und die Kosten durch Skalen und Lerneffekte weltweit weiter sinken (REN21 2016). Dies wiederum erleichtert es der deutschen Energiewirtschaft, den Energiewendezielen im Bereich der EE näherzukommen. In Deutschland und weltweit kann dieser Prozess nur dann weitergeführt werden, wenn es gelingt zu zeigen, dass und wie hohe EE-Anteile erfolgreich und kosteneffizient in die Energiewirtschaft integriert werden können (IEA 2016; BMWi 2016n).

Angemessene Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Wie die Autoren der KWK-Evaluierungsstudie betonen, besitzt der gasbefeuerte Betrieb von KWK-Anlagen auf mittlere Sicht betrachtet ein erhebliches Potenzial zur Emissionsminderung, das eine hohe Sensitivität bezüglich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufweist und nur im Falle einer politischen Flankierung vollständig ausgeschöpft werden kann (Prognos et al. 2014: 1). Die Novellierung des KWKG versucht diesem

Umstand unter Beachtung der im Rahmen der beihilferechtlichen Bewertung entstandenen Nachforderungen der EU (z. B. der für bestimmte Größenklassen geforderten Einführung von Ausschreibungen, BMWi 2016o) Rechnung zu tragen. Im Rahmen des Monitoringprozesses zur Bewertung des Fortschritts der Energiewende sollte geprüft werden, ob das angepasste KWKG im Kontext eines potenziell weiterhin schwachen CO₂-Preissignals den energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Erwartungen gerecht wird. Gegebenenfalls ist eine Nachsteuerung vorzunehmen.

Im Hinblick auf die Diskussion zu den vermiedenen Netznutzungsentgelten sollten Anlagen, die Strom verbrauchernah bereitstellen und dadurch vorgelagerte Netze entlasten (z. B. kommunale und dezentrale KWK-Anlagen), nicht mit solchen gleichgesetzt werden, die einen Ausbau der vorgelagerten Netze erforderlich machen (Umwelt- und Energie-Report 2017). Damit die mit dem KWKG gewünschte Förderung der effizienten KWK nicht infrage gestellt wird, sollte diese Förderung in angemessenem Umfang erhöht werden, wenn es in Bezug auf KWK-Anlagen, die ins Verteilnetz einspeisen, zu einer Reduktion der vermiedenen Netznutzungsentgelte und damit zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen kommen sollte. Bei der Aufstellung der Netzentwicklungspläne sollte stärker als bisher die Möglichkeit betrachtet werden, regional erzeugten Strom durch die intelligente Nutzung der im Verteilnetz vor Ort vorhandenen Flexibilitätsoptionen netzdienlich in das Gesamtsystem zu integrieren (FAU et al. 2016). Im Ergebnis ist zu erwarten, dass die Notwendigkeit der Weiterentwicklung der Verteilnetze zu Smart Grids erhöht und die Bedeutung ihrer Betreiber gestärkt wird. Kommunale Unternehmen können hier von profitieren, wenn sie sich den Herausforderungen stellen, die mit der „Digitalisierung der Energiewende“ verbunden sind (Bundesrat 2016a; BDEW/EY 2016).

Transformationsforschung (Forschung in Bezug auf das Management der Energiewende) ausbauen

Um „Stranded Investments“ im Zusammenhang mit der Umsetzung von ehrgeizigen Klimaschutzstrategien¹⁵ zu vermeiden, wird es aufgrund des Fehlens eines angemessen starken, sektorenübergreifenden EU-weiten CO₂-Preissignals notwendig sein, über das Jahr 2030 hinausreichende nationale Klimaschutzpläne zu erstellen, die zur Erreichung nationaler Klimaziele diesen Mangel durch zusätzliche nationale Klimaschutzinstrumente auszugleichen versuchen (BMUB 2016a). Die Vehemenz, mit der im Jahr 2016 die Debatte zum bundesdeutschen Klimaschutzplan 2050 geführt wurde, und die dadurch entstandene Verunsicherung in den betroffenen Wirtschaftszweigen (z. B. der Strom-, Gas-, Bau-, Automobil- und Landwirtschaft) hat gezeigt, dass hier noch ein großer Nachholbedarf besteht.

Obwohl eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent bis 2050 eines der primären politischen Ziele der Energiewende ist (BMWi 2016c), fehlt bei vielen Akteuren selbst im Bereich der Energiepolitik und Energiewirtschaft ein umfassendes Verständnis dafür, welche der zur Erreichung dieses Ziels denkbaren technologischen Optionen (1) systemisch notwendig, (2) wirtschaftlich kosteneffizient sowie (3) sozio-

¹⁵ Z. B. solchen, die mit den Beschlüssen der Klimakonferenz 2015 in Paris in Einklang stehen.

ökonomisch akzeptabel sind. Auch die energiewirtschaftliche Forschung hat bisher erst einzelne denkbare Szenarien beleuchtet, die den vielfältigen Unsicherheiten in Bezug auf die Beantwortung dieser Frage keinesfalls gerecht werden.

6.3 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN AUF EBENE DER KOMMUNALPOLITIK

Kommunalen Energieversorgungsunternehmen die Handlungsspielräume eröffnen, die notwendig sind, damit sich diese den Herausforderungen der Energiewende stellen können

Die Energiepolitik der Bundesregierung und der damit korrespondierende Strukturwandel verändern das Unternehmensumfeld von Stadtwerken in erheblichen Umfang. „Der Renditeanspruch der Anteilseigner sowie der Auftrag, einen Teil der lokalen öffentlichen Daseinsvorsorge zu übernehmen, bleiben hingegen nahezu unverändert bestehen, obwohl das Wettbewerbsumfeld deutlich kompetitiver und der Kundenbedarf diversifizierter werden“ (Kompetenzzentrum/DKB 2016: 44). Die Stadtwerke stehen zukünftig nicht nur in Konkurrenz zu anderen Versorgern, sondern zunehmend auch mit neuen Akteuren (z. B. im Bereich der Industrie, der Wohnungswirtschaft, der sogenannten Systemdienstleister, der Direktvermarkter etc.).

In der Verantwortung der Anteilseigner (z. B. der Kommunen) liegt es, den umfassenden Strukturwandel in der Energiewirtschaft wahrzunehmen und den kommunalen Energieversorgern den (auch finanziellen) Spielraum zu geben, den damit verbundenen Transformationsherausforderungen gerecht werden zu können. Viele der beschriebenen neuen Geschäftsmodelle sind mit niedrigeren Renditen verbunden, als es die kommunalen Eigner bisher gewohnt waren. Ohne eine entsprechende Anpassung der projektbezogenen Mindestrenditen besteht somit die Gefahr, dass grundsätzlich zugängliche Erlösmöglichkeiten nicht realisiert werden.

Kommunen können durch die Erstellung von Energie- und Klimaschutzkonzepten sowie durch planerische und ordnungsrechtliche Vorgaben in gewissem Umfang einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Dass in Städten „drei Viertel der Energie verbraucht und 70 Prozent der von Menschen erzeugten Treibhausgase emittiert werden“ (BMBF 2015), bedeutet nicht, dass dort auch die rechtlichen Vorgaben oder ökonomischen Anreize geschaffen werden können, die die gewünschten Emissionsminderungen nach sich ziehen. Umso wichtiger ist es, dass die Entscheidungsträger auf der Ebene der EU und auf der Bundesebene erkennen, dass bezogen auf die Beschlüsse der Klimakonferenz in Paris zwischen „Global denken“ und „Lokal handeln“ ein weiter Weg liegt.

Ohne die Schaffung von klimapolitischen Instrumenten, die die Umsetzung der Energiewendeziele ordnungspolitisch erzwingen (vgl. die Diskussion zum Kohleausstieg) oder durch marktwirtschaftliche Instrumente herbeiführen (z. B. durch Untergrenzen für die CO₂-Preise, die so hoch sind, dass sich Kraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen nicht mehr am Markt behaupten können), werden sich langfristig Emissionsminderungen im Bereich von 80 bis 95 Prozent nicht erzielen lassen. Je schneller es gelingt, in sich stimmige und langfristig tragfähige energiepolitische Rahmenbedingungen zu schaffen, desto leichter wird

es kommunalen Energieversorgern fallen, sich erfolgreich den Herausforderungen zu stellen, die mit der Umsetzung der Energiewende verbunden sind.

„Stadtwerke haben grundsätzlich erkannt, dass Innovationen notwendig sind und dass Lösungsansätze zur Steigerung der Innovationsfähigkeit gefunden werden müssen. Wegen der vielfältigen Herausforderungen im Tagesgeschäft und der Renditeanforderungen der Anteilseigner fehlt es jedoch an Zeit, Geld, personellen Ressourcen und teilweise auch an der Risikobereitschaft, um innovative, also neue Wege zu gehen“ (BDEW/EY 2015: 5). Im Hinblick auf die Regulierungsbehörden legt dieses Zitat die Empfehlung nahe, regulatorisch geforderte Zusatzaufgaben auf ein Mindestmaß zu beschränken. Darüber hinaus wird deutlich, dass neben den energiepolitischen Verantwortlichen in übergeordneten Ebenen auch die Kommunen und die Mitarbeiter_innen eine große Verantwortung dafür tragen, dass die kommunalen Unternehmen zukünftig erfolgreich als „Treiber und Manager der Energiewende vor Ort“ wirken können.

Abbildungsverzeichnis

- 7 Abbildung 1
Aktuelle wirtschaftliche Lage deutscher Stadtwerke und der dazu gehörigen Kommunen
- 11 Abbildung 2
Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads und der verantwortlichen Einflussfaktoren
- 12 Abbildung 3
Historische Entwicklung und brennstoffbezogene Aufteilung der in Deutschland erzeugten Strommengen in TWh
- 15 Abbildung 4
Prognostizierte Gewinnentwicklung (EBIT in Mrd. Euro) in ausgewählten Geschäftsfeldern der Energiewirtschaft in der BRD
- 17 Abbildung 5
Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Spotmarktpreise sowie der Spreads
- 19 Abbildung 6
Margenpotenzial der verschiedenen EVU-Segmente
- 20 Abbildung 7
Bedeutung der erneuerbaren Energien im Erzeugungsportfolio der kommunalen Energieversorger
- 24 Abbildung 8
Evaluation innovativer Geschäftsmodelle durch die integrierte Modellierung kommunaler Energieversorger
- 26 Abbildung 9
Auswirkungen der Energiewende auf kommunale Energieversorger (Wirkungspfade)

Tabellenverzeichnis

- 9 Tabelle 1
Quantitative Ziele der Energiewende und Grad der Zielerreichung in 2015

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------|---|
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| EBIT | Earnings Before Interests and Taxes |
| EBITDA | Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortisation |
| EE | erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EOM | Energy Only Market |
| EU ETS | European Union Emissions Trading System |
| GuD | Gas- und Dampfkraftwerke |
| IEA | Internationale Energieagentur |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| NAPE | Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz |
| ÖPNV | öffentlicher Personennahverkehr |
| VKU | Verband kommunaler Unternehmen |

Literaturverzeichnis

Agentur für erneuerbare Energien 2013: Forschungsradar Erneuerbare Energien, Studienvergleich zur Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO₂Zertifikatspreise, Berlin, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/dossier_CO2_preis/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgrosshandelspreise_dez13_fixed.pdf (12.2.2017).

Agentur für erneuerbare Energien 2015: Forschungsradar Energiewende, Metaanalyse zur Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe, Berlin, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_brennstoffpreise_2015/AEE_Metaanalyse_Brennstoffpreise_okt15_fixed.pdf (12.2.2017).

Agentur für erneuerbare Energien 2016: Forschungsradar Energiewende, Metaanalyse der Investitionskosten von Energiewende-Technologien, Berlin, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_investitionskosten_2016/AEE_Metaanalyse_Investitionskosten_dez16.pdf (12.2.2017).

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 2017: Strommix, Stromerzeugung nach Energieträgern 1990–2016, Berlin/Köln, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170207_brd_stromerzeugung1990-2016.pdf (11.2.2017).

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) 2013: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, Aachen, http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf (15.8.2016).

Bode, Sven; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas 2010: Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken: Handlungsoptionen zum Vorteilsausgleich, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2010 (9), S. 35–37.

Böttger, Diana; Götz, Mario; Lehr, Nelly; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas 2014: Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany, in: *Energy Procedia* 46, S. 246–253.

Böttger, Diana; Bruckner, Thomas 2015: Market Design Improvements in the German Balancing Power Market – A Fundamental Model Analysis, 10th Conference on Energy Economics and Technology „Sustainable Energy Security“, TU Dresden 17. April 2015, Dresden, https://tu-dresden.de/gsw/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner_enerday/enerday-2015/boettger.pdf?lang=de (15.8.2016).

Böttger, Diana; Götz, Mario; Theofilidi, Myrto; Bruckner, Thomas 2015: Control Power Provision with Power-to-Heat Plants in Systems with High Shares of Renewable Energy Sources – An Illustrative Analysis for Germany Based on the Use of Electric Boilers in District Heating Grids, in: *Energy* 82 (c), S. 157–167.

Bruckner, Thomas; Bashmakov, Igor A.; Mulugetta, Yacob 2014: Energy Systems, in: Edenhofer, Ottmar et al. (Hrsg.): *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, Cambridge/ New York, S. 482–597.

Bruckner, Thomas; Böttger, Diana 2016: Kapitel 7: Strommärkte und Strompreisszenarien, in: Tsatsaronis, Georgios (Hrsg.): *EnEff: Wärme – Der Beitrag thermischer Speicher zur Steigerung der Energieeffizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit der Fernwärme- und Stromerzeugung in KWK-Anlagen*, Abschlussbericht zum BMWi-Projekt mit dem Förderkennzeichen 03ET1188A, Berlin.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Wissenschaftsjahr 2015 im Zeichen der Zukunftsstadt, Berlin, <https://www.bmbf.de/de/wissenschaftsjahr-2015-im-zeichen-der-zukunftsstadt-219.html> (13.2.2017).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 2016: Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (11.2.2017).

BMUB 2017: EU-Klimapolitik, Berlin, [http://www.bmub.bund.de/themen/klimapolitik/a-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/](http://www.bmub.bund.de/themen/klimhttp://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/a-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/) (13.2.2017).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015a: Die Energie der Zukunft: Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (9.8.2016).

BMWi 2015b: Weißbuch, Ein Strommarkt für die Energiewende, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (29.6.2016).

BMWi 2016a: Europäische Energiepolitik, Berlin, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Europaische-und-internationale-Energiepolitik/europaische-energiepolitik.html> (29.8.2016).

BMWi 2016b: EU-Klimaschutzpolitik, Berlin, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-eu-klimaschutzpolitik.html> (4.4.2017).

BMWi 2016c: Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende: Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2015, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf> (11.2.2017).

BMWi 2016d: Eine Zielarchitektur für die Energiewende: Von politischen Zielen bis zu Einzelmaßnahmen, Berlin, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/zielarchitektur.html> (9.8.2016).

BMWi 2016e: Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2015, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/erneuerbare-energienindeutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (9.8.2016).

BMWi 2016f: Grünbuch Energieeffizienz: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/gruenbuch-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (15.8.2016).

BMWi 2016g: Grünbuch Energieeffizienz, Berlin, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.html> (4.4.2017).

BMWi 2016h: Moderne Kraftwerkstechnologien, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/moderne-kraftwerkstechnologien.html> (12.2.2017).

BMWi 2016i: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-neuregelung-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (21.8.2016).

BMWi 2016j: Monitoring der Energiewende, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html> (4.4.2017).

BMWi 2016k: Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/informationen-zu-wichtigen-energiegesetzesvorhaben,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (22.8.2016).

BMWi 2016l: Kabinett billigt Anreizregelungsverordnung, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20160803-kabinett-billigt-anreizregelungsverordnung.html> (4.4.2017).

BMWi 2016m: Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregelungsverordnung, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/anreizregelungsverordnung-aenderung.html> (4.4.2017).

BMWi 2016n: Informationen zum Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), Berlin, http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/informationen-schaufenster-intelligente-energie-sinteg.pdf?__blob=publicationFile&v=15 (12.2.2017).

BMWi 2016o: Überblick über die erzielte Verständigung mit der EU-Kommission zum Energiepaket, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiepaket-ueberblick-verstaendigung-eu-kommission,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (25.9.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2014: Monitoringbericht 2014, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (22.9.2016).

BNetzA 2015: Monitoringbericht 2015, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (22.9.2016).

Bundesrat 2016a: Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Berlin, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/349-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (29.8.2016).

Bundesrat 2016b: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2017), Berlin, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (22.8.2016).

Bundesregierung 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, https://www.bundesregierung.de/Content/Archiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (9.8.2016).

Bundestag 2016: Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Berlin, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGB&start=/*%5B@attr_id=%2527bgbl116s1786.pdf%2527%5D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D__1491302906851 (4.4.2017).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2010: Effizient-wirtschaftlich-ökologisch: Energiecontracting, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/Energie-Contracting/\\$file/707_BDEW-Broschuere_Contracting.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/Energie-Contracting/$file/707_BDEW-Broschuere_Contracting.pdf) (1.3.2017).

BDEW 2015: Wettbewerb 2015: Den Transformationsprozess des Energiesystems gestalten, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/B30B944DA303762EC1257EC7004B032D/\\$file/150828-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-2015-WEB_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/B30B944DA303762EC1257EC7004B032D/$file/150828-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-2015-WEB_final.pdf) (21.9.2016).

BDEW; Ernst & Young 2015: Gewohnte Wege verlassen, Innovation in der Energiewirtschaft, Stadtwerkstudie Juni 2015, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150819-pi-neue-stadtwerkstudie-von-ey-und-bdew-de/\\$file/Stadtwerkstudie_2015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150819-pi-neue-stadtwerkstudie-von-ey-und-bdew-de/$file/Stadtwerkstudie_2015.pdf) (22.9.2016).

BDEW; Ernst & Young 2016: Digitale Geschäftsmodelle, Digitalisierung in der Energiewirtschaft, Stadtwerkstudie Juni 2016, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/FD518F14EEF67435C1258009003047C8/\\$file/Stadtwerkstudie%202016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/FD518F14EEF67435C1258009003047C8/$file/Stadtwerkstudie%202016.pdf) (22.8.2016).

BDEW 2016: Wechselverhalten im Energiemarkt 2016, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/802B0CE1186379EFC1257E3E004ED6BD/\\$file/Aktuelle%20Wechselquote%2031.%20Welle_o_quartal_Pt_online_09052016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/802B0CE1186379EFC1257E3E004ED6BD/$file/Aktuelle%20Wechselquote%2031.%20Welle_o_quartal_Pt_online_09052016.pdf) (30.8.2016).

Deloitte 2015: Power Market Study 2025, München, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/energy-resources/Studie-Power-Market-2025.pdf>.

Dütsch; Gunther 2014: Kampf gegen Windmühlen? Wie Energieversorger sich behaupten können, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2014 (8), S. 8–11, <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1051/Kampf-gegen-WindmuuMhlen-Wie-Energieversorger-sich-behaupten-koumInnen.aspx>.

enervis energy advisors; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Langfassung, Berlin, Aachen.

Europäische Kommission 2015: Energy Union Package: A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, Brüssel, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1&format=PDF (17.8.2016).

Europäische Kommission 2016: Energieunion und Klimapolitik: Weichenstellung für den Übergang Europas zu einer CO₂-armen Wirtschaft, Brüssel, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-2545_de.htm (17.8.2016).

Fidan, Metin; Edelmann, Helmut 2016: Geschäftsmodelle 2020: Wie in der Energiewirtschaft zukünftig noch Geld verdient werden kann, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen Jahresspecial Online* 2016 (10), S. 11–15, <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/WeitereThemen/tabid/71/Year/2016/Month/10/NewsModule/425/NewsId/1916/Geschäftsmodelle-2020-Wie-in-der-Energiewirtschaft-zukünftig-noch-Geld-verdient-werden-kann.aspx> (12.2.2017).

Focht, Peter 2016: BDEW plädiert für höhere Marktrisikoprämie, in: *Energie und Management*, 15.9.2016, S. 5.

Friedrich-Alexander-Universität (FAU); Energie Campus Nürnberg; Prognos 2016: Dezentralität und zelluläre Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, Berlin/Nürnberg, https://www.n-ergie.de/static-resources/content/vp_sales/resources/doc/N-ERGIE_Studie_Zellulare_Optimierung_final.pdf (12.2.2017).

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) 2016: Gesamtwirtschaftliche Effekte von Prosumer-Haushalten in Deutschland, GWS Discussion Paper 2016 (5), Nürnberg, <http://www.gws-os.com/de/index.php/publikationen/details/2016-gesamtwirtschaftliche-effekte-von-prosumer-haushalten-in-deutschland.html>.

Götz, Mario; Pohlenz, Nico; Bruckner, Thomas 2015: Knappheitspreise im deutschen Day-Ahead-Spotmarkt bei Kopplung der europäischen Strommärkte, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2015), Wien, http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at/_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_245_Goetz_Mario_31-Jan-2015_22:45.pdf (29.8.2016).

Grashof, Katherina; Lechtenböhrer, Stefan; Zipp, Alexander; Jachmann, Henning; Wille-Haussmann, Bernhard; Reeg, Matthias 2015: Monopole, Liberalisierung, Energiewende – Strommarktdesign zwischen Wandel und Konstanz, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2015 (9), S. 19–23.

Gröger, Maria; Berking, Daniel; Ludwig, Annett; Bruckner, Thomas 2013: Kraft-Wärme-Kopplung und Solarthermie: Konkurrenzeffekte beim integrierten Einsatz, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013), Wien, http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at/_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_26_Groeger_Maria_30-Jan-2013_16:12.pdf (29.8.2016).

Horváth & Partners 2015: Vom Versorger zum Umsorger: Strategieentwicklung von Energieversorgern, Stuttgart.

Institut für den öffentlichen Sektor; KPMG 2016: Der „Konzern Kommune“ in der Krise?, Berlin.

Internationale Energieagentur Agency (IEA) 2011: Summing up the Parts: Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies, Paris, <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/summing-up-the-parts.html> (12.2.2017).

IEA 2014: World Energy Outlook 2014, Paris, <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/> (12.2.2017).

IEA 2016a: NextGeneration Wind and Solar Power: From Cost to Value, Paris, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/next-generation-wind-and-solar-power.html> (12.2.2017).

IEA 2016b: World Energy Outlook 2016, Paris.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Core Writing Team, R.K. Pachauri und L.A. Meyer (Hrsg.), Genf.

Janssen, Mathias; Peichert, Patrick; Perner, Jens; Riechmann, Christoph 2015: Reform der EU-Klimapolitik: Kleiner Schritt oder großer Wurf?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2015 (11), S. 8–12.

Knopf, Brigitte; Chen, Yen-Heng Henry; De Cian, Enrica; Förster, Hannah; Kanudia, Amit; Karkatsouli, Ioanna; Keppo, Ilkka; Koljonen, Tiina; Schumacher, Katja; van Vuuren, Detlef P. 2013: Beyond 2020 – Strategies and Costs for Transforming the European Energy System, in: *Climate Change Economics* (4).

Knopf, Brigitte; Koch, Nicolas; Grosjean, Godefroy; Fuss, Sabine; Flachsland, Christian; Pahle, Michael; Jakob, Michael; Edenhofer, Ottmar 2014: The European Emissions Trading System (EU ETS): Ex-Post Analysis, the Market Stability Reserve and Options for a Comprehensive Reform, Nota di Lavoro (79), Mailand.

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge an der Universität Leipzig; Deutsche Kreditbank Aktiengesellschaft AG (DKB) 2016: Strukturwandel im Energiemarkt: Implikationen für die Unternehmertätigkeit der Stadtwerke, Leipzig/Berlin, http://www.kompetenzzentrum-unileipzig.de/wp-content/uploads/2014/02/DKB_Studie_web.pdf (21.9.2016).

Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, Uwe 2014: Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen, Lüneburg, http://www.enklip.de/resources/Studie_Marktrealitaet+von+Buergerenergie_Leuphana_FINAL_23042014.pdf (22.8.2016).

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) 2016: Carbon Price Floor to Reform EU Emissions Trading: Decarbonization Can Only Take Place in Properly Functioning Carbon Market, Berlin, https://www.mccberlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Kurz dossiers/Emissionshandel/MCC-policy-brief_EU-emissions-trading_status_June-2016.pdf (21.3.2017).

Nahmmacher, Paul 2016: Strategies for a Future European Power System with High Shares of Renewable Energy: A Model-Based Analysis Focusing on Uncertainty, Berlin.

Öko-Institut 2015: Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Freiburg; <https://www.agora-energiewende.de/de/themen-agothem-/Produkt/produkt/122/Die+Entwicklung+der+EEG-Kosten+bis+2035/>, i.A. (21.3.2017).

Philibert, Cédric 2011: Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate, International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/interactions-of-policies-for-renewable-energy-and-climate.html> (21.3.2017).

PricewaterhouseCoopers (PwC) 2016: Finanzierungsfähigkeit kommunaler Energieversorger, Kennzahlenanalyse 2009–2014 und Finanzierungsstrategien für die Branche, Düsseldorf, http://www.windkraft-journal.de/wp-content/uploads/PwC_Studie_-Finanzierung_EVU_2016.pdf (15.8.2016).

Prognos; Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien; BHKW Consult 2014: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung.html> (4.4.2017).

REN21 2016: Renewables 2016: Global Status Report, Paris, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf (14.2.2017).

Rogelj, Joeri; Luderer, Gunnar; Pietzcker, Robert C.; Kriegler, Elmar; Schaeffer, Michiel; Krey, Volker; Riahi, Keywan 2015: Energy System Transformations for Limiting End-of-Century Warming to Below 1.5 °C, *Nature Climate Change* (5), S. 519–527.

Scheller, Fabian; Keitsch, Krischan; Reichelt, David Georg; Dienst, Steffen; Kühne, Stefan; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas 2015: Evaluation von Geschäftsmodellen im liberalisierten Energiemarkt: Energieeffizienz und Flexibilität der Kunden als Grundlage innovativer Geschäftsmodelle, in: *BWK* 67 (11), S. 24–25.

Scheller, Fabian; Burgenmeister, Balthasar; Wellnitz, Patrick; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas 2016: Geschäftsmodellanalyse kommunaler Energieversorger im liberalisierten Energiemarkt – Problemformulierung und Modellentwicklung, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_D5/LF_Scheller.pdf (16.10.2016).

Tenberg, Bernd; Hartmann, Gideon; Bruckner, Thomas; Weinsziehr, Theresa; Gröger, Maria; Verhoog, Mart 2016: Wertschöpfung aus Fernwärme mit Kraft-Wärme-Kopplung – Ein Modell für Dresden, AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung und Standardisierung, Frankfurt am Main.

Thüga/A.T. Kearney 2016: StrategieReview 2024, München, https://www.thuega.de/fileadmin/media/Thuega/PDF/Presse/PK_160627_Praesentation_Internet.pdf, https://www.thuega.de/fileadmin/media/Thuega/PDF/Presse/PM_160627_PK_Strategie_Review.pdf (17.8.2016).

Umwelt- und Energie-Report 2017: VKU kritisiert „Modernisierung“ der Netzentgelte, Sankt Augustin, <http://www.umwelt-energie-report.de/2017/01/vku-kritisiert-modernisierung-der-netzentgelte/> (13.2.2017).

Verband kommunaler Unternehmen (VKU) 2012: Kommunalwirtschaft auf den Punkt gebracht, Berlin, http://www.vku.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1487081338&hash=d4c09198897ad9c6f82c1012154dde037748d00b&file=fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Publikationen/2012/VKU_Grundsatzpapier_download.pdf (13.2.2017).

VKU 2015: Neue Zahlen zum kommunalen Kraftwerkspark, Berlin, <http://www.vku.de/?id=15179> (28.8.2016).

VKU 2016a: Zahlen, Daten, Fakten 2016: Kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen in Zahlen, Berlin, http://www.vku.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1485776143&hash=301c49f72186e5651bd83da6ba8060cf2231c766&file=fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Publikationen/2016/VKU_ZahlenDatenFakten_2016.pdf (29.1.2017).

VKU 2016b: Neue Zahlen zum kommunalen Kraftwerkspark, Berlin, http://www.vku.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1486968683&hash=aa151a5160713f9b2320c1e2bc88730854b322ed&file=fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Pressemitteilungen/2016/2016.09_Facts_Figures_VKU-Erzeugungsumfrage_2016.pdf (12.2.2017).

Zachmann, Georg 2015: Die Europäische Energieunion: Schlagwort oder wichtiger Integrationsschritt?, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/11468.pdf> (12.2.2017).

Zöckler, Jan-Federik; Schwieters, Norbert 2016: Rendite von Netzinvestitionen unter Berücksichtigung der ARegV-Novelle, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2016 (9), S. 20–22.

Impressum:

© 2017

Friedrich-Ebert-Stiftung

Herausgeberin: Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Godesberger Allee 149/D-53175 Bonn
Fax 0228 883 9205, www.fes.de/wiso
Bestellungen/Kontakt: wiso-news@fes.de

Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Ansichten sind nicht notwendigerweise die der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES). Eine gewerbliche Nutzung der von der FES herausgegebenen Medien ist ohne schriftliche Zustimmung durch die FES nicht gestattet.

ISBN: 978-3-95861-798-8

Titelmotiv: © iStock/svedoliver
Gestaltungskonzept: www.stetzer.net
Satz: Andrea Schmidt, www.typografie-im-kontext.de
Lektorat: Sönke Hallmann
Druck: www.bub-bonn.de

ABTEILUNG WIRTSCHAFTS- UND SOZIALPOLITIK
WEITERE VERÖFFENTLICHUNGEN ZUM THEMA

Energiearmut bekämpfen – Instrumente, Maßnahmen und Erfolge
in Europa

GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2017

Blockchain in der Energiewirtschaft: Schöne neue (digitale)
Energiewelt für Verbraucher_innen und Prosumer?

WISO DIREKT – 30/2016

Das EEG: Besser als sein Ruf

WISO direkt – 14/2016

Das EEG: Besser als sein Ruf

WISO-Diskurs – 11/2016

Deutschland auf dem Weg in die Kreislaufwirtschaft?

WISO DISKURS – 06/2016

Neu und ambitioniert oder nur weiter wie gehabt?

Die Energieunion am Scheideweg

POLITIK FÜR EUROPA 2017PLUS – 2016

Die Europäische Energieunion: Schlagwort oder wichtiger
Integrationsschritt

GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2015

Sonne, Wasser, Wind: Die Entwicklung der Energiewende in Deutschland

GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2015