Studie zum 8. Mitteldeutschen Energiegespräch

Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Bedeutung, Treiber und Handlungsoptionen für die Energieversorger

Eine deskriptive Studie zum aktuellen Diskussionsstand

KOMPETENZZENTRUM
Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V.

Mit freundlicher Unterstützung von:

eureos

envia M
VORWEG GEHEN

Vi-Strategie

Studie zum 8. Mitteldeutschen Energiegespräch

Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Bedeutung, Treiber und Handlungsoptionen für die Energieversorger

Eine deskriptive Studie zum aktuellen Diskussionsstand

Dr. Oliver Rottmann

Maike Kilian, M. Sc.

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

Leipzig, November 2015

Vorwort

Die Energiewende ist in eine neue Phase eingetreten. Die erneuerbaren Energien sind ihrer Nische entwachsen. Fast ein Drittel des bundesweiten Strombedarfs wird durch sie gedeckt, Tendenz steigend. Das stellt neue Herausforderungen an die Akteure der Energiewirtschaft bezüglich Flexibilität und Koordination. Intelligente Messsysteme und Daten spielen dabei eine entscheidende Rolle. Die Digitalisierung wird die zweite Phase der Energiewende entscheidend prägen.

Damit eng verbunden sind neue Geschäftsmodelle, Prozesse und Marktteilnehmer. Sie sorgen auf allen Wertschöpfungsstufen für Veränderungen und durchbrechen etablierte Strukturen. Nur wer diese aktuellen Trends erkennt und sich den Herausforderungen stellt, kann sich auch zukünftig erfolgreich am Markt behaupten. Der Gesetzgeber gibt derzeit diesem neuen Tätigkeitsfeld den dringend benötigten Rahmen. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wird die Grundlage für die Digitalisierung der Energiewirtschaft bilden und die Rollen unter den Akteuren neu verteilen. Im Vordergrund steht dabei die Integration der erneuerbaren Energien bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Ein weiter Weg zum „Internet der Energie“ liegt noch vor uns. So ist der Rollout intelligenter Messsysteme sowie die Entwicklung der notwendigen IT-Infrastruktur und Prozesse wirtschaftlich zu gestalten. Sowohl Kunden als auch die Betreiber von Messstellen stehen vor großen Veränderungen. Die Sicherheit des Stromnetzes als Teil der kritischen Infrastruktur, ist dabei unbedingt zu gewährleisten.

Die Erhebung umfangreicher Daten sowie deren Verwaltung macht unsere Netze aber noch lange nicht „intelligent“. Nur wer aus Daten sinnvolle Handlungen und Angebote ableitet, kann einen Mehrwert für Kunden schaffen. Dem stehen berechtigte Interessen des persönlichen Datenschutzes gegenüber.

Dieses Spannungsfeld gilt es durch Klärung und Transparenz aufzulösen: Wer erhält welche Daten? Wer darf welche Daten wei-

tergeben? Wie dürfen die Akteure mit den Daten umgehen? Wie ist der Kunde einzubeziehen? ... Dies sind nur einige der Fragen, die es in diesem Zusammenhang zu beantworten gilt. Hierbei ist insbesondere die Rolle der Verteilnetzbeteiber zu berücksichtigen. Im Zuge des rasanten Ausbaus der erneuerbaren Energien gerade in Nord- und Ostdeutschland erbringen sie immer häufiger Systemdienstleistungen und sorgen damit für die notwendige Sicherheit in den Netzen. Dazu benötigen sie jedoch eine entsprechende Datenbasis.

Die folgende Studie der Universität Leipzig zeichnet ein Bild des „Internets der Energie". Sie zeigt Potenziale einer gelungenen Digitalisierung sowie einige Gefahren auf. Ohne Anspruch auf Vollständig- oder Endgültigkeit bildet sie eine gute Grundlage für eine fundierte und konstruktive Diskussion.

Tim Hartmann, Vorstandsvorsitzender

envia Mitteldeutsche Energie AG

Vorwort

So wie die digitale Transformation bereits Handel, Finanzen, Presse, Medien und Telekommunikation radikal verändert hat, wirbelt sie nun auch die Energiebranche durcheinander. Auch hier eröffnen sich Chancen und Risiken, drängen neue Player in die strategische Landschaft, während sich alte verabschieden, und entstehen neue Geschäftsmodelle im Kessel der Marktkräfte. Die vorliegende Studie bietet eine spannende Momentaufnahme der gegenwärtigen Entwicklungen.

Allerdings überlassen der europäische und der nationale Gesetzgeber die Ergebnisse der digitalen Transformation nicht ganz dem freien Treiben der Marktkräfte. Das an Regelungen nicht gerade arme europäische und deutsche Energierecht (die Beck-Texte Ausgabe „Energierecht“ enthält 62 Regelwerke, die vom BMWi herausgegebene „Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem“ ist wandfüllend) wurde daher in den letzten Monaten um einige interessante Regulierungen und Initiativen ergänzt; andere sind in Arbeit.

Hervorgehoben seien folgende, auch in der Studie genannten:

- Den Risiken der Digitalisierung in der leitungsgebundenen Strom- und Gasversorgung versuchen neue Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz zu begegnen. Die Pflicht zur Implementierung eines Informationssicherheits-Management Systems für Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen wurde mit einer Zertifizierungspflicht verschärft und trifft nun auch Betreiber von Anlagen, die als sog. kritische Infrastruktur eingestuft werden. Unter dieser Voraussetzung müssen die Adressaten auch IT-Störfälle an das BSI melden.

- Datenschutzrisiken werden zukünftig durch die neue Datenschutzgrundverordnung, die voraussichtlich im Jahre 2016 das BDSG weitgehend ablösen und ein einheitliches Datenschutzniveau in der EU schaffen wird, begrenzt und reguliert.

- Um Marktmechanismen zu stärken und einen Wettbewerbsrahmen zu schaffen, sieht der Kabinettsentwurf vom 4. November 2015 für ein Strommarktgesetz u.a. vor, der Öffentlichkeit auf der geplanten elektronischen „nationalen Informationsplattform“ den Zugriff auf eine Fülle von digitalen Informationen zu Kapazitäten, Verfügbarkeiten und Energiemengen zu ermöglichen (Entwurf § 111d EnWG). Diese Plattform wird ergänzt durch das sog. Marktstammdatenregister, einem elektronischen Verzeichnis mit energiewirtschaftlichen Daten (Entwurf § 111e EnWG).

- Der Entwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende schließlich schafft durch das geplante Messstellenbetriebsgesetz die datenschutzrechtlichen und IT-sicherheitsrechtlichen Voraussetzungen für den flächendeckenden Einsatz von Smart Metern für Strom und Gas (unter Ablösung der §§ 21b ff. EnWG). Es dient dabei auch der näheren Umsetzung von EU-Vorgaben aus den Strom- und Gas-Binnenmarktrichtlinien (Anhang I Absatz 2 Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG).

Es bleibt abzuwarten, ob die Regularien, die zum Teil in großer Geschwindigkeit verabschiedet wurden, die gewünschten Wirkungen entfalten, oder ob sich die Marktkräfte im digitalen Markt der Zukunft nicht doch ganz eigene Wege suchen.

Dierk Schlosshan, Rechtsanwalt

eureos gmbh

steuerberatungsgesellschaft rechtsanwaltsgesellschaft

Vorwort

Die vorliegende Studie zeigt eindrucksvoll die Herausforderungen in der Energiewirtschaft im Kontext der Digitalisierung auf. Den großen Chancen stehen auch Risiken gegenüber, die mit geringer Bereitschaft der Akteure zur Auseinandersetzung mit der Thematik noch wachsen.

Um die Chancen zu nutzen und die Risiken beherrschbar zu gestalten, zeigt die Studie die Handlungsoptionen der Elemente der Energiewirtschaft auf: Eine stringente Forderung ist die Optimierung und weitgehende Automatisierung der Geschäftsprozesse und die Entwicklung von darauf ausgerichteten IT-Architekturen (Infrastruktur, Anwendungen und Services). Dazu ist der professionelle Einsatz von Prozessmanagement und IT-Architektur-Management erforderlich. Die BOC ist seit 20 Jahren als Software- und Beratungshaus in den Bereichen Prozessmanagement und Enterprise Architecture Management auch im Energiesektor tätig. Wir kennen die komplexen Herausforderungen an die effiziente Steuerung organisationsübergreifender Prozesse und sowohl IT-Architektur- als auch Servicemanagement im Hinblick auf Digitalisierungsstrategien und haben dafür umfangreiche Lösungsansätze entwickelt. Dabei wird stets auch das operative Risikomanagement berücksichtigt. Für die kritischen Übergänge zwischen den Elementen und Marktrollen der „Energiewirtschaft 4.0“ hat die BOC unter anderem Referenzprozesse entwickelt, die eine Orientierungshilfe für die Dokumentation und Optimierung der Geschäftsprozesse darstellen. Als Bezugssystem ermöglichen diese, alle relevanten Prozesse eines Unternehmens sowie relevante Abhängigkeiten zu IT-Systemen, Dokumenten, Rollen und eben auch Risiken und Kontrollen zu identifizieren und individuell anzupassen. Dadurch kann auf Änderungen von gesetzlichen Rahmenbedingungen rechtzeitig und optimal reagiert werden und die Thematik Compliance Management bekommt gleichzeitig eine zentrale Steuerungsmöglichkeit.

Im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft soll alles „smart“ werden – Städte, Häuser, Unternehmen und Netze. Möglich wird dies nur über die Optimierung, Verzahnung und Neugestaltung von Prozessen und IT-Strukturen. Für alle Beteiligten der Energiewirtschaft ist es unverzichtbar, alle Bereiche und Prozesse des Energieversorgungssystems von der Erzeugung bis zum Endverbraucher zu vernetzen und zu steuern.

Gehen die Unternehmen der Energiewirtschaft diese Herausforderungen nicht an, entwickeln sie nicht rechtzeitig Digitalisierungsstrategien und passen sie ihre IT-Architekturen nicht an, so zeigt die Studie gleichermaßen auf, welche negativen Konsequenzen dies mit sich bringen kann, warum also die digitale Transformation des ganzen Unternehmens höchste strategische Priorität bekommen muss.

Eckart Hagenloch, Mitglied der Geschäftsleitung

BOC Information Technologies Consulting GmbH

Vorwort

Die Digitalisierung in unserer Gesellschaft findet statt, und zwar unabhängig vom Willen Einzelner oder vom Einfluss von Institutionen, unabhängig von Gruppen- und Brancheninteressen. Wir reden in diesem Zusammenhang von der 4. Stufe der industriellen Revolution, um die Bedeutung der hierbei ablaufenden Prozesse richtig einzuordnen. Das betrifft alle Bereiche unseres Seins und ist sicher noch nicht vollständig zu überblicken. Neue Geschäftsmodelle werden entstehen und bestehende vielleicht zerstört. Keine andere Branche ist derzeit so stark davon betroffen, wie die Energiewirtschaft, die zusätzlich zur Energiewende mit den Herausforderungen der Digitalisierung konfrontiert ist. Gelegentlich wird mit Schlüsselbegriffen wie „Smart Meter", „Smart Home", „Smart Grid", „Smart City", aber auch mit solchen wie „virtuelles Kraftwerk" oder „Big Data Analytics" der tiefgreifende Wandlungsprozess beschrieben, der letztlich die zweite Etappe der Energiewende kennzeichnet. „Die deutsche Energiewirtschaft", so Staatssekretär Rainer Baake aus dem Bundeswirtschaftsministerium, „könnte die erste Industrie sein, die voll digitalisiert ist". Völlig unreflektiert ist hierbei, und das führt gewiss noch zu lebhaften Debatten, wer denn dann die „Herrschaft" über die brancheneigenen Daten besitzt.

Das Mitteldeutsche Energiegespräch (MDEG), stets aktuellsten Themen verpflichtet, widmet sich in seiner achten Ausgabe den Treibern und Handlungsoptionen der Digitalisierung in der Energiewirtschaft. In einer deskriptiven Studie, für deren fachlich-kluge Ausrichtung dankenswerter Weise wiederum Dr. Rottmann und sein Team Verantwortung zeichnen, wird die Grundlage für eine vermutlich sehr intensive MDEG-Diskussion gelegt. Zugleich steht zusätzlich die MDEG-Homepage für den Austausch der Positionen zur Verfügung, so dass neben Standortbestimmung, Diskussion und Zukunftsbeschreibung Tenor des 8. MDEG sind.

Herzlichen Dank sage ich an dieser Stelle den weiteren Unterstützern dieser Studie, der envia Mitteldeutsche Energie AG, der eureos gmbh und der BOC Information Technologies Consulting GmbH, die die Vi-Strategie GmbH in der Herausgabe dieser Studie finanziell, aber auch mit Rat und Tat unterstützt haben.

Rainer Otto, Geschäftsführer Vi-Strategie GmbH

Inhalt

I Executive Summary 12

1 Herausforderungen der Energiewende und Zielstellung der Studie 14

1.1 Herausforderungen der Energiewende 14

1.2 Zielstellung der Studie 16

2 Elemente der digitalen Transformation 16

2.1 Digitalisierung – eine Begriffsklärung 17

2.2 Informations- und Kommunikationstechnologien 17

2.3 Technologie der cyber-physischen Systeme 19

2.4 Big Data und Cloud-Technologien 20

2.5 Industrie 4.0 20

3 Potenzielle Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewirtschaft 23

3.1 Vorbemerkungen 23

3.2 Erzeugung 23

3.3 Verteilung 25

3.4 Verbrauch 27

3.5 Vertrieb und neue Geschäftsfelder 29

3.6 „Energiewirtschaft 4.0“: Vernetzung von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch 31

3.7 Zwischenfazit 37

4 Handlungsoptionen und Herausforderungen 37

4.1 Status quo und Handlungsoptionen für die Energieversorger 37

4.2 Herausforderungen der Digitalisierung 40

4.2.1 IT-Sicherheit und Datenschutz 40

4.2.2 Kosten der digitalen Transformation des Energieversorgungssystems 42

5 Fazit 44

Abbildungsverzeichnis 11

Literatur und Quellen 45

Abbildung 1: Die vier Stufen der Industriellen Revolution 22

Abbildung 2: Elemente und Marktrollen der „Energiewirtschaft 4.0“ 34

Abbildung 3: Ampel-Konzept zur Koordination von Markt und Netz 36

I. Executive Summary

Die Energiewende bringt große Herausforderungen für Energieversorger mit sich. Neben der Erhöhung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, Netzausbau und Energieeffizienzmaßnahmen rückt das Potenzial einer digitalen Transformation in den Fokus. Die Vernetzung aller Bereiche der Energieversorgung im Rahmen einer „Energiewirtschaft 4.0“ bietet zahlreiche Chancen für die Unternehmen.

Das bisherige Energieversorgungssystem war durch eine verbrauchsorientierte Erzeugung gekennzeichnet. Die Energiewende hat die Erzeugungsstruktur verändert. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Systemvolatilität, im Rahmen der Erzeugung, der Verteilung und im Verbrauch. Die nachhaltige Vernetzung aller Bereiche im Zuge einer digitalen Transformation trägt hier zu einer Flexibilisierung der Energieversorgung bei. Darüber hinaus entwickeln sich im Vertrieb neue Geschäftsfelder.

Intelligente Netzinfrastruktur einerseits und ein Markt „smarter“ Produkte auf der anderen Seite sowie die intelligente Koordinierung von Netz- und Marktseite entstehen, um eine Kongruenz von Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit zu ermöglichen und dadurch die Energieeffizienz zu erhöhen und Erzeugungsschwankungen zu mildern.

Im Zentrum stehen automatisierte Geschäftsprozesse mit entsprechend ausgerichteter IT-Infrastruktur. Konzepte für ein umfangreiches Datenmanagement sind zu entwickeln und eine sichere und leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur aufzubauen. Intelligente Messsysteme, virtuelle Plattformen, digitalisierte Kundenkommunikation und eine Vermarktung flexibler Mechanismen bilden zentrale Elemente der „Energiewirtschaft 4.0“.

Im Rahmen einer zunehmenden Digitalisierung der Energiewirtschaft bestehen allerdings auch Risiken. Sicherheitstechnische Herausforderungen werden derzeit nur zögerlich angegangen. Diese sind allerdings sowohl für die Sicherheit des Energiesystems, als auch aus Datenschutzgründen der beteiligten Akteure essenziell.

Unklare politische Rahmenbedingungen sorgen ferner für Planungsunsicherheit bzgl. der Finanzierung einer intelligenten

Ausrichtung des Energieversorgungssystems. Zahlreiche Projekte verharren in der Erprobungsphase. Das derzeit mögliche digitale Potenzial wird nur unzureichend ausgeschöpft.

Eine aktive Gestaltung des Digitalisierungsprozesses durch die Unternehmen und eine hinreichende Flankierung durch politische Prozesse bilden zentrale Herausforderungen, um eine effiziente und effektive Digitalisierungsstrategie der „Energiewirtschaft 4.0“ zu implementieren und sicherheitstechnisch zu flankieren.

1 Herausforderungen der Energiewende und Zielstellung der Studie

1.1 Herausforderungen der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende erfolgt eine politisch forcierte, grundlegende Umstellung der Energieversorgung in Deutschland. Der Ausgangspunkt lag im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010.[1] Darin wird die „Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung“ als „eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“ bezeichnet.[2] Grundlage dieser Anforderungen an die Energieversorgung bildet das energiepolitische Zieldreieck, bestehend aus den Dimensionen ökonomische Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Die Teilziele sind dabei gleich gewichtet und komplementär.

Das wesentliche Motiv für die grundlegende Umstellung der Energieversorgung in Deutschland liegt in einer Reduktion der Treibhausgasemissionen, insbesondere der CO2-Emissionen. Dazu hat sich Deutschland im Rahmen globaler bzw. europäischer Klimaschutzabkommen verpflichtet.[3] Die Energiewirtschaft, und hier die konventionelle Energieerzeugung, nimmt die größte Position klimaschädlicher Emissionen ein. Zudem ist Deutschland in Bezug auf fossile Energieträger in hohem Maße von Importen abhängig. Die weltweit steigende Energienachfrage sowie die natürliche Knappheit fossiler Energieträger werden darüber hinaus zu steigenden Energiepreisen führen, sodass langfristig neben den energiepolitischen Zieldimensionen der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit auch das Ziel der Wirtschaftlichkeit bzw. Bezahlbarkeit in Gefahr gerät.[4] Demnach ist ein Systemwandel erforderlich, um auch künftig „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“[5] garantieren zu können. Vor diesem Hintergrund legte die Bundesregierung im September 2010 das eingangs genannte Energiekonzept vor. Die beiden wesentlichen Säulen des Konzepts bilden zum einen den Ausbau der erneuerbaren Energien und zum anderen die Erhöhung der Energieeffizienz bzw. die Senkung des Energieverbrauchs.[6]

Die Herausforderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen liegt in deren hohen Volatilität. Daraus folgt, dass die Erzeugung nicht wie im bisherigen System ohne weiteres an den jeweiligen Verbrauch angepasst werden kann. Die Integration der erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem stellt demnach eine der größten Herausforderungen der Energiewende dar, insbesondere vor dem Hintergrund der stets zu gewährleistenden Versorgungssicherheit. Durch den

[1] Das Konzept wurde im Juni 2011 modifiziert und um den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie ergänzt.

[2] Bundesregierung (2010), S. 3.

[3] Hier sind u.a. das Kyoto-Protokoll sowie der EU-Klima- und Energierahmen bis 2030 zu nennen.

[4] Zu den Motiven für die Energiewende siehe Bundesregierung (2010), S.3.

[5] § 1 Abs. 1 EnWG.

[6] Vgl. Bundesregierung (2015), S. 2.

Ausbau der erneuerbaren Energien verändert sich außerdem die Struktur der Erzeugung: Diese erfolgt nicht mehr zentralisiert in wenigen großen Kraftwerken, sondern zunehmend dezentral in Form zahlreicher kleiner Erzeugungsmodule, die sinnvoll in das Energieversorgungssystem zu integrieren sind. Um die aufgeführten Herausforderungen zu bewältigen, ist das System der Energieversorgung insgesamt flexibler auszugestalten.

Die grundlegenden Veränderungen im Zuge der Energiewende wirken wirtschaftlich unmittelbar auf die Energieversorgungsunternehmen. Neben Friktionen für die vier großen Energiekonzerne sind mittlerweile auch kleine und mittlere Unternehmen betroffen. So mussten im Sommer 2014 erstmals zwei deutsche Stadtwerke Insolvenz beantragen,[7] was zwar nicht monokausal auf die Energiewende zurückzuführen ist, deren Auswirkungen aber zumindest in Teilen einwirken. Bei zahlreichen Energieversorgungsunternehmen rechnen sich effiziente Kohle- oder GuD-Kraftwerke nicht mehr. Darauf könnten noch weitere Stadtwerke folgen: Einer Studie nach erwirtschaften zahlreiche Unternehmen der Energiewirtschaft bereits seit mehreren Jahren nur noch geringfügige Überschüsse oder gar Verluste.[8]

Die Stadtwerkestudie von ERNST & YOUNG kommt zu einem ähnlichen Resultat: Sinkende Margen bzw. Gewinneinbußen auf der einen Seite und ein steigender Investitionsbedarf im Zuge der Energiewende auf der anderen Seite führen zu einer angespannten Finanzlage der Versorger.[9] Zusätzlich verschärfen neue Marktteilnehmer den Wettbewerbsdruck. Es ist entsprechend unstrittig, dass die Energiewende die Rahmenbedingungen für die Geschäftstätigkeit der Energieversorger stark verändert hat. Der Druck auf die Unternehmen, neue Geschäftsfelder zu identifizieren und ihre Unternehmen an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen, ist dadurch enorm gestiegen. Die Notwendigkeit strategischer Anpassungen hat der Stadtwerkestudie von ERNST & YOUNG zufolge die Mehrheit der Entscheider in der Energiebranche erkannt. Bislang klaffe allerdings eine Lücke zwischen der Einsicht in die künftigen Notwendigkeiten und dem tatsächlichen Handeln. Viele Stadtwerke seien nach wie vor in ihrem traditionellen Geschäftsmodell verhaftet.[10]

7 Nach den Stadtwerken Gera mussten wenig später die Stadtwerke Wanzleben Insolvenz anmelden.

8 Vgl. Roland Berger Strategy Consultants (2014), S. 6.

9 Vgl. Ernst & Young/BDEW (2014), S. 9.

10 Vgl. Ernst & Young/BDEW (2014), S. 8.

1.2 Zielstellung der Studie

Vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende wird in der Branche verstärkt auf das Potenzial einer digitalen Transformation der Energiewirtschaft hingewiesen. Die digitale Transformation, auch Digitalisierung genannt, bezeichnet eine globale Entwicklung, die bereits weite Teile des gesellschaftlichen Zusammenlebens prägt. Aktuell wird vor allem über den Einfluss der Digitalisierung auf die industrielle Wertschöpfung diskutiert. Dabei gelten die Vernetzung aller Produktionsprozesse sowie die Anwendung smarter Technologien als derart bedeutend, dass von einer vierten Stufe der Industriellen Revolution, der „Industrie 4.0" gesprochen wird. Von diesem globalen Prozess der Digitalisierung ist auch die Energiewirtschaft betroffen. Traditionelle Geschäftsmodelle gilt es über alle Wertschöpfungsstufen hinweg zu überdenken, bevor die großen Unternehmen der digitalen Branche den Energieversorgern zuvorkommen.[11] Unabhängig davon werden die mit der Digitalisierung einhergehenden Technologien und Möglichkeiten aber auch als „Lösungsbaukasten" für viele der eingangs genannten Herausforderungen im Zuge der Energiewende gehandelt.[12]

Die Vernetzung aller Bereiche der Energieversorgung im Sinne einer „Energiewirtschaft 4.0" sowie die umfangreiche Erfassung und Auswertung von Daten bietet hier große Chancen: Die Netze könnten effektiver gesteuert werden, indem Erzeugung und Verbrauch aufeinander abgestimmt werden. Die Netzstabilität könnte damit erhöht und das Energieversorgungssystem insgesamt optimiert werden. Die Digitalisierung böte zudem neue Möglichkeiten für die Integration erneuerbarer Energien. Darüber hinaus kann die Verwendung smarter Technologien die Basis für neue Geschäftsmodelle bilden. Die Herausforderungen der Energiewende bilden hierbei wesentliche Treiber für eine Digitalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland.[13] Die Digitalisierung wird damit neben der Energiewende zur zweiten großen Revolution der Energiewirtschaft führen. Ungeachtet der vielseitigen Chancen der Digitalisierung ist dieser Prozess jedoch auch mit Risiken verbunden, da die Energieversorgung zu den sogenannten kritischen Infrastrukturen[14] zählt. Die umfassende Vernetzung aller Bereiche führt zu einer erhöhten Angreifbarkeit des Systems und damit zu einem Sicherheitsrisiko, das entsprechender Vorkehrungen bedarf. Der Schutz personenbezogener Daten und die Finanzierung der digitalen „Aufrüstung" des Energieversorgungssystems sind weitere Herausforderungen der Digitalisierung.

[11] Als Beispiel lässt sich der Bereich „Smart Home" anführen.

[12] Vgl. Arvato Systems (2015), S. 24.

[13] Vgl. bspw. Bundesregierung (2014), S. 16.

[14] Infrastrukturen gelten dann als „kritisch", wenn sie für die Funktionsfähigkeit moderner Gesellschaften von wichtiger Bedeutung sind und ihr Ausfall oder ihre Beeinträchtigung nachhaltige Störungen im Gesamtsystem zur Folge hat. Vgl. BMI (2009), S. 5.

2 Elemente der digitalen Transformation

Die vorliegende Studie diskutiert vor diesem Hintergrund das Potenzial einer digitalen Transformation der Energiewirtschaft. Dabei geht es insbesondere um die Frage, inwiefern diese zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende beitragen kann. Des Weiteren werden Herausforderungen und Risiken im Zuge der Digitalisierung thematisiert, welche die Entscheider in den Energieversorgungsunternehmen aktuell noch zögern lassen, traditionelle Geschäftsmodelle aufzugeben und die Chancen der Digitalisierung wahrzunehmen.

2.1 Digitalisierung – eine Begriffsklärung

Die Bedeutung der Digitalisierung wird aktuell themenübergreifend diskutiert. Bekannter ist mitunter die Debatte um den Begriff „smart“: So wird beispielsweise über Smart Cities, Smart Grid, Smart Metering, Smart Home oder Smart Factory diskutiert. Auch hier geht es um die Nutzung der Digitalisierung zur Optimierung, Verzahnung und Neugestaltung von Prozessen und Organisationsformen.

Dabei stehen vor allem die Chancen der Digitalisierung im Vordergrund. Entsprechend groß sind die Hoffnungen, die mit dieser Entwicklung einhergehen. In der Digitalen Agenda der Bundesregierung aus dem Jahr 2014 heißt es, dass der digitale Wandel die Chance biete, Wohlstand und Lebensqualität zu steigern sowie die Zukunftsfähigkeit Deutschlands zu sichern.[15] Die damit korrespondierenden Veränderungen werden aller Voraussicht nach gravierend sein und in kurzer Zeit virulent, weshalb von einem Systembruch gesprochen wird.[16] Dabei gelte es, die Chancen der Digitalisierung zu realisieren und die Risiken beherrschbar zu machen.[17] Bereits heute werden viele Bereiche der Gesellschaft und Wirtschaft vom Prozess der Digitalisierung geprägt.

[15] Vgl. Bundesregierung (2014), S. 2.

[16] Vgl. BMWi (2015a), S. 3.

[17] Vgl. ebenda.

Trotz des ubiquitären Begriffs „Digitalisierung“ in der öffentlichen Debatte wird dieser in der Regel nicht näher definiert. Eine der wenigen Definitionen liefert das BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Danach steht die Digitalisierung „für die umfassende Vernetzung aller Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft sowie die Fähigkeit, relevante Informationen zu sammeln, zu analysieren und in Handlungen umzusetzen“[18]. Die Ausführungen im Rahmen der vorliegenden Studie orientieren sich an dieser Definition. In den nachfolgenden Abschnitten wird kurz auf die mit der Digitalisierung verbundenen Elemente und Technologien eingegangen, die als Voraussetzung für die Entwicklung einer „Industrie 4.0“ und damit letztlich auch einer „Energiewirtschaft 4.0“ zu bezeichnen sind.

2.2 Informations- und Kommunikationstechnologien

In der flächendeckenden Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) liegt die Grundlage für die digitale Transformation eines Bereichs der Wirtschaft oder Gesellschaft. Unter IKT werden dabei Technologien verstanden, die dem Austausch von Informationen bzw. der Kommunikation dienen. Dazu zählen alle Geräte und Einrichtungen, die Informationen verarbeiten, speichern und übertragen können, wie beispielsweise Sprachtelefonie, Computer, Rundfunk, Fernsehen und ähnliche Technologien.[19] Zwischen diesen IKT besteht allerdings ein entscheidender Unterschied, der mithilfe eines einfachen Sender-Empfänger-Modells der Informationstheorie illustriert werden soll: Informationen stellen darin eine Teilmenge an Wissen dar, die ein Sender über einen Informationskanal an einen Empfänger übermittelt. Der Begriff Kommunikation bezeichnet den Austausch von Botschaften oder Informationen zwischen diesen Personen. Technologien wie Rundfunk und Fernsehen sind in der Regel durch einen unidirektionalen Informationsfluss gekennzeichnet: Die Fernseh- und Rundfunkanstalten senden Informationen über ihre Kanäle, die von Konsumenten empfangen werden. Festnetz und Mobilfunk dienen dagegen dem wechselseitigen Austausch von Informationen.

Das Internet, das über Computer und mobile Endgeräte Milliarden von Nutzern weltweit verbindet, ähnelte zu Beginn den älteren IKT Rundfunk und Fernsehen. Es gab nur wenige „Produzenten“ bzw. Sender von Informationen auf der einen Seite und viele Nutzer bzw. Empfänger auf der anderen Seite. Im sogenannten Web 2.0 erstellen, bearbeiten und verteilen die Nutzer selbst Inhalte und treten damit als Sender und

[18] BMWi (2015a), S. 3.

[19] Vgl. BMZ (2013), S. 6.

Empfänger zugleich auf. Der Informationsfluss ist bidirektional geworden.

Dieser Austausch von Informationen hat in den vergangenen Jahren stetig an Bedeutung gewonnen. Nach der Industrie- und der Dienstleistungsgesellschaft wird aktuell von einer Informationsgesellschaft gesprochen, in der Daten, d.h. digitalisierte Informationen, einem Vermögenswert gleichen. Dadurch ist entsprechend auch die Bedeutung der IKT gestiegen. Nahezu alle Lebens- und Wirtschaftsbereiche werden zurzeit mit modernen IKT ausgestattet. Der Zugang zu IKT wurde zunächst aber vor allem für die Echtzeitkommunikation zwischen Menschen über weite Entfernungen hinweg genutzt.

2.3 Technologie der cyber-physischen Systeme

Cyber-physische Systeme (CPS) bestehen aus vernetzten Maschinen, Geräten und sonstigen Objekten, die kontinuierlich Daten austauschen. Neben die Kommunikation zwischen Menschen mithilfe von Geräten tritt nun auch die Kommunikation zwischen Geräten. Die Technologie der CPS führt zu einer Verschmelzung der physischen und der virtuellen Welt und ist damit insbesondere für das produzierende bzw. verarbeitende Gewerbe relevant.

Alle Bestandteile eines CPS sind mit Sensoren und Aktoren ausgestattet. Die Sensoren dienen der Wahrnehmung der Umwelt. Sie sammeln kontinuierlich Informationen über Zustand, Standort, Prozessfortschritt oder Nutzungsverhalten und werten diese aus.[20] Mithilfe der Aktoren wird dagegen direkt auf Prozesse in der physikalischen Welt eingewirkt, indem das „Verhalten“ der Objekte gesteuert wird.[21] Mithilfe dieser eingebetteten Systeme werden die verschiedenen Bestandteile des CPS zu einem „Internet der Dinge“ vernetzt, d.h. die physischen Elemente der Produktion werden mit der digitalen Welt verbunden.[22] Über das Internet tauschen die Bestandteile des Systems fortwährend Informationen aus. Letztendlich können dadurch alle Produktions- und Logistikprozesse integriert sowie die Planung und Steuerung dieser Prozesse automatisiert und „autonomisiert“ werden.[23] Ein solches System hat die Fähigkeit, sich stetig selbst zu optimieren und sich an den jeweiligen Auftrag bzw. an veränderte Betriebsbedingungen anzupassen.

Insbesondere die Fähigkeit zur Selbststeuerung der CPS stellt einen enormen Fortschritt im Vergleich zu bisherigen Technologien dar. Die Anwendungsmöglichkeiten der CPS sind entsprechend vielfältig. Die Technologie der CPS ist aber vor

[20] Vgl. BMWi (2015a), S. 8.

[21] Vgl. Geisberger/Broy (2012), S. 9.

[22] Vgl. BMBF (2013), S. 6.

[23] BMWi (2015a), S. 8.

allem für die industrielle Wertschöpfung relevant und stellt den entscheidenden Schritt zur vierten Stufe der Industriellen Revolution dar. Die CPS haben hier das Potenzial, massive Effizienz- und Produktivitätssprünge zu bewirken.[24]

2.4 Big Data und Cloud-Technologien

Die Ausstattung sämtlicher Lebens- und Wirtschaftsbereiche mit IKT hat zu einem enormen Anstieg des weltweiten Datenvolumens geführt. Cyber-physische Systeme, durch die künftig auch Objekte Informationen austauschen, werden das Datenvolumen zusätzlich erhöhen. Der sinnvolle Umgang mit dieser Datenflut ist eine der größten Herausforderungen der Digitalisierung. In dem Zusammenhang ist der Begriff „Big Data“ geprägt worden. Big Data bezeichnet dabei nur den Rohstoff, der aus einer Fülle an Daten unterschiedlicher Qualität und Komplexität besteht. Das können zum Beispiel strukturierte, semi-strukturierte oder unstrukturierte Daten sein.[25] Diese heterogenen Datenmengen müssen deshalb zunächst sinnvoll erfasst und aufbereitet werden. Aber erst durch die intelligente Verarbeitung und Auswertung der Datenmassen wird Big Data schließlich zu Smart Data.[26]

Sogenannte Cloud-Technologien ermöglichen im Anschluss die produktive Verwendung der gewonnenen Datenmengen, da Daten, die in einer Cloud gespeichert werden, unabhängig vom Aufenthaltsort verwendet und bearbeitet werden können.[27] Zudem können rechenintensive Teile der Produktionssteuerung in die Cloud verlagert werden. Auf diese Weise lässt sich die Steuerungstechnik vor Ort, mit der zum Beispiel eine Maschine ausgestattet wird, auf ein notwendiges Minimum reduzieren. Darüber hinaus können ortsunabhängige IT- und Verwaltungsaufgaben mithilfe der Cloud-Technologien auch vollständig an externe Dienstleister ausgelagert werden.[28]

2.5 Industrie 4.0

Der digitale Wandel und die Verschmelzung der physischen und der virtuellen Welt stellen für die Industrie laut BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE „eine historische Zäsur“[29] dar. Das Ergebnis dieser vierten Stufe der Industriellen Revolution wird als „Industrie 4.0“ bezeichnet. Im Gegensatz zu den bisherigen Stufen, bei denen jeweils einzelne Innovationen den Produktionsprozess radikal veränderten (vgl. Abbildung 1), ist es heute „ein ganzes Bündel an Treibern und Schlüsseltechnologien“, das die industrielle Wertschöp-

24 Vgl. BMBF (2013), S. 9.

25 Vgl. Lünendonk (2013), S. 10.

26 Vgl. Jähnichen (2015).

27 Vgl. BMWi (2015a), S. 8-9.

28 Vgl. Geisberger/Broy (2012), S. 20.

29 BMWi (2015a), S. 3.

fungskette revolutioniert.[30] Die Technologie der CPS stellt dabei den entscheidenden Fortschritt dar. Durch CPS lassen sich die reale Welt der Produktion und die dort bearbeiteten Erzeugnisse mit der virtuellen Welt der Daten und Netzwerke verknüpfen.

Der Begriff „Industrie 4.0“ beschreibt derzeit noch eine Zukunftsperspektive der industriellen Wertschöpfung. Da sich die Industrie aktuell in der Umbruchphase der „Revolution“ befindet, ist derzeit noch unklar, wie die Industrie 4.0 letztendlich aussehen wird. An dieser Stelle kann deshalb nur ein mögliches Szenario skizziert werden. In der Industrie 4.0 sind alle an der Wertschöpfung beteiligten Bereiche innerhalb eines Unternehmens miteinander vernetzt. Alle Prozesse vom Auftrag über die Entwicklung, Fertigung bis hin zur Auslieferung des Produkts sowie alle damit verbundenen Serviceleistungen werden in die Produktionsplanung und -steuerung integriert. Die Vernetzung garantiert einen stetigen Informationsaustausch, der zu einer optimalen Abstimmung aller Bereiche aufeinander führt. Damit wird eine neue Stufe der Steuerung einer gesamten Wertschöpfungskette erreicht.[31] Mitunter kann sogar das herzustellende Produkt zu einem aktiven Element des Produktionsprozesses werden, indem es der jeweiligen Maschine „mitteilt“, wie es zu bearbeiten ist.[32] Neben die umfassende Vernetzung innerhalb eines Unternehmens tritt zusätzlich die unternehmensübergreifende Vernetzung. Es entstehen flexible Wertschöpfungsnetzwerke. Auch hier trägt der stetige Datenaustausch dazu bei, dass alle an der Wertschöpfung beteiligten Bereiche – über Unternehmensgrenzen hinweg – aufeinander abgestimmt werden können. Diese Wertschöpfungsnetzwerke organisieren und optimieren sich selbst, indem sie aus den erhobenen Daten jeweils den optimalen Wertschöpfungsfluss ableiten. So können je nach Auftrag und Produkt andere Netzwerke zusammengeschlossen werden.[33] Diese Vernetzung und Flexibilisierung der Produktion ermöglicht eine Individualisierung der Produkte zu geringen Kosten.[34] Das ist einer der wichtigsten Fortschritte im Zuge der vierten Industriellen Revolution.

Die Energiewirtschaft zählt nicht zum verarbeitenden bzw. zum produzierenden Gewerbe im engeren Sinne. Eine Individualisierung der Produktpalette ist hier kaum möglich, da die „Produkte“, wie beispielsweise Strom, in der Regel homogene Güter sind. Deshalb kommt es in der Energiewirtschaft weni-

30 Ebenda, S. 7.

31 Vgl. BITKOM/VDMA/ZVEI (2015), S. 8.

32 Vgl. BMWi (2015a), S. 8.

33 Vgl. BMBF (2013), S. 6.

34 Vgl. ebenda, S. 14.

ger darauf an, dass sich Maschine A und Maschine B über die spezifischen Eigenschaften des Gutes C austauschen können. Die Digitalisierung ist für die Energiewirtschaft vielmehr insofern relevant, als dass dadurch alle Bereiche und Prozesse des Energieversorgungssystems von der Erzeugung bis hin zum Endverbraucher vernetzt und über große Entfernungen in Echtzeit gesteuert werden können. Im nachfolgenden Kapitel wird ein Zukunftsbild dieser „Energiewirtschaft 4.0“ skizziert.

Abbildung 1: Die vier Stufen der Industriellen Revolution

Eigene Darstellung, in Anlehnung an BMWi (2015a), S. 8.

3 Potenzielle Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewirtschaft

3.1 Vorbemerkungen

Das bisherige Energieversorgungssystem war durch eine verbrauchsorientierte Erzeugung gekennzeichnet, d.h. der Umfang der Energieerzeugung aus konventionellen Energieträgern wurde an den jeweiligen Verbrauch angepasst. Die Erzeugung fand in großen zentralen Kraftwerken statt und die Verteilung verlief unidirektional gemäß dem Top-Down-Prinzip (von den Kraftwerken zum Verbraucher). Zeitlich und räumlich differenzierte Informationen über Netzzustände gab es kaum. Durch die Energiewende hat sich primär die Erzeugungsstruktur des Energieversorgungssystems verändert. Daraus ergeben sich aber auch veränderte Anforderungen an die übrigen Bereiche: Das System muss insgesamt flexibler werden, um die Volatilität der erneuerbaren Energien zu kompensieren.

In diesem Kapitel wird ein Zukunftsbild der „Energiewirtschaft 4.0“ skizziert[35], das die Anwendungsmöglichkeiten der in Kapitel 2 dargestellten Technologien aufzeigt und darstellt, wie das Energieversorgungssystem nach einer digitalen Transformation aussehen könnte. Dies soll aber stets vor dem Hintergrund der Frage geschehen, welche Veränderungen zur Bewältigung der eingangs genannten Herausforderungen der Energiewende beitragen können. Im Folgenden werden die verschiedenen Bereiche des Energieversorgungssystems zunächst getrennt voneinander betrachtet. Dabei wird jeweils zu Beginn geklärt, was sich in dem Bereich durch die Energiewende ändert und welche (neuen) Anforderungen sich daraus ergeben. Im Anschluss daran wird herausgearbeitet, wie sich der Bereich im Zuge einer digitalen Transformation verändern würde und was dies für die Herausforderungen der Energiewende bedeutet. In einem abschließenden Kapitel werden alle Bereiche zu einem Zukunftsbild des Energieversorgungssystems, der „Energiewirtschaft 4.0“ zusammengefasst.

3.2 Erzeugung

Durch die Energiewende haben sich die Erzeugungsstrukturen des Energiesystems verändert. Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist durch eine dezentrale Erzeugungsstruktur, bestehend aus vielen kleinen Erzeugungsmodulen, gekennzeichnet. Zudem hat die Eigenerzeugung zugenommen, das bedeutet, Haushaltskunden sind Konsumenten und Produzenten zugleich.[36] Diese sogenannten „Prosumer“ gilt es sinnvoll in das Energieversorgungssystem zu integrieren.

[35] Die Stromversorgung steht dabei im Vordergrund.

[36] Vgl. Varela (2015), S. 495.

Die größere Herausforderung stellt allerdings die hohe Fluktuation in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien dar. Um diese Fluktuation zu kompensieren, kann an unterschiedlichen Stellen angesetzt werden. Zum einen kann der Verbrauch an die Volatilität der Erzeugung angepasst werden. Diese Vorschläge werden zum Beispiel unter dem Schlagwort „Demand Side Management“ diskutiert (vgl. Abschnitt 3.3). Zum anderen können Speicher die überschüssige Energie aufnehmen und bei Bedarf wieder einspeisen. Unabhängig davon kann aber auch im Bereich der Erzeugung ein entscheidender Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien geleistet werden. Voraussetzung für eine intelligente Erzeugung ist die digitale Transformation des Energieversorgungssystems.

Im Zuge der digitalen Transformation werden alle Bereiche von der Erzeugung bis zum Vertrieb mit IKT ausgestattet. In der „Energiewirtschaft 4.0“ ist dann nicht nur die Vernetzung innerhalb eines Bereichs, sondern auch die Vernetzung mit anderen Bereichen der Energieversorgung möglich. Das IKT-basierte Energiesystem liefert zudem fortwährend Echtzeitdaten über den aktuellen Netzzustand. Durch die intelligente Auswertung der Daten können Energieeinspeisung, Eigenverbrauch und Fremdverbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden. Diese Möglichkeit des Erzeugungsmanagements ist insbesondere für die „Prosumer“ relevant. Die große Anzahl dezentraler Erzeugungseinheiten stellt allerdings eine organisatorische Herausforderung für die intelligente Energieerzeugung dar. In der „Energiewirtschaft 4.0“ werden diese deshalb zu virtuellen Kraftwerken aggregiert.[37] So kann die Leistung der vielen dezentralen Einheiten gebündelt zu- oder abgeschaltet und darüber hinaus auch gebündelt vermarktet werden. Dabei können die Erzeugungseinheiten gleichen oder unterschiedlichen Typs sein. Durch die Bündelung unterschiedlicher Formen der Energieerzeugung tragen virtuelle Kraftwerke zusätzlich zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energien bei. Ein virtuelles Kraftwerk, das Photovoltaikanlagen und Windräder mit Blockheizkraftwerken und Biogasanlagen vernetzt, kann die Volatilität der erneuerbaren Energien zumindest teilweise ausgleichen, indem durch intelligentes Erzeugungsmanagement beispielsweise das Blockheizkraftwerk in Betrieb genommen wird, wenn unmittelbare Sonneneinstrahlung fehlt.[38]

Zusätzlich können in der „Energiewirtschaft 4.0“ dezentrale Speicher integriert werden, die bei Bedarf Lastspitzen abbauen. Neben diesen Fortschritten bei der Integration erneuerbarer

[37] Vgl. Lünendonk (2013), S. 15.

[38] Vgl. B.A.U.M. Consult (2012), S. 13 sowie BMWi (2014), S. 44-45.

Energien ermöglicht eine IKT-basierte Erzeugung zudem ein besseres Infrastrukturmanagement und eine spürbare Reduktion der Wartungskosten durch die Möglichkeit der Fernwartung.[39]

3.3 Verteilung

Das Herzstück eines Energieversorgungssystems ist das Stromnetz, das den „Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Elektrizitätsverteilernetze“[40] ermöglicht. In Deutschland ist die Netzinfrastruktur zweigeteilt: Übertragungsnetze dienen der Verteilung über weite Strecken, während die Verteilernetzbetreiber für die regionale Verteilung bis hin zum Endverbraucher zuständig sind. Durch die Dezentralisierung der Erzeugung im Zuge der Energiewende haben sich auch die Anforderungen an die Netzinfrastruktur verändert. Bisher wurde der Strom nur in eine Richtung von der Übertragungsnetzebene über die Verteilernetzebene bis zum Endverbraucher transportiert (Top-Down-Prinzip). Die dezentrale Erzeugung erfordert allerdings bidirektionale Stromflüsse. Der Strom ist nicht nur vom zentralen Kraftwerk zum Stromkunden (von oben nach unten) zu transportieren, sondern auch vom „Prosumer“ hinauf ins Netz (von unten nach oben).[41] Dies kann insbesondere auf der Niederspannungsebene zu Problemen bezüglich der Systemstabilität führen, da die Niederspannungsnetze nicht für eine stark schwankende Einspeisung, wie sie aus den erneuerbaren Energien resultiert, ausgelegt sind.[42] Die Dezentralisierung der Energieversorgung führt so letztendlich dazu, dass Verteilernetzbetreiber verstärkt auch Aufgaben übernehmen müssen, die denen der Übertragungsnetzbetreiber ähneln. Dazu gehören Systemdienstleistungen wie die Erbringung von Regelleistungen bzw. die Beschaffung von Reserveenergie.[43] Der dynamische Steuer- und Regelungsbedarf verlagert sich folglich in die Fläche.[44] Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, benötigen die Netzbetreiber mehr Informationen über den aktuellen Netzzustand. Das Stromnetz ist vor diesem Hintergrund intelligenter auszugestalten. Ein intelligentes Netz (auch „Smart Grid“ genannt) kann den aktuellen Netzzustand stets in Echtzeit erfassen. Anschließend können diese Informationen zum Beispiel an eine Steuerungszentrale kommuniziert werden, in der auf Grundlage der Daten Analysen und Prognosen erstellt werden können, aus denen sich wiederum konkrete Handlungen ableiten lassen. Voraussetzung für ein solches Netz ist die digitale Transformation der Netzinfrastruktur, d.h. die flächendeckende Ausstattung der Netze mit IKT. Damit ist aber ausschließlich die intelligente Aufrüstung schon bestehender Netze ge-

39 Vgl. Lünendonk (2013), S. 18.

40 § 3 Nr. 37 EnWG.

41 Vgl. Pielow (2014), S. 29.

42 Vgl. B.A.U.M. Consult (2012), S. 12-13.

43 Vgl. Pielow (2014), S. 30.

44 Vgl. BMWi (2014), S. 49.

meint, nicht der konventionelle Netzausbau im Sinne einer Kapazitätserweiterung. Im Zuge der Energiewende ist auch diesbezüglich ein Bedarf entstanden. So werden insbesondere auf der Übertragungsebene neue Höchstspannungsleitungen benötigt, um die Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten zu überbrücken. Dieser konventionelle Netzausbau ist vom Bedarf der intelligenten Aufrüstung des bestehenden Netzes zu unterscheiden.[45] Die beiden Aspekte hängen allerdings insofern eng zusammen, als dass durch die Ausstattung der bestehenden Netze mit IKT der Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten (konventioneller Netzausbau) erheblich reduziert werden kann.[46] Die vorliegende Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft geht ausschließlich auf die intelligente Aufrüstung des bestehenden Netzes ein.

Das Stromnetz der „Energiewirtschaft 4.0" ist flächendeckend mit intelligenten Messgeräten und Sensoren ausgestattet, die punktgenau Informationen über Netzparameter wie Strombedarf, Netzspannung und Frequenz liefern. Mithilfe von Sensoren können Netzzustandsdaten direkt an den Stromleitungen gemessen werden.[47] Die Messgeräte werden zum einen an geeigneten Stellen entlang der Versorgungsstränge wie zum Beispiel an Ortsnetzstationen platziert. Zum anderen können auch intelligente Stromzähler (Smart Meter) in Haushalten und Betrieben die erforderlichen Informationen messen und an die Ortsnetzstation bzw. die Netzleitstelle weiterleiten.[48] Ein flächendeckender Smart Meter Rollout im Haushaltskundenbereich ist aus Sicht der Netzbetreiber aber nicht zwingend erforderlich. Die Messung der Netzzustandsdaten „an ‚neuralgischen' Punkten" reicht aus, um auf deren Grundlage einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten".[49] Die großflächige Verwendung von Smart Metern bildet aber unabhängig davon eine wesentliche Voraussetzung für die „Energiewirtschaft 4.0".

Aus der Verwendung intelligenter Messgeräte ergibt sich ein umfangreiches Datenvolumen. Bislang war jährlich ein Messwert pro Haushalt zu verarbeiten. Dagegen produziert ein intelligentes Messgerät, das beispielsweise alle 15 Minuten die gewünschten Daten erhebt, jährlich über 35.000 Werte pro Kunde.[50] Die (Verteiler-)Netzbetreiber müssen entsprechende Methoden für die intelligente Datenerfassung und -auswertung entwickeln, um den Rohstoff Big Data zu Smart Data weiterzuentwickeln. Ein entscheidendes Element des Stromnetzes ist in diesem Zusammenhang das sogenannte Smart Meter Gateway. Das Smart Meter Gateway ist eine Kommunikationseinheit, die als Datendrehscheibe der „Energiewirtschaft 4.0"

[45] Vgl. BNetzA (2011), S. 11.

[46] Der Verteilernetzstudie zufolge können durch die Kombination von innovativen Planungskonzepten und intelligenten Technologien die notwendigen Investitionen halbiert werden. Vgl. E-Bridge Consulting/IAEW/OFFIS (2014), S. 99-101 bzw. 105.

[47] Beim sogenannten Freileitungs-Monitoring werden zudem die Temperatur und der Durchhang der Leitung gemessen, da die Übertragungskapazität von diesen Parametern abhängt. Vgl. TenneT (2010).

[48] Vgl. B.A.U.M. Consult (2012), S. 12-13.

fungiert. Es ist über verschlüsselte Kommunikationsverbindungen u.a. mit den Messgeräten der Endverbraucher, verschiedenen Marktteilnehmern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen und intelligenten Haushaltsgeräten verbunden.[51] Das Gateway sammelt die Messwerte der intelligenten Zähler und leitet diese an die berechtigten Marktteilnehmer weiter. Da es sich dabei um hochsensible Daten handelt, sind die Sicherheitsanforderungen an den Systemadministrator des Gateways entsprechend hoch.[52]

Aus den erhobenen Daten können mithilfe von mathematischen Algorithmen Handlungen abgeleitet und ausgelöst werden, die den Netzbetrieb stabilisieren. Die Netzleittechnik der „Energiewirtschaft 4.0" weist hier einen deutlich höheren Automatisierungsgrad auf als das bisherige System. Wesentlicher Bestandteil der intelligenten Netzleittechnik sind vollautomatisierte Ortsnetzstationen, die ihre jeweiligen Netzsegmente selbstständig anhand von Sollvorgaben aus der Netzleitstelle organisieren.[53] Dabei kommen außerdem regelbare Transformatoren in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zum Einsatz, die eine Entkopplung dieser beiden Ebenen ermöglichen. Dadurch steht auf jeder Ebene der von der EN 50160 zugelassene Toleranzbereich in Höhe einer 10 %-Abweichung von der Nennspannung zur Verfügung. Bei ungeregelten Transformatoren musste das Spannungsband auf alle Ebenen aufgeteilt werden.[54] Die Verwendung regelbarer Transformatoren erleichtert demnach die Integration der erneuerbaren Energien, insbesondere auf der Niederspannungsebene. Abschließend ist festzuhalten, dass eine intelligente Netzinfrastruktur, die bidirektionale Strom- und Informationsflüsse ermöglicht, eine notwendige Bedingung für die Realisierung einer „Energiewirtschaft 4.0" darstellt.

3.4 Verbrauch

In der zukünftigen Energieversorgung sollen konventionelle Energieträger perspektivisch keine Rolle mehr spielen. Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien kann jedoch nicht ohne weiteres an den jeweiligen Verbrauch angepasst werden. Demzufolge müssen sich die Verbrauchsgewohnheiten ändern. Im Gegensatz zum bisherigen System der verbrauchsorientierten Erzeugung machen intelligente Verbraucher in der „Energiewirtschaft 4.0" ihre Nachfrage von der aktuellen Erzeugungsleistung abhängig und kompensieren auf diese Weise die Volatilität der erneuerbaren Energien. Um die erzeugte Energie möglichst effizient zu nutzen, ist der Verlauf der Nachfrage an den der Erzeugung anzupassen.

49 BNetzA (2011), S. 9 bzw. 18.

50 Vgl. Lünendonk (2013), S. 16.

51 Vgl. BSI (2014), S. 9-11.

52 Vgl. Thüga MeteringService (2015), S. 16.

53 Vgl. BDEW (2013), S. 44-45.

54 Vgl. E-Bridge Consulting/IAEW/OFFIS (2014), S. 87-88.

In Erzeugungsspitzen ist mehr zu verbrauchen, während bei Netzengpässen die Stromnachfrage entsprechend zu reduzieren ist. Das Anpassungspotenzial der Verbraucher besteht demnach in der zeitlichen Verschiebung ihrer flexibel einsetzbaren Lasten. Dabei können sie ihren Verbrauch einerseits in Schwachlastzeiten erhöhen und andererseits bei einem Netzengpass zügig reduzieren. Prinzipiell kommen für die Lastverschiebung sowohl private Haushalte, als auch Unternehmen in Frage. Das Anpassungspotenzial der Haushalte ist allerdings sehr viel geringer. Eine Untersuchung hat ergeben, dass nur 5 bis 10 Prozent des Stromverbrauchs in privaten Haushalten flexibel gestaltbar sind. Bei energieintensiven Unternehmen und großen kommunalen Verbrauchern besteht dagegen ein sehr viel größeres Potenzial.[55] Technische Voraussetzung für die intelligente Verbrauchssteuerung ist ein IKT-basiertes Stromnetz. Die intelligenten Messgeräte liefern die benötigten Informationen über den aktuellen Zustand der Energieerzeugung, sodass je nach Bedarf der Verbrauch erhöht oder reduziert werden kann. Die technische Machbarkeit der intelligenten Verbrauchssteuerung ist allerdings von der kommerziellen zu unterscheiden.[56]

Bislang ging es ausschließlich um das Ziel der intelligenten Verbrauchssteuerung. Im Folgenden steht die Frage im Vordergrund, wie die Anreizstrukturen ausgestaltet sein müssen, damit sich die Verbraucher auch zielführend verhalten. Dazu bedarf es eines ausreichenden Anreizes, da die Verbraucher durch die Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage an Komfort einbüßen.[57] Damit sich diese Einschränkung lohnt, wird das vom Verbraucher angebotene Produkt „Flexibilität“ vermarktet. Dies kann beispielsweise auf Grundlage bilateraler Vereinbarungen zwischen Unternehmen und Netzbetreibern über gezielte Zu- oder Abschaltungen geschehen. Für Unternehmen bietet sich zudem die Vermarktung der verschiebbaren Lasten als Regelleistung im gesetzlich vorgeschriebenen Auktionsverfahren an.[58] In beiden Fällen handelt es sich um Formen des Demand Side Managements. Dabei wird die Stromnachfrage des Verbrauchers direkt beeinflusst und die Verschiebung flexibler Lasten entsprechend honoriert. Das Demand Side Management ist vom Demand Side Response zu unterscheiden. Letzteres beschreibt die Reaktion der Verbraucher auf Anreizsignale, die in der Regel monetärer Art sind.[59] Die Stromnachfrage wird dadurch indirekt beeinflusst und an den Verlauf der Erzeugung angepasst. In der „Energiewirtschaft 4.0“ kommen dafür flexible Tarife zum Einsatz, bei denen die

55 Vgl. BMWi (2014), S. 42-43.

56 Vgl. Krickel (2015), S. 57.

57 Vgl. BDEW (2012), S. 22.

58 Für weitere Möglichkeiten der Vermarktung siehe Deutsche Energie-Agentur (2015), S. 27.

59 Vgl. BDEW (2013), S. 60.

Strompreise abhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs variieren. In den Nachtstunden und am Wochenende, wenn typischerweise weniger Strom nachgefragt wird, sind die Strompreise entsprechend niedrig. Private Haushalte und Unternehmen haben dadurch einen monetären Anreiz, ihren Verbrauch in diese Schwachlastzeiten verlegen. Unternehmen können zum Beispiel besonders energieintensive Fertigungsprozesse in Schwachlastzeiten zu verschieben und dadurch die Kosten der Strombeschaffung reduzieren.

Um ein netzdienliches Verhalten der Verbraucher zu etablieren, sind diese zeitnah über ihre Verbrauchsdaten zu informieren. Die technische Voraussetzung dafür sind intelligente Stromzähler. Auf Grundlage der Verbrauchsdaten treffen die Verbraucher ihre Optimierungsentscheidungen, die entweder zu einer Verschiebung oder auch zu einer Reduzierung der Stromnachfrage führen können. Letzteres ist ein positiver Nebeneffekt der intelligenten Stromzähler: Die transparente Darstellung des aktuellen Verbrauchs trägt insbesondere bei privaten Haushalten dazu bei, den Energieverbrauch zu überdenken und gegebenenfalls zu reduzieren.[60] Die intelligente Verbrauchssteuerung erhöht demnach in zweierlei Hinsicht die Energieeffizienz.

3.5 Vertrieb und neue Geschäftsfelder

Das Ziel der Energiewende, die Energieeffizienz zu erhöhen, soll u.a. durch eine Senkung des Energieverbrauchs erreicht werden. Viele Maßnahmen im Zuge der Energiewende zielen deshalb darauf ab, den Verbrauch desjenigen Produktes stark zu reduzieren, das die Energieversorgungsunternehmen primär vertreiben. Im Bereich Vertrieb ändern sich demnach nicht die technischen Anforderungen oder Ähnliches, stattdessen wird die Basis ihres Geschäftsmodells fortlaufend schrumpfen. Dies führt zwangsläufig zu Umsatzeinbußen im klassischen Erzeugungs- und Versorgungsgeschäft.[61] Die Energieversorger haben sich deshalb speziell im Vertrieb, aber auch insgesamt neu zu positionieren. Im Bereich Vertrieb geht es primär um den Verkauf der Produkte eines Unternehmens. Dabei ist eine differenzierte Produktpalette von Vorteil, um sich von der Konkurrenz abzugrenzen. Das Verfolgen von Differenzierungsstrategien ist allerdings begrenzt, da ihre „Produkte“ in der Regel die Eigenschaften eines homogenen Gutes aufweisen. Homogene Güter sind gleichartige Güter, die aus diesem Grund beliebig substituierbar sind.[62] Die Unternehmen müssen sich deshalb an anderer Stelle von der Konkurrenz abheben.

60 Vgl. BMWi (2014), S. 41.

61 Vgl. VKU (2015), S. 19

62 Vgl. Krickel (2015), S. 49.

Neben dem Verkauf der Produkte geht es im Vertrieb auch um die Pflege von Kundenbeziehungen, Serviceleistungen und Neukundengewinnung. In dieser Hinsicht eröffnet die digitale Transformation der Energiewirtschaft den Versorgern neue Spielräume, ihr Angebot zu differenzieren und sich dadurch von anderen Unternehmen abzugrenzen. Die allgemeine Digitalisierung der Gesellschaft hat zudem die Möglichkeiten der Kundeninteraktion erweitert.

Der wichtigste Kommunikations- und Vertriebskanal bleibt aller Voraussicht nach bis auf weiteres die unternehmenseigene Website. Hier können sich die Kunden über Tarife informieren, Verträge abschließen, persönliche Daten ändern, den aktuellen Zählerstand eingeben oder Störungen melden.[63] Darüber hinaus können sich die Versorger von der Konkurrenz abheben, indem sie Feedback-Instrumente anbieten, die den Verbraucher bei der Energiesteuerung und -einsparung unterstützen. Diese Anwendungen sollten dabei nicht nur über den aktuellen Stromverbrauch informieren, sondern aus den Informationen auch konkrete Handlungsoptionen ableiten.[64] Schließlich führt erst die Anpassung des Stromverbrauchs an den Verlauf der Erzeugung zu einer erhöhten Energieeffizienz in der „Energiewirtschaft 4.0“. Damit sich das netzdienliche Verhalten für die Verbraucher lohnt, sollten die Unternehmen flexible Tarife anbieten. Die Bereitstellung flexibler Tarife stellt ebenfalls eine Möglichkeit der Differenzierung der „Produktpalette“ dar. Die Ausgestaltung der flexiblen Tarife erfolgt auf Grundlage umfangreicher Datenanalysen (Big Data). Dabei werden sowohl interne Kunden- und Verbrauchsdaten, als auch externe Marktdaten ausgewertet. Auf Basis der Verbrauchsdatenanalyse können außerdem auch speziell auf die Bedürfnisse einer Kundengruppe zugeschnittene Tarife angeboten werden.[65]

Die Energiewende erfordert eine Neuorientierung der Energieversorger. Die Digitalisierung bietet hier Möglichkeiten, bestehende Geschäftsfelder weiterzuentwickeln und neue aufzubauen.[66] In der „Energiewirtschaft 4.0“ können die Unternehmen vom klassischen Energieversorger zum umfassenden Energiemanager werden. Die Unternehmen haben hier den Vorteil, dass sie über ein umfangreiches „energiewirtschaftliches Know-how“[67] verfügen. Im Energieversorgungssystem der Zukunft wird es nicht mehr allein um die kostengünstige Bereitstellung von Energie gehen, sondern vielmehr um intelligente Lösungen rund um das Thema Energie.[68] Dafür ist in erster Linie das Angebot individualisierter Beratungs- und

63 Vgl. ebenda, S. 50.

64 Vgl. B.A.U.M. (2012), S. 17.

65 Vgl. Lünendonk (2013), S. 19.

66 Vgl. ebenda.

67 KPMG (2015), S. 28.

68 Vgl. ebenda.

Serviceleistungen auszuweiten. Dazu zählen die energiewirtschaftliche Beratung von „Prosumern“ und die Unterstützung bei Planung, Bau und Betriebsführung dezentraler Erzeugungsanlagen. Auf Verbraucherseite werden die bereits erwähnten Feedback-Instrumente zur Verfügung gestellt, auf deren Grundlage individuelle Energiekonzepte entwickelt werden können. Dies kommt sowohl für private Haushalte (Smart Home), als auch für Unternehmen (Smart Industry) in Frage und kann bis hin zur Smart City weiterentwickelt werden. Smart Cities sind energie- und verkehrsoptimierte Städte, in denen das Energieversorgungsunternehmen zum smarten Infrastrukturdienstleister wird, der alle Versorgungsleistungen aus einer Hand anbietet.[69]

Darüber hinaus sind im Energieversorgungssystem nach der Energiewende einige neue Marktrollen zu erfüllen. Daraus ergibt sich ebenfalls Potenzial für neue Geschäftsfelder. Eine wichtige neue Marktrolle in der „Energiewirtschaft 4.0“ ist der Aggregator, der zum einen dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher zu virtuellen Kraftwerken zusammenfasst und zum anderen im Bereich Demand Side Management die flexiblen Lasten privater Haushalte und kleiner Betriebe bündelt. Gateway Administrator sowie Messstellen- und Ladepunktbetreiber sind weitere neue Marktrollen. Bei der Entwicklung neuer Geschäftsfelder ist aber stets die gesetzlich vorgeschriebene Entflechtung von Vertriebs- und Erzeugungstätigkeiten vom Betrieb des Netzes (Unbundling)[70] zu berücksichtigen.[71]

3.6 „Energiewirtschaft 4.0“: Vernetzung von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch

Die grundlegende Umstellung der Energieversorgung wirkt sich auf alle Bereiche des Systems aus. In der Erzeugung sind dezentrale Erzeugungsmodule auf Basis wetterabhängiger erneuerbarer Energien sinnvoll zu integrieren, die Netzinfrastruktur ist aufzurüsten, sodass bidirektionale Strom- und Informationsflüsse möglich sind. Die Verbraucher haben deutlich flexibler auf Erzeugungsschwankungen zu reagieren als bislang. Eine verbrauchsorientierte Erzeugung, wie sie im bisherigen System üblich war, ist im zukünftigen von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem schließlich nicht mehr möglich. Stattdessen ist ein flexibler erzeugungsoptimierter Verbrauch zu etablieren. Die Übereinbringung von Erzeugung und Verbrauch wird die zentrale Aufgabe des zukünftigen Energieversorgungssystems sein. Dafür sind örtlich und zeitlich differenzierte Informationen zum jeweiligen Netzzustand erforderlich, damit rechtzeitig Anpassungsmaßnahmen

69 Vgl. Varela (2015), S. 499-501.

70 Vgl. Teil 2 EnWG.

71 Vgl. BNA (2011), S. 37.

eingeleitet werden können. Zudem besteht die Notwendigkeit, alle Bereiche des Systems miteinander kommunizieren zu lassen. Die digitale Transformation der Energiewirtschaft kann den entscheidenden Beitrag hierzu leisten.

Im Zuge der digitalen Transformation wird die Energiewirtschaft zum cyber-physischen System. Alle physischen Komponenten des Energieversorgungssystems von der Photovoltaikanlage bis hin zum Stromzähler werden mit IKT ausgestattet und vernetzt, sodass angelehnt an das „Internet der Dinge" ein „Internet der Energie" entsteht.[72] Dadurch können zum einen örtlich und zeitlich differenzierte Informationen zum aktuellen Netzzustand, zum Umfang der Energiegewinnung und zur Höhe des Verbrauchs erhoben werden. Zum anderen können alle Komponenten und Bereiche des Energieversorgungssystems diese Informationen austauschen und Prozesse aufeinander abstimmen und optimieren. In der „Energiewirtschaft 4.0" sind alle Akteure – Netzbetreiber, Energieerzeuger, Vertriebe, private Haushalte, Unternehmen und auch Betreiber von Speichern – miteinander vernetzt.

Damit das Energieversorgungssystem seine zentrale Aufgabe, die Übereinbringung von Angebot und Nachfrage, erfüllt, ist eine umfassende Energiesteuerung notwendig. In der „First-Best-Solution" führt die Energiesteuerung dazu, dass sich Angebot und Nachfrage, d.h. Erzeugung und Verbrauch, stets entsprechen. Ausgangspunkt der intelligenten Abstimmung von Erzeugung, Netzbelastung und Verbrauch ist die Erstellung eines globalen Lagebildes, das neben aktuellen Produktions- und Verbrauchsdaten auch Markt- und Umweltdaten umfasst und fortlaufend aktualisiert wird.[73] Auf Grundlage der Datenanalyse mithilfe von Big-Data-Lösungen wird schließlich der flexibel gestaltbare Verbrauch weitgehend automatisiert an den Verlauf der Erzeugung angepasst. Diese „First-Best-Solution" funktioniert allerdings nur in der Theorie, da der tatsächliche Stromverbrauch nur zu einem Teil aus verschiebbaren Lasten besteht. Eine vollständige Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung ist deshalb unrealistisch.

Im Rahmen der „Second-Best-Solution" werden die Möglichkeiten, um Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, erweitert. Dabei geht es vor allem um die Verwendung von intelligenten Speichern (vgl. Abbildung 2). Diese sollten allerdings nur dann zum Einsatz kommen, wenn keine Alternativen im Sinne der „First-Best-Solution" verfügbar sind. Die Beeinflussung von Erzeugung und Verbrauch oder das

[72] Vgl. B.A.U.M. Consult (2012), S. 12.

[73] ebenda.

Transportieren an einen Ort, an dem Strom benötigt wird, sollte beispielsweise der Verwendung von Speichern vorgezogen werden.[74] Speicher verschieben den Zeitpunkt, zu dem Strom aus Erzeugungsanlagen bereitzustellen ist. Sie wirken ähnlich wie verschiebbare Lasten: In Erzeugungsspitzen wird der überschüssige Strom – vorausgesetzt, es gibt keine wirtschaftlichere Lösung – zum Laden von Speichern verwendet. Dies können beispielsweise Batterien von Elektrofahrzeugen sein. Bei Engpässen können bereits geladene Speicher den Strom wieder rückspeisen.[75] Weitere Möglichkeiten zur Überbrückung der Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch sind sogenannte „Power-to-X"-Technologien, bei denen Strom in besser speicherbare Energieformen umgewandelt wird. Bei „Power-to-Heat" wird der überschüssige Strom zur Gewinnung von Heizenergie genutzt. Die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus nicht benötigtem Strom wird als „Power-to-Gas" bezeichnet.[76] Die Energiesteuerung im Rahmen der „Second-Best-Solution" funktioniert ähnlich wie bei der „First-Best-Solution". Bei der Erstellung des globalen Lagebilds sind zusätzlich die verfügbaren Speicherkapazitäten zu erfassen. Bei der Steuerung selbst sind die Speicher zu berücksichtigen, d.h. im Rahmen der „Second-Best-Solution" gilt es Energieerzeugung, -verteilung, -speicherung und -verbrauch in Echtzeit aufeinander abzustimmen. Dabei sollten die Speicher aber nur zum Einsatz kommen, wenn eine „First-Best-Solution", d.h. eine direkte Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch nicht realisierbar ist.

Die Übereinbringung von Erzeugung und Verbrauch wirkt sich positiv auf die beiden Säulen der Energiewende aus. Die Flexibilisierung des Verbrauchs erleichtert beispielsweise die Integration der erneuerbaren Energien. Die gezielte Übereinbringung von Angebot und Nachfrage erhöht zudem die Energieeffizienz, da Erzeugungsspitzen besser ausgenutzt werden. Darüber hinaus trägt die transparente Darstellung des Verbrauchs zu einer Reduzierung desselbigen bei.[77] Bisher wurde allerdings nur dargestellt, zu welchem Ergebnis die „Energiewirtschaft 4.0" führen soll. In Bezug auf die praktische Umsetzung gibt es verschiedene Modelle.

In Abbildung 2 ist ein mögliches Modell der „Energiewirtschaft 4.0" skizziert. Darin treffen die verschiedenen Marktteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher, Lieferanten, Aggregatoren) auf einem virtuellen Marktplatz aufeinander, um beispielsweise über die Verschiebung flexibler Lasten zu verhandeln. Der Marktplatz ist das Herzstück der „Energiewirtschaft 4.0".[78] Ein ebenfalls

[74] Vgl. BMWi (2014), S. 47.

[75] Vgl. ebenda.

[76] Vgl. ebenda, S. 45.

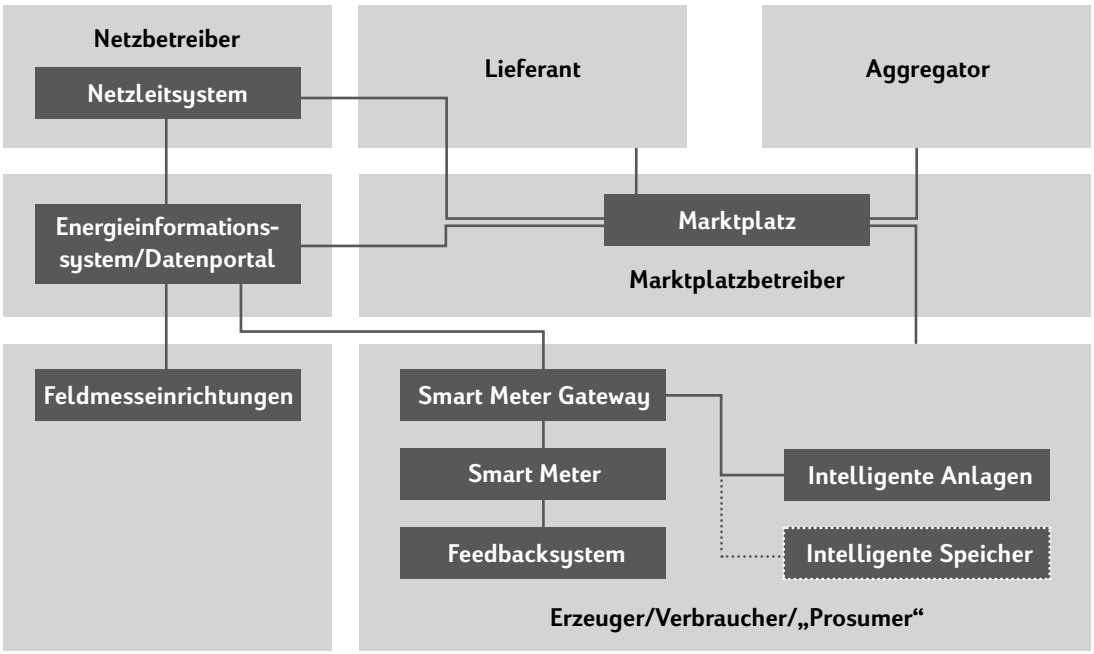
[77] Vgl. BMWi (2015b), S. 1.

[78] Vgl. BMWi (2014), S. 57.

wichtiges Element bildet das Energieinformationssystem, in welches die Daten aus Feldmesseinrichtungen und Smart Meter Gateways einfließen. Der Betreiber des Energieinformationssystems ist dafür verantwortlich, dass die verschiedenen Daten nur an berechtigte Marktteilnehmer ausgegeben werden. Die Gateways sind wiederum mit Erzeugungsanlagen, Stromzählern und gegebenenfalls Speichervorrichtungen verbunden. Die Netzbetreiber sind von den übrigen Marktteilnehmern zu unterscheiden, da der Netzbetrieb im Gegensatz zu den übrigen Bereichen der Energieversorgung gesetzlich reguliert ist. Durch die Neutralität des Netzbetreibers sollen die Rahmenbedingungen für einen fairen Wettbewerb geschaffen werden.[79] Laut Energiewirtschaftsgesetz sind die Netzbetreiber „für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich“[80]. In diesem Zusammenhang nehmen sie Maßnahmen zur Gewährleistung der Frequenz- und Spannungshaltung vor. Die Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung ist auch gesetzlich vorgeschrieben.[81]

Das Spannungsfeld zwischen dem regulierten Netzbetrieb auf der einen Seite und einem liberalisierten europäischen

Abbildung 2: Elemente und Marktrollen der „Energiewirtschaft 4.0“



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

[79] Vgl. BDEW (2012), S. 6.

[80] § 14 EnWG.

[81] Vgl. § 6 EnWG.

Strommarkt auf der anderen ist charakteristisch für die Energiewirtschaft. Der Betreiber des Energieinformationssystems agiert an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz.[82] In der „Energiewirtschaft 4.0“ ist eine verstärkte Interaktion von Marktteilnehmern bzw. Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern erforderlich[83], um die zentrale Aufgabe der Energieversorgung – die Übereinbringung von Angebot und Nachfrage – zu erfüllen.

In diesem Zusammenhang wird meist ein Ampelmodell vorgeschlagen (vgl. Abbildung 3), das zu einer besseren Koordination der Marktmechanismen einerseits und der regulierenden Eingriffe des Netzbetreibers andererseits beitragen soll.[84] Die Idee des Ampelkonzepts liegt darin, dass der Netzzustand für einen bestimmten Zeitraum und ein bestimmtes Netzsegment mithilfe der Farben grün, gelb und rot charakterisiert wird. Je nach Farbe bzw. Netzzustand gelten in diesem Netzsegment bestimmte Regeln für das Zusammenwirken von Netz und Markt.[85] In der grünen Ampelphase greifen die Netzbetreiber nicht in den Markt ein. Es sind ausreichend Kapazitäten vorhanden, kritische Netzzustände liegen nicht vor, die Netzbetreiber haben folglich keine Anpassungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzunehmen. Die Kongruenz von Erzeugung und Verbrauch wird in dieser Phase ausschließlich über den Marktmechanismus und damit verbundene Preissignale realisiert.[86] In der gelben Ampelphase sind die Netzkapazitäten dagegen knapp, es droht ein Netzengpass. Der Netzbetreiber benötigt Flexibilitäten, um den Engpass zu beheben. Diesen Flexibilitätsbedarf kommuniziert der Netzbetreiber an den Markt. In der grünen Phase haben die Verbraucher ihre Flexibilitäten ausschließlich marktdienlich genutzt. In der gelben Phase kommt es nun darauf an, dass die Verbraucher ihre flexiblen Lasten auch netzdienlich einsetzen. Dies wird von den Netzbetreibern entsprechend vergütet. Verbleibende Flexibilitäten können weiterhin marktdienlich genutzt werden. Aufgrund der Interaktion zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern wird die gelbe Ampelphase auch als Interaktionsphase bezeichnet.[87] In der roten Ampelphase befindet sich das Netz in einem kritischen Zustand, der die Stabilität des Systems und die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. Der Netzbetreiber fordert daraufhin ähnlich wie in der gelben Phase netzdienliche Flexibilität an. Zusätzlich dazu hat der Netzbetreiber aber auch unmittelbar in das Energieversorgungssystem einzugreifen, indem beispielsweise Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten direkt abgeschaltet werden. Dies unterscheidet die rote von der gelben und der

82 Vgl. BDEW (2012), S. 4.

83 Vgl. BDEW (2015), S. 2.

84 Vgl. BMWi (2014), S. 39.

85 Vgl. BDEW (2015), S. 4.

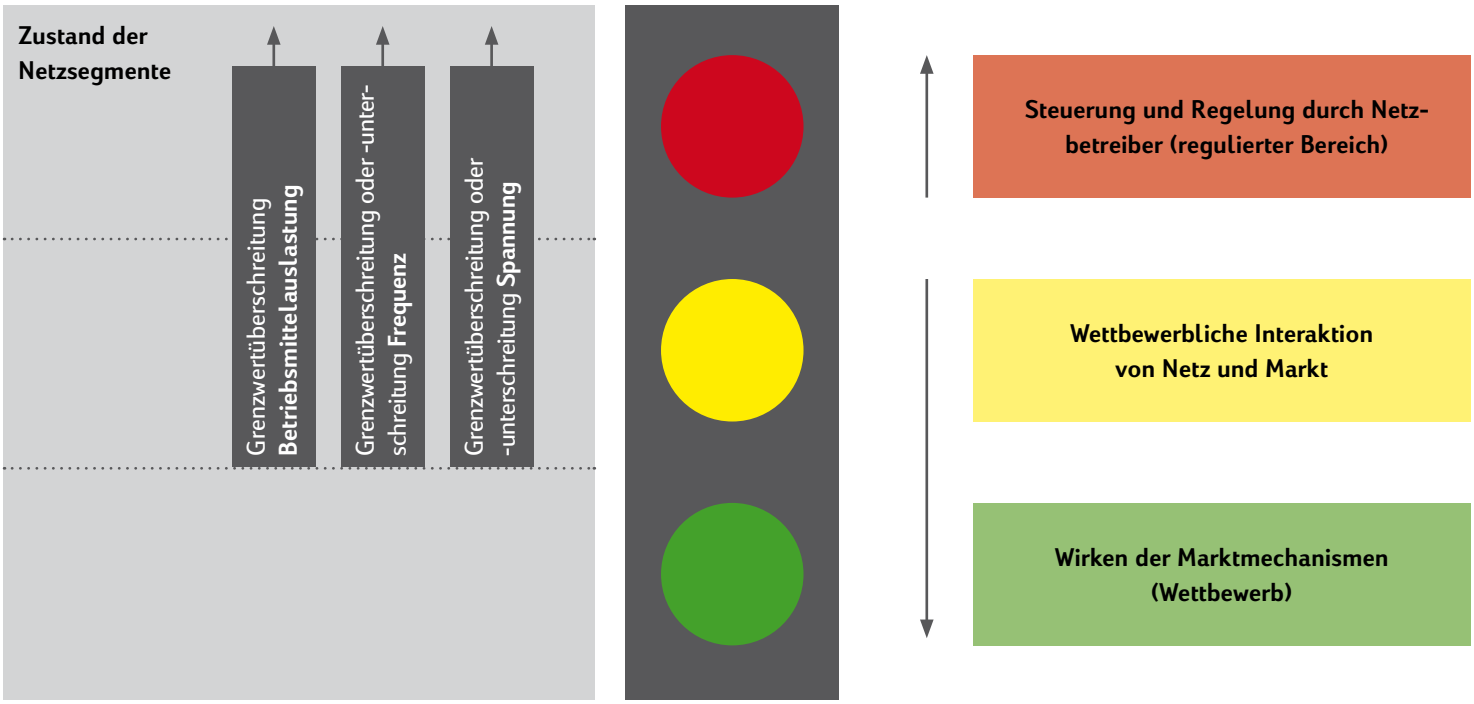
86 Vgl. ebenda, S. 5.

87 Vgl. ebenda, S. 6.

grünen Phase: In der roten Phase hat der Netzbetreiber auch außerhalb des Marktes aktiv zu werden.[88]

Die „Energiewirtschaft 4.0“ besteht folglich einerseits aus einer intelligenten Netzinfrastruktur (Smart Grid), in der alle physischen Objekte und Akteure des Energieversorgungssystems zu einer „Internet der Energie“ vernetzt werden. Andererseits ist der Strommarkt zu einem Smart Market weiterzuentwickeln, der die Preissignale möglichst unverzerrt weitergibt. Darüber hinaus bedarf es einer effizienten Koordination der Netz- und die Marktsphäre. Dazu trägt das Ampelmodell bei.

Abbildung 3: Ampel-Konzept zur Koordination von Markt und Netz



Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2015), S. 5.

[88] Vgl. ebenda.

3.7 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurden die potenziellen Anwendungsmöglichkeiten der digitalen Technologien in der Energiewirtschaft aufgezeigt. Danach besteht in allen Bereichen des Energieversorgungssystems Optimierungspotenzial. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende bedeutend. Die Digitalisierung der Energiewirtschaft wird nicht ohne Grund als „Lösungsbaukasten" gehandelt. Bereits heute ist klar, dass ein IKT-basiertes Energiesystem einen zentralen Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderungen leisten kann.[89] Die Herausforderungen der Energiewende werden folgerichtig wesentliche Treiber für ein Fortschreiten der Digitalisierung bleiben.

An die Darstellung der potenziellen Möglichkeiten der Digitalisierung schließt sich nunmehr die Frage an, welche dieser Möglichkeiten bereits genutzt werden und in welchen Bereichen die Akteure noch zögerlich agieren. In diesem Zusammenhang sind auch die mit der Digitalisierung korrespondierenden Probleme und Herausforderungen zu thematisieren.

4.1 Status quo und Handlungsoptionen für die Energieversorger

In ihrer Gesamtheit ist die „Energiewirtschaft 4.0" nach wie vor ein Zukunftsbild. In einigen Bereichen kommen schon digitale Technologien zum Einsatz, während in anderen Bereichen noch experimentiert und erprobt wird. Eine detaillierte, flächendeckende Erhebung zum aktuellen Stand der Digitalisierung der Energiewirtschaft ist nicht verfügbar. Das Herzstück der „Energiewirtschaft 4.0", der virtuelle Marktplatz, wird bislang eher im kleinen Rahmen erprobt. Hier sind insbesondere die vom BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE bis einschließlich 2013 geförderten E-Energy-Modellregionen zu nennen.[90] Im Rahmen des Förderprogramms sind verschiedene Varianten eines virtuellen Marktplatzes entwickelt und getestet worden.

In den einzelnen Bereichen der Energieversorgung ist die Digitalisierung zum Teil schon weiter vorangeschritten. Im Bereich der Erzeugung wird die Möglichkeit, dezentrale Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zu verknüpfen, insbesondere von den großen Energiekonzernen bereits genutzt. Das Demand Side Management befindet sich dagegen

89 Vgl. B.A.U.M. Consult (2012), S. 12.

90 Vgl. BMWi (2014), S. 7-33.

vielfach noch in der Erprobungsphase. Zu nennen sind hier die Pilotprojekte der DEUTSCHEN ENERGIE-AGENTUR in Bayern und Baden-Württemberg. Das Ziel dieser Projekte liegt darin, die regionale Wirtschaft dabei zu unterstützen, vorhandene Lastverlagerungspotenziale zu erkennen und wirtschaftlich zu vermarkten.[91] Das Angebot lastvariabler oder zeitabhängiger Tarife, die den Verbraucher zu netzdienlichem Verhalten anregen sollen (Demand Side Response), ist bislang noch überschaubar. Zwar sind die Stromlieferanten seit 2011 gesetzlich dazu verpflichtet, einen Tarif anzubieten, „der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt"[92]. Dabei werden aber häufig nur ein Spitzen- und ein Schwachlasttarif unterschieden.[93] Im Bereich der Verteilung ist die Digitalisierung am weitesten vorangeschritten. Dies ist auch insofern logisch, als dass eine intelligente Netzinfrastruktur die notwendige Bedingung für alle weiteren Entwicklungen hin zur „Energiewirtschaft 4.0" darstellt. Die Übertragungsnetze sind bereits überwiegend smart.[94] Zum Status quo in den Verteilernetzen kann keine allgemeine Aussage getroffen werden. Während in einigen Verteilnetzen bereits ein großer Umbaudruck besteht, hat sich in anderen Netzen noch kaum etwas verändert.[95] Bis heute wird in den Verteilernetzen überwiegend nicht gemessen, wieviel Energie tatsächlich übertragen wird. Deshalb werden häufig Werte auf Grundlage der Daten von Kraftwerksbetreibern und großen Umspannwerken berechnet. Dies ist mit Unsicherheiten verbunden, die dazu führen, dass Übertragungskapazitäten nicht vollständig effizient genutzt werden können.[96]

Die Verwendung digitaler Technologien in der Energieversorgung ist folglich noch deutlich ausbaufähig. Aktuell wird die digitale Transformation der Energiewirtschaft vor allem politisch forciert. Die Einführung intelligenter Messsysteme ist ein wichtiger Bestandteil der „Energiewirtschaft 4.0" und zudem europarechtlich vorgeschrieben.[97] Im September 2015 hat das BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE hierzu einen Entwurf des Digitalisierungsgesetzes veröffentlicht. Darin werden die Messstellenbetreiber zu einer nach Verbrauchsmengen gestaffelten Einführung intelligenter Messsysteme verpflichtet. Für größere Verbraucher gilt die Einbauverpflichtung ab dem 1. Januar 2017 mit einer Einbaufrist von acht Jahren. Bei einem Jahresverbrauch von 6.000 bis 10.000 kWh tritt diese erst ab dem 1. Januar 2020 in Kraft. Darüber hinaus schreibt der Entwurf feste Preisobergrenzen für die Finanzierung des Rollouts vor.[98] Dadurch soll gewährleistet werden, dass Kosten und Nutzen in einem ausgewoge-

91 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (2014), S. 4.

92 § 40 Abs. 5 EnWG.

93 Vgl. Verivox (2012)..

94 Vgl. BNetzA (2011), S. 16.

95 Vgl. BNetzA (2011), S. 9.

96 Vgl. Fraunhofer IFF (2015), S. 27.

97 Vgl. Anhang I Abs. 2 Richtlinie 2009/72/EG.

98 Vgl. BMWi (2015b), S. 51-53.

nen Verhältnis stehen.[99] Neben dem Digitalisierungsgesetz steht aktuell auch ein Strommarktgesetz zur Debatte, das die Grundlage für eine Weiterentwicklung des Strommarktes bilden soll. Laut Gesetzentwurf stehen der effizienten Nutzung von Strom und der Verschiebung flexibler Kapazitäten derzeit noch Hemmnisse entgegen.[100] Die Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen sollen durch das Gesetz abgebaut werden. Zudem soll die Transparenz im Strommarkt durch die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform erhöht werden.[101]

Auch in den Unternehmen der Energiewirtschaft stehen richtungsweisende Entscheidungen an. Die Digitalisierung der Energiewirtschaft birgt enorme Chancen. Die vielfältig anwendbaren Technologien können die Unternehmen entscheidend bei der Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende unterstützen. Wenn die Unternehmen der Energiewirtschaft es allerdings verpassen, rechtzeitig Digitalisierungsstrategien zu entwickeln und die unternehmensinterne IT-Architektur entsprechend anzupassen, kann die Digitalisierung die Energieversorger auch in Schwierigkeiten bringen. Die Digitalisierung ist demnach Chance und Herausforderung zugleich, da es sich bei diesen Unternehmen ursprünglich nicht um digitale Unternehmen wie beispielsweise GOOGLE handelt. JOHANNES TEYSSEN, Vorstandsvorsitzender der E.ON AG, warnt aber in diesem Zusammenhang davor, „den großen digitalen Playern der Welt“ die Digitalisierung der industriellen Wertschöpfung zu überlassen. Die Energiewirtschaft müsse diese Herausforderungen offensiv angehen.[102] Zu diesem Zweck ist die digitale Transformation des gesamten Unternehmens zur strategischen Priorität zu ernennen und kontinuierlich zu steuern.[103] Die Transformation sollte dabei alle Abteilungen und Ebenen des Unternehmens umfassen. Die Gründung eines digitalen Tochterunternehmens ist dagegen nicht erfolgversprechend.[104]

Die strategischen Handlungsoptionen der Versorger im Zuge der Digitalisierung der Energiewirtschaft sind vielfältig: Sie können Geschäftsprozesse automatisieren und ihre IT-Architektur danach ausrichten. Sie können ferner Konzepte für ein massendatentaugliches Datenmanagement entwickeln, eine leistungsfähige und sichere Kommunikationsinfrastruktur aufbauen, standardisierte und automatisierte Prozesse für den Betrieb intelligenter Messsysteme entwickeln, lokale Plattformen für die lokale Steuerung und Vermarktung von Flexibilität entwickeln oder die Kundenkommunikation digitalisieren.[105]

99 Vgl. ebenda, S. 2.

100 Vgl. BMWi (2015c), S. 1.

101 Vgl. ebenda, S. 2-3.

102 Vgl. Teyssen (2015), S. 5.

103 Vgl. Arvato Systems (2015), S. 24.

104 Vgl. Sopra Steria Consulting (2015), S. 21.

105 Vgl. VKU (2015), S. 25-31.

Mit Bezug auf die Neugestaltung der IT-Architektur haben die Unternehmen zudem zu entscheiden, welche IT-Leistungen sie selbst erbringen und welche ausgelagert werden. Darüber hinaus sollte auch die Möglichkeit der Kooperation in die Überlegungen miteinbezogen werden. Insbesondere beim Smart Meter Rollout können sich durch Kooperationen Synergieeffekte ergeben.[106]

4.2 Herausforderungen der Digitalisierung

Bislang standen im Rahmen der Studie die vielfältigen Chancen der Digitalisierung im Vordergrund. Im folgenden Abschnitt werden dagegen die Risiken und Herausforderungen der Digitalisierung thematisiert. Die Risiken sind vorrangig sicherheitstechnischer Natur. Dabei geht es neben der Sicherheit bzw. Angreifbarkeit des gesamten Systems auch um den Schutz der individuellen personenbezogenen Daten, die in einem IKT-basierten Energiesystems in enormen Umfang erhoben werden. Die zweite große Herausforderung der Digitalisierung betrifft die Frage der Finanzierung. Die intelligente Aufrüstung des Energieversorgungssystems ist mit Kosten verbunden. Die Unsicherheit bezüglich der Frage, wer welche Kosten zu tragen hat, hat einen bremsenden Effekt auf den Prozess Digitalisierung. Eine weitere Herausforderung der Digitalisierung wird die Standardisierung von Informations- und Kommunikationstechnik und entsprechenden Schnittstellen sein.[107] Dieser Aspekt wird hier aber nicht weiter behandelt. Stattdessen stehen Sicherheitsrisiken und die Finanzierungsfrage im Fokus.

4.2.1 IT-Sicherheit und Datenschutz

Die Digitalisierung prägt bereits viele Bereiche der Gesellschaft und Wirtschaft. Dies eröffnet einerseits neue Potenziale und Freiräume, erhöht andererseits aber auch die Abhängigkeit von IT-Systemen.[108] Zugleich verschärft sich die IT-Sicherheitslage in Deutschland. Laut BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI) werden die Cyberangriffe technologisch immer komplexer und ausgereifter.[109] Die Sicherheit von IT-Systemen wird aber nicht nur durch kriminelle Angriffe von außen bedroht. Interne technische Probleme wie Softwarefehler oder menschliches Versagen können die Infrastruktursysteme ebenso gefährden.[110] Im Bereich der Energieversorgung wäre ein Ausfall der IT-Systeme besonders dramatisch, da es sich dabei um ein wichtiges Element der systemkritischen Infrastruktur handelt. Bei einem Blackout in diesem Bereich würde das öffentliche Leben innerhalb kürzester Zeit zum Erliegen kommen.[111] Die wachsende Abhängigkeit der

106 Vgl. Thüga MeteringService (2015), S. 17.

107 Vgl. BMWi (2014), S. 5.

108 Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 1.

109 Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 1.

110 Vgl. BMI (2009), S. 7.

111 Vgl. BNetzA (2015a), S. 3.

Energieversorgung von funktionsfähigen IT-Systemen führt demnach zu Risiken in Bezug auf die Versorgungssicherheit. Vor diesem Hintergrund müssen Schutzmaßnahmen etabliert und gesetzlich verankert werden, die auch in einem digitalisierten Energieversorgungsystem einen sicheren Netzbetrieb garantieren. Für die Netzbetreiber gilt diesbezüglich der IT-Sicherheitskatalog, den die BUNDESNETZAGENTUR gemäß § 11 Abs. 1a EnWG erstellt hat. Danach sind die Netzbetreiber angehalten, u.a. ein Informationssicherheits-Managementsystem zu implementieren und einen Prozess zur Risikoeinschätzung der Informationssicherheit festzulegen.[112] Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt außerdem vor, dass die intelligenten Messgeräte den Schutzprofilen und technischen Richtlinien des BSI entsprechen müssen.[113] Durch das im Juli 2015 verabschiedete IT-Sicherheitsgesetz sind die Sicherheitsanforderungen nochmals verschärft worden.

Die Betreiber kritischer Infrastrukturen haben danach weiterhin „ein Mindestniveau an IT-Sicherheit“[114] einzuhalten. Dabei ist der aktuelle Stand der Technik einzuhalten. Die bedeutendste Veränderung liegt allerdings darin, dass die Betreiber „erhebliche Störungen [...] ihrer informationstechnischen Systeme“[115], die die Funktionsfähigkeit der kritischen Infrastrukturen gefährden, unverzüglich an das BSI zu melden haben. Wenn die IT-Sicherheitsvorfälle nicht rechtzeitig gemeldet werden, drohen Bußgelder.[116] Das BSI wertet die Informationen aus und stellt die Erkenntnisse den Betreibern kritischer Infrastrukturen schnellstmöglich zur Verfügung.[117]

Neben der Sicherheit des Gesamtsystems spielt auch der Schutz personenbezogener Daten eine Rolle. Im Zuge der Digitalisierung der Energieversorgung erhöht sich das Datenvolumen um ein Vielfaches. Darunter fallen auch hochsensible personenbezogene Netzzustandsdaten, die es angemessen zu schützen gilt. Durch die Anonymisierung, Verschlüsselung und Aggregation der individuellen Daten soll beispielsweise verhindert werden, dass die Versorger Profile ihrer Kunden erstellen. Gleichzeitig ist das Energiesystem der Zukunft aber auch auf Verbrauchs- und Netzzustandsdaten angewiesen, um auf deren Grundlage Erzeugung und Verbrauch effizient aufeinander abzustimmen. Das führt unter Umständen zu einem Zielkonflikt.

Bislang ist vielfach noch unklar, welche Marktteilnehmer in welchem Umfang dazu berechtigt sind, personenbezogene Daten zu erheben, zu verarbeiten und zu nutzen. Des Weiteren

[112] Vgl. BNetzA (2015b), S. 8-15.

[113] Vgl. § 21e Abs. 1 EnWG bzw. BMWi (2015b), S. 3.

[114] Deutscher Bundestag (2015), S. 2.

[115] Ebenda (2015), S. 8.

[116] Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 8-9.

[117] Vgl. ebenda, S. 2.

ist unklar, bei wem die Datenhoheit liegt, wenn beispielsweise Netzbetreiber ihre Daten von wettbewerblichen Messstellenbetreibern beziehen.[118] Der aktuell diskutierte Gesetzentwurf zur Digitalisierung der Energiewende zielt deshalb darauf ab, „den erlaubten Datenverkehr [unter Berücksichtigung der Datenschutzanforderungen] abschließend rechtlich zu regeln“[119]. Dazu soll ein „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen“[120] erlassen werden. Neben allgemeinen Anforderungen an die Datenverarbeitung und -nutzung wird darin genau geregelt, welche Marktteilnehmer in welchem Umfang Daten erheben dürfen. Zu den allgemeinen Anforderungen zählen die Verschlüsselung aller Daten sowie die unverzügliche Löschung personenbezogener Netzzustandsdaten nach erfolgreicher Übermittlung.[121] Das Gesetzesvorhaben befindet sich aktuell noch in der Konsultationsphase.

4.2.2 Kosten der digitalen Transformation des Energieversorgungssystems

Im Zuge der digitalen Transformation des Energieversorgungssystems entsteht zunächst vor allem im Bereich der Netzinfrastruktur ein hoher Investitionsbedarf. Dies betrifft vor allem die Netzbetreiber. Allerdings haben auch die Verbraucher durch den Einbau intelligenter Zähler ihren Beitrag zum Smart Grid zu leisten. Angesichts der umfangreichen Kosten stellt sich zwangsläufig die Frage, wer diese Kosten trägt. Aus Sicht der Netzbetreiber bestehen Investitionshemmnisse, da die Kosten für Netzaus- und -umbau nicht unmittelbar auf die Netzentgelte angerechnet werden können.[122] Der Netzbetrieb ist durch einen simulierten Wettbewerb auf Grundlage der Anreizregulierungsverordnung gekennzeichnet. Kernelement der Anreizregulierung ist eine Regulierungsperiode von fünf Jahren. Für diesen Zeitraum werden Obergrenzen für die zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten vorab festgelegt.[123] Dadurch kann allerdings ein systemimmanenter Zeitverzug von bis zu sieben Jahren zwischen Investition und Berücksichtigung der Kosten in der Regulierung entstehen, der die Wirtschaftlichkeit von Investitionen deutlich reduziert.[124] Die BUNDESNETZAGENTUR sah hier lange keine Notwendigkeit der Anpassung. Bei dem intelligenten Aufrüstungsbedarf würde es sich um Investitionen handeln, die aus den Abschreibungen der in Betrieb befindlichen Netze finanziert werden könnten.[125] Im aktuellen Evaluierungsbericht zur Anreizregulierungsverordnung wird zumindest eingeräumt, dass Anpassungen am bestehenden System vorgenommen werden müssten, damit die Anreizregulierung

118 Vgl. BNetzA (2011), S. 30.

119 BMWi (2015b), S. 3.

120 Für den vollständigen Gesetzentwurf siehe BMWi (2015b), S. 16-87.

121 Vgl. ebenda, S. 68 bzw. 77.

122 Vgl. BDEW (2012), S. 14.

123 Vgl. §§ 3,4 ARegV.

124 Vgl. BDEW (2012), S. 14.

125 Vgl. BNetzA (2011), S. 24.

energiewendetauglich bleibt.[126] Dazu müsse beispielsweise der Zeitverzug zwischen Investition und deren Erlöswirksamkeit beim Erweiterungsfaktor[127] beseitigt werden.[128]

Der Smart Meter Rollout ist ebenfalls mit erheblichen Kosten verbunden. Die Anschaffungskosten sind insbesondere bei Verbrauchern im Vergleich zum voraussichtlichen Nutzen des intelligenten Messsystems unverhältnismäßig hoch. Trotz einer europäischen Richtlinie, die vorschreibt, 80 Prozent der Endverbraucher mit intelligenten Messsystemen auszustatten, hat das BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE deshalb beschlossen, dass es keinen Rollout „um jeden Preis“[129] geben dürfe.[130] Mit der Verabschiedung des Digitalisierungsgesetzes soll der Smart Meter Rollout aber dennoch politisch forciert werden (vgl. Abschnitt 4.1). Um die Verbraucher nicht unverhältnismäßig zu belasten, werden aber die Kosten für Einbau und Betrieb der Systeme gesetzlich reguliert und begrenzt.

126 Vgl. BNetzA (2015b), S. 5.

127 Der Erweiterungsfaktor bildet Erweiterungsinvestitionen im Verteilernetzbereich ab.

128 Vgl. BNetzA (2015b), S. 5-6.

129 BMWi (2015b), S. 2.

130 Vgl. ebenda.

5 Fazit

Die Anwendungsmöglichkeiten der digitalen Technologien in der Energiewirtschaft sind vielfältig. Die Digitalisierung eröffnet große Chancen für die Energieversorgungsunternehmen. Insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen im Zuge der Energiewende kann bzw. wird die Digitalisierung eine bedeutende Rolle spielen. Diese „Energiewirtschaft 4.0“ ist durch eine intelligente Netzinfrastruktur auf der einen Seite und einen Smart Market auf der anderen Seite sowie durch die intelligente Koordination von Netz- und Marktsphäre gekennzeichnet. Sie ermöglicht die Übereinbringung von Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit. Dadurch erhöht sich die Energieeffizienz. Zudem können die Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Energien besser kompensiert werden.

Die vorliegende Studie thematisiert aber auch die mit der Digitalisierung einhergehenden Risiken und Herausforderungen, die entscheidend dazu beitragen, dass die digitale Transformation zum Teil nur zögerlich angegangen wird. Die Risiken sind vor allem sicherheitstechnischer Natur. Dabei geht es sowohl um die Sicherheit des gesamten Energieversorgungssystems, als auch um den Schutz persönlicher Daten. Unklare politische und rechtliche Rahmenbedingungen bezüglich der Finanzierung der intelligenten Aufrüstung des Energieversorgungssystems tragen ebenfalls dazu bei, dass vieles in der Experimentier- und Erprobungsphase verbleibt und das Potenzial der Digitalisierung bei Weitem noch nicht ausgeschöpft wird.

Handlungsbedarf besteht aber sowohl bei den Unternehmen, als auch in der Politik. Die Energieversorgungsunternehmen müssen den Prozess der Digitalisierung aktiv gestalten und die Herausforderungen annehmen, bevor ihnen die großen digitalen Unternehmen zuvorkommen. Dafür ist die digitale Transformation zur strategischen Priorität zu erklären und die IT-Abteilung auf der Managementebene zu verankern. Die Politik hat dagegen verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen, um Unternehmen und privaten Haushalten die Umstellung auf eine digitalisierte Energieversorgung zu erleichtern. Darüber hinaus werden sicherheitstechnische Anforderungen ein dauerhaftes Thema bleiben. Mit den Entwürfen für das Digitalisierungs- und das Strommarktgesetz stehen aktuell zwei Gesetzesvorhaben zur Debatte, deren Umsetzung diesbezüglich mehr Klarheit bringen könnte.

Literatur

Arvato Systems (2015): Innovationspotenzial durch Digitalisierung; in: Themenmagazin 1/2015, S. 24.

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

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Hrsg.) (2014): Das Smart Meter Gateway, Sicherheit für intelligente Netze.

Bundesministerium des Innern (BMI) (Hrsg.) (2009): Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie).

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (Hrsg.) (2013): Zukunftsbild Industrie 4.0.

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

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hrsg.) (2015a): Industrie 4.0 und Digitale Wirtschaft, Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015b): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende; Stand: September 2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015c): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz); Bearbeitungsstand: 14. September 2015.

Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) (Hrsg.) (2013): Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), Schlüsseltechnologien für eine nachhaltige Entwicklung; BMZ-Strategiepapier 2/2013.

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

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015a): IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015b): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung; vom 21.01.2015.

Bundesregierung (Hrsg.) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

Bundesregierung (Hrsg.) (2014): Digitale Agenda 2014-2017.

Bundesregierung (Hrsg.) (2015): Bilanz zur Energiewende 2015.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2012): Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt; Diskussionspapier vom 26. März 2012.

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

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2015): Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase; Diskussionspapier vom 10. März 2015.

Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien (BITKOM)/Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)/Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie (ZVEI) (Hrsg.) (2015): Umsetzungsstrategie Industrie 4.0, Ergebnisbericht der Plattform Industrie 4.0.

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2014): Werden sie jetzt Vorreiter!, Machen sie mit beim Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg.

Deutsche Energie-Agentur (2015): Demand-Side-Management in Unternehmen, Vermarktung flexibler Lasten; in: Magazin für die Energiewirtschaft 8/2015, S. 27-29.

Deutscher Bundestag (2015): Beschlussempfehlung und Bericht des Innenausschusses (4. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 18/4096 –, Entwurf eines Gesetzes zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (IT-Sicherheitsgesetz), Drucksache 18/5121 vom 10.06.2015.

E-Bridge/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)/OFFIS (2014): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014; Forschungsprojekt Nr. 44/12.

Ernst & Young (Hrsg.)/Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2014): Nachhaltige Geschäftsmodelle für Stadtwerke und EVU, Stadtwerkestudie Juni 2014, Management Summary.

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung (Fraunhofer IFF) (2015): Stabiles Stromnetz trotz Energiemix; in: Themenmagazin 2/2015, S. 26-27.

Geisberger, Eva/Broy, Manfred (Hrsg.) (2012): Integrierte Forschungsagenda Cyber-Physical Systems; acatech Studie März 2012.

KPMG (2015): Dezentrale Energiewirtschaft: Chance oder Bedrohung für etablierte EVU?; in: Themenmagazin 2/2015, S. 28-29.

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

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

Pielow, Johann-Christian (2014): Stromverteilernetze in Zeiten der Energiewende, Technische Herausforderungen und rechtlicher Handlungsbedarf; in: Hebeler, Timo/Hendler, Reinhard/Proelß, Alexander/Reiff, Peter (Hrsg.): Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2014.

Roland Berger Strategy Consultants (2014): Erfolgreich in der Energiewende, Effizienz-Benchmarking als Impulsgeber für Regionalversorger und Stadtwerke.

Sopra Steria Consulting (2015): Weg zur Digitalen Exzellenz konsequenter gehen; in Themenmagazin 4/2015, S. 20-21.

Teyssen, Johannes (2015): Sichere Energieversorgung nicht riskieren; in Themenmagazin 2/2015, S. 5-7.

Thüga MeteringService (2015): Das Gateway als Datendrehscheibe; in: Themenmagazin 2/2015, S. 16-17.

Varela, Ines (2015): Smart Energy – Die Digitalisierung der Energiewirtschaft; in: Linnhoff-Popien, Claudia/Zaddach, Michael/Grahl, Andreas (Hrsg.): Marktplätze im Umbruch, Digitale Strategien für Services im Mobilen Internet, S. 495-502.

Verband kommunaler Unternehmen (VKU) (Hrsg.) (2015): Stadtwerke-IT bei Energieversorgungssystemen, Die zukünftigen Herausforderungen.

Internet-Quellen

Jähnichen, Stefan (2015): Von Big Data zu Smart Data, Herausforderungen für die Wirtschaft; Meldung vom 27.08.2015, online verfügbar unter: http://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Kurzmeldungen/Aktuelles/2015/2015-08-27-Von%20Big%20Data%20zuz%20Smart%20Data.html, Abfrage am 27.10.15.

TenneT (2010): Freileitungs-Monitoring, Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen; online verfügbar unter: http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/csr-sustainability/initiativen/freileitungmonitoring.html, Abfrage am 27.10.2015.

Verivox (2012): Variable Stromtarife weiterhin wenig attraktiv; online verfügbar unter: http://www.verivox.de/presse/variable-stromtarife-weiterhin-wenig-attraktiv-89980.aspx, Abfrage am 27.10.15.

Gesetze

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005, zuletzt geändert am 28.7.2015.

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

Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) vom 29. Oktober 2007, zuletzt geändert am 31. August 2015.

November 2015

Haftungsausschluss:

Alle Angaben wurden sorgfältig recherchiert und zusammengestellt.

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

© 2015

Preis 10,00 €

ISBN 978-3-9815756-6-8

Verlag Vi-Strategie

Rainer Otto

Geschäftsführer

Schwerborner Straße 33

99086 Erfurt

verlag-vi-strategie.de

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

Projektleitung:

Dr. Oliver Rottmann

Autoren:

Dr. Oliver Rottmann

Maike Kilian, M. Sc.

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

www.wifa.uni-leipzig.de/kompetenzzentrum

Layout und Satz:

Design- und Kreativagentur Transmedial

www.transmedial.de

Verlag Vi-Strategie
Schwerborner Straße 33
99086 Erfurt

verlag-vi-strategie.de

Preis: 10,00 €
ISBN 978-3-9815756-6-8