



# Faktenpapier Energiewende digital

Bürgerforum Energieland Hessen



Bei uns hat  
**ENERGIE  
ZUKUNFT**

# Inhalt

<b>1 Einführung</b> .....	<b>4</b>
<b>2 Die wichtigsten Erkenntnisse des Faktenpapiers auf einen Blick</b> .....	<b>5</b>
<b>3 Hintergrund: zwei Faktenchecks zum Thema</b> .....	<b>6</b>
<b>4 Energiewende und Digitalisierung</b> .....	<b>9</b>
4.1 Der Umbau des Energiesystems .....	10
4.2 Handlungsfelder der Digitalisierung .....	11
<b>5 Handlungsfeld I: Lastmanagement</b> .....	<b>13</b>
5.1 Intelligente Netze .....	14
5.2 Prosumer und Netzdienlichkeit .....	19
<b>6 Handlungsfeld II: Marktzugänge</b> .....	<b>22</b>
6.1 Virtuelle Kraftwerke .....	23
6.2 Regionale Energiemarktplätze .....	26
6.3 Quartierskraftwerke .....	31
6.4 Die neue Rolle der Energieversorger .....	33



<b>7 Handlungsfeld III: Datenaustausch</b> .....	<b>37</b>
7.1 Internet der Dinge .....	38
7.2 Smart Meter .....	39
7.3 Verbraucherdaten schützen .....	42
7.4 Sicherheit des Energiesystems .....	45
<b>8 Ausblick</b> .....	<b>48</b>
<b>9 Die Referentinnen und Referenten</b> .....	<b>50</b>
<b>10 Zum Weiterlesen</b> .....	<b>57</b>



# 1 Einführung

Das Land Hessen hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 seine Energie komplett aus erneuerbaren Ressourcen zu gewinnen. Hierzu müssen die Potenziale von Solarenergie, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft und Windkraft so genutzt werden, dass das ganze Land damit versorgt werden kann. Fortschritte auf diesem Weg zeichnen sich bereits heute deutlich ab: Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Hessen beträgt aktuell knapp ein Viertel.<sup>1</sup>

Damit das Land aber vollkommen unabhängig von fossilen Energiequellen wird, sind weitere Schritte nötig. Die Energie muss möglichst effizient genutzt, der Verbrauch möglichst sparsam gesteuert werden. Erzeugung und Konsum sind noch besser als in der Gegenwart aufeinander abzustimmen.

Ein Schlüssel dazu lautet: Digitalisierung. Aber was bedeutet die Digitalisierung für die Energiewende? Ist die Informationstechnologie dafür gerüstet? Werden städtische Energieversorger überflüssig, wenn Bürger selbst Energie gewinnen und verkaufen? Und reicht das tatsächlich, um in Quartieren, Kommunen, Industriebetrieben und schließlich im ganzen Land Versorgungssicherheit zu gewährleisten?

Auf zwei vom Bürgerforum Energieland Hessen (BFEH) ausgerichteten Faktencheck-Veranstaltungen in Darmstadt tauschten sich Sachverständige aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft zu diesen und weiteren Fragen aus. Um die Ergebnisse der Veranstaltungen zu dokumentieren und zugleich einem breiteren Publikum zugänglich zu machen, hat das Team des Bürgerforums die Tagungen – wie es sich bereits in der Vergangenheit vielfach bewährt hat – in Form eines Faktenpapiers aufbereitet. Es soll ebenso wie die anderen Broschüren der „blauen Reihe“, die das Bürgerforum im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen erstellt hat, zur Meinungsbildung der interessierten Bürgerschaft beitragen und Kommunen bei der Entscheidungsfindung eine Hilfe sein.

Energiewende-Projekte vor Ort gelingen umso besser, je früher und transparenter die beteiligten Akteure kommunizieren und dabei auch Bürgerinnen und Bürger einbeziehen und informieren.<sup>2</sup> Deshalb unterstützt das Land Hessen mit dem Programm Bürgerforum Energieland Hessen seine Kommunen beim Austausch mit der Bürgerschaft rund um Planung und Nutzung erneuerbarer Energien. Zu dessen Leistungen zählen moderierte Bürger- und Expertenveranstaltungen ebenso wie Informationsmaterialien.

Weitere Informationen zum Landesprogramm finden Sie unter [www.energieland.hessen.de/buergerforum\\_energie](http://www.energieland.hessen.de/buergerforum_energie)



<sup>1</sup> Vgl. Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2018): **Energiewende in Hessen. Monitoringbericht 2018** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [https://wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/monitoringbericht\\_2018\\_100dpi.pdf](https://wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/monitoringbericht_2018_100dpi.pdf) [15.03.2019].

<sup>2</sup> Zugunsten einer besseren Lesbarkeit wird im weiteren Dokument auf die explizite Nennung beider Geschlechter verzichtet.

## 2 Die wichtigsten Erkenntnisse des Faktenpapiers auf einen Blick

Digitalisierung ist essentiell für die Energiewende – insbesondere aufgrund der dezentralen und volatilen Energieerzeugung. Digitale Technologien sind in hohem Maße erforderlich für den Datenaustausch, das Lastmanagement und für die Marktzugänge der Anlagen.

Zugleich geht die Digitalisierung mit Herausforderungen einher: Verbraucherdaten und die Funktionsfähigkeit des Versorgungssystems sind unbedingt zu schützen.

Digitale Technologien kommen im Energiesystem bereits heute zum Einsatz. Eine wichtige Voraussetzung für ihre Weiterentwicklung ist die Einführung von Smart-Meter-Gateways, die Verbrauchsdaten engmaschig erfassen und sicher übertragen können. Das erste Gerät wurde im Dezember 2018 zertifiziert, sodass der gesetzlich vorgeschriebene Einbau voraussichtlich in naher Zukunft beginnt.

Digitale Plattformen schaffen Absatzmöglichkeiten für erneuerbare Energien. Virtuelle Kraftwerke bündeln schon heute viele kleine Anlagen, sodass sie Großkraftwerke in ihrer Leistung ersetzen können.

Schätzungsweise 1,6 Millionen Prosumer (Producer + Consumer = Prosumer) in Deutschland erzeugen derzeit selbst Strom und tragen so zur Energiewende bei – vor allem mit Photovoltaikanlagen.

Bisher hat die Vielzahl an Energieerzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit nicht geschwächt, wie Zahlen der Bundesnetzagentur zeigen. Der jährliche Stromausfall betrug 2017 trotz der zahlreichen Anlagen im Bundesdurchschnitt eine Viertelstunde – und damit weniger als zehn Jahre zuvor.

Bei der IT-Sicherheit ist ein Umdenken erforderlich. Nicht mehr nur „Burgen“, das heißt Großkraftwerke, sind zu schützen, sondern alle Akteure und Geräte.

Weil viele Konsumenten inzwischen auch selbst Strom produzieren, ändert sich die Rolle der Energieversorger. Sie integrieren nicht nur neue Anlagen, sondern werden auch zunehmend zu Energieberatern und Bereitstellern von Infrastruktur.

Digitalisierung ist laut Einschätzung der Energieversorger das zentrale Zukunftsthema der Branche. Die große Mehrheit der Unternehmen gibt in Umfragen an, sich in den kommenden Jahren intensiv damit auseinandersetzen zu wollen.

# 3

---

Hintergrund:  
zwei Faktenchecks  
zum Thema



## 3 Hintergrund: zwei Faktenchecks zum Thema

Digitalisierung erfasst bereits heute sämtliche Lebens- und Wirtschaftsbereiche und macht auch vor dem Energiesystem nicht halt. Inwieweit ist sie hier Chance, inwieweit Risiko? Um die Herausforderungen und Potenziale zu erörtern, die die Digitalisierung für die Energiewende bereithält, hat das Bürgerforum Energieland Hessen (BFEH) auf zwei aufeinander aufbauenden Expertenveranstaltungen Sachverständige aus verschiedenen Bereichen ins Gespräch gebracht. Die wichtigsten Erkenntnisse der beiden Faktenchecks sind in dieser Broschüre zusammengestellt.

### Wer war beteiligt?

Die Politik legt den Grundstein und setzt die Rahmenbedingungen für die Energiewende, die IT-Branche unterstützt mit innovativen Lösungen. Regionalversorger reagieren darauf und erschließen neue Geschäftsfelder. Konsumenten sollen mit Hilfe digitaler Technologien kostengünstiger, sparsamer und somit auch nachhaltiger Energie verbrauchen. Kurz: Die Digitalisierung der Energiewende betrifft eine Vielzahl von Akteuren aus den unterschiedlichsten Bereichen.

Daher ist bei der Auseinandersetzung mit diesem Thema ein möglichst breites Spektrum an Perspektiven einzubeziehen: Auf den Faktencheck-Veranstaltungen gewährten Wissenschaftler, Unternehmer aus Energie- und IT-Wirtschaft sowie Vertreter von Fachbehörden und Interessengruppen Einblicke in ihr Beschäftigungsfeld und sorgten so für solide Information aus erster Hand wie auch für kontroverse Diskussionen. Die Experten werden am Ende dieses Faktenpapiers vorgestellt.

### Faktencheck „Energiewende digital I“

Die Energiewende kommt ohne Digitalisierung nicht aus – so das Fazit der Fachveranstaltung „Faktencheck Energiewende digital“ am 25. Oktober 2017 in Darmstadt. Die Themen der Referenten spiegelten die vielfältigen Herausforderungen wider, die für Gesellschaft und Wirtschaft mit dem Megatrend Digitalisierung einhergehen. Etwa 60 Gäste konnten die Gastgeber, der Darmstädter Oberbürgermeister Jochen Partsch und Dr. Rainer Kaps von der Hessischen LandesEnergieAgentur, zu der Veranstaltung im Darmstadtium begrüßen.

Zentrale Fragen dieses Faktenchecks waren unter anderem:

- Auf welchem Stand ist die Digitalisierung der Energiewende?
- Wie sicher ist die Informationstechnologie, die dabei zur Anwendung kommt?
- Was bedeutet die Digitalisierung der Energiewende für den Verbraucher?
- Welche Konsequenzen hat die Digitalisierung der Energiewende für die städtischen Energieversorger?



## Faktencheck „Energiewende digital II – Prosuming stärken, Quartiere entwickeln, Kommunen vernetzen“

Auf der zweiten Faktencheck-Veranstaltung am 25. Oktober 2018 tauschten sich Experten aus Forschung, Politik und Energiewirtschaft erneut im Darmstädter Wissenschaftszentrum darmstadtium zu Digitalisierungsfragen in der Energiewende aus; auf Einladung der Hessischen LandesEnergieAgentur und der Digitalstadt Darmstadt nahmen rund 70 interessierte Gäste teil.

Zentrale Fragen dieses Faktenchecks waren unter anderen:

- Inwieweit leistet die Digitalisierung einen Beitrag dazu, Erzeugung und Verbrauch von Energie aufeinander abzustimmen?
- Gelingt es, ganze Quartiere mithilfe digitaler Technologien mit selbst erzeugter Energie zu versorgen?

- Von welchen digitalen Technologien können die sogenannten Prosumer profitieren?
- Wie geht es nach dem Einbau der Smart-Meter-Gateways weiter?

Auf beiden Faktenchecks zur Digitalisierung wurde deutlich, dass der Wandel zu einem digitalen Energiesystem noch am Anfang steht. Er findet derzeit größtenteils in Form von Pilotprojekten statt. Auch der verzögerte Rollout der Smart-Meter-Gateways – ein zentraler Bestandteil im vernetzten Energiesystem – lässt erkennen, dass der Weg zu einem digitalen Energiesystem erst begonnen hat. Gleichwohl ist bereits heute offensichtlich, dass ein auf erneuerbaren Ressourcen beruhendes Energiesystem auf digitale Technologien angewiesen sein wird.



# 4

---

## Energiewende und Digitalisierung

## 4 Energiewende und Digitalisierung

Damit das letzte Kernkraftwerk in Deutschland im Jahr 2022 vom Netz gehen kann und der geplante Kohleausstieg gelingt, muss die Energieversorgung umgestellt werden. In der jetzigen Übergangsphase sind fossile Ressourcen noch notwendig, um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen, doch erneuerbare Energien werden diese zunehmend ersetzen. Langfristig verfolgen Bund und Länder das Ziel, den Bedarf an Strom und Wärme vollständig mit regenerativen Quellen zu decken.

Diese erneuerbaren Energieträger liefern Strom und Wärme nach anderen Gesetzmäßigkeiten als fossile oder atomare Quellen, sodass auch ein Umbau des bisherigen Energiesystems erforderlich ist. Digitale Technologien leisten einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Versorgung sowohl wirtschaftlich als auch sicher bleibt.

### 4.1 Der Umbau des Energiesystems

Konventionelle Kraftwerke, die nach Bedarf herauf- und herunterfahrbar sind, diverse Arten von Stromspeichern, Möglichkeiten des Imports und des Exports von Strom sowie die Steuerung der Nachfrage – all diese Aspekte werden die Energiewende während der Umbauphase des Energiesystems in den kommenden Jahren begleiten.

Ein Energiesystem, das auf erneuerbaren Quellen beruht, stützt sich auf unzählige vergleichsweise kleine, über das Land verteilte Anlagen. Dass Strom und Wärme dezentral und nicht mehr von wenigen großen Kraftwerken erzeugt werden, stellt eine Herausforderung für die Energieversorgung dar. Eine zweite wesentliche Herausforderung ergibt sich aus der Volatilität der Energieproduktion, denn die Erzeugung von Solar- und Windenergie hängt von Witterung und Tageszeit ab. Folglich ist das Angebot Schwankungen unterworfen.

Damit Privathaushalte und Industrie jederzeit mit Energie versorgt werden können, sind technische Maßnahmen nötig. So muss beispielsweise das Stromnetz vom Norden in den Süden ausgebaut werden. Weiterhin bedarf es einer fortlaufenden Etablierung von Speicherkapazitäten am Markt.<sup>3</sup>

Mit dem Netzausbau und vermehrten Einsatz von Speichern allein ist es jedoch nicht getan. Zusätzlich muss ein funktionsfähiges Lastmanagement auf die Beine gestellt werden. Das heißt, dass Angebot und Nachfrage in möglichst kleinen Zeiteinheiten aufeinander abgestimmt werden. Digitale Technologien sind nötig, damit dies trotz der Vielzahl von Akteuren flexibel und kurzfristig gelingt.

Daneben erleichtert die Digitalisierung den dezentralen Energieerzeugern den Zugang zum Markt, sodass sie im Zusammenspiel dauerhaft bedarfsgerecht Energie bereitstellen („Dauerlastfähigkeit“). Digitale Handelsplattformen ermöglichen,

<sup>3</sup> Vgl. HA Hessen Agentur GmbH im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2017): **Faktenpapier Speicher in der Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [https://www.energieland.hessen.de/mm/14853\\_Faktenpapier-Speicher\\_online.pdf](https://www.energieland.hessen.de/mm/14853_Faktenpapier-Speicher_online.pdf) [21.05.2019].

die Energie vieler Produzenten gebündelt zu vermarkten.<sup>4</sup>

Zugleich bringt die Digitalisierung selbst eigene Herausforderungen mit sich: Sowohl das Versorgungssystem als auch Verbraucherdaten sind vor Manipulation und Missbrauch zu schützen.

All diese Aspekte der Digitalisierung, ihre Chancen und Risiken sind Thema des vorliegenden Faktenpapiers.

## 4.2 Handlungsfelder der Digitalisierung

Der Umbau des Energiesystems ist zwar eingeleitet, doch sind die Strukturen noch immer auf das alte Versorgungssystem ausgerichtet, das durch wenige Großkraftwerke und damit wenige Anbieter charakterisiert ist. Als Erfordernisse für die Energiewende gelten gemeinhin der Zubau von Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien sowie die Optimierung von Erzeugung, Übertragung, Markt und Verbrauch. Dazu gehört beispielsweise, dass Photovoltaikanlagen zugebaut, dass Windenergieanlagen leistungsstärker und Gebäude energieeffizienter werden.

Doch nicht nur die Bereiche Erzeugung, Übertragung, Markt und Verbrauch sind bestmöglich zu gestalten, sondern auch die Schnittstellen zwischen ihnen. Die Frage, wie auch kleinere Anlagen wirtschaftlich rentabel betrieben werden können, betrifft beispielsweise die Bereiche Erzeugung und

Markt und ist folglich an der Schnittstelle zwischen ihnen angesiedelt. An diesen Schnittstellen ergeben sich für die Digitalisierung der Energiewende drei Handlungsfelder:

- An der Schnittstelle von Erzeugung und Übertragung ist das Lastmanagement zu optimieren.
- An der Schnittstelle von Erzeugung und Markt bedarf es neuer Marktzugänge für Anlagenbetreiber.
- An der Schnittstelle von Übertragung, Markt und Verbrauch erfordert die Abstimmung von Angebot und Nachfrage den Austausch von Daten.

An diesen Handlungsfeldern orientiert sich der Aufbau dieses Faktenpapiers. Damit geht diese Broschüre in ihrer Darstellung vom Energiesystem aus – und nicht, wie die meisten anderen Publikationen zum Thema, von den Technologien oder den Akteuren. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht, wo die Handlungsfelder im Energiesystem verortet sind (Abb. 1).

<sup>4</sup> Über die hier skizzierte Darstellung der Transformation des Energiesystems herrscht in der Fachliteratur weitestgehend Konsens. So schreibt beispielsweise der Physiker Thomas Unnerstall, der mehrere Sachbücher zu den Grundlagen der Energiewende verfasst hat und heute als Berater tätig ist: „In der Zukunft – beginnend im nächsten Jahrzehnt, intensiv dann ab 2030/2035 – wird es durch die Energiewende aller Voraussicht nach ein komplexes Zusammenspiel verschiedener Bausteine geben [...]. Es liegt auf der Hand, dass dafür hoch entwickelte, weitgehend automatisierte Steuerungssysteme erforderlich sind. Daher wird auch in der Energiewirtschaft die zunehmende Digitalisierung der Wirtschaft eine zentrale Rolle spielen.“

Thomas Unnerstall (2016): **Faktencheck Energiewende. Konzept, Umsetzung, Kosten – Antworten auf die 10 wichtigsten Fragen**. Berlin, Heidelberg: Springer, S. 91.

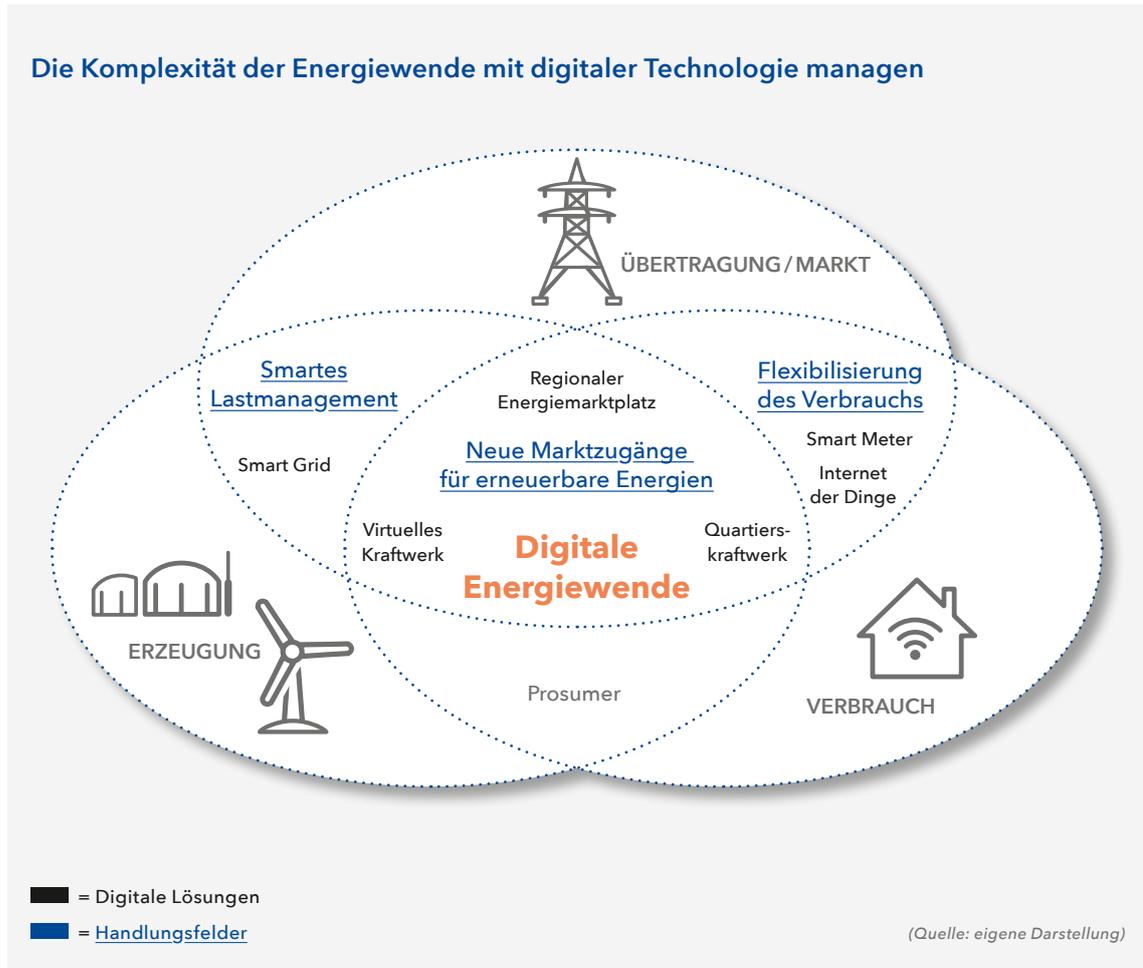


Abbildung 1: Digitale Technologien sind vorrangig an den Schnittstellen von Energieerzeugung, -übertragung und -verbrauch notwendig.

# 5

---

## Handlungsfeld I: Lastmanagement

## 5 Handlungsfeld I: Lastmanagement

Im gegenwärtigen Energiesystem gleichen fossile Kraftwerke Schwankungen bei der Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms aus. Das wird künftig eine noch größere Herausforderung sein: Mit der Energiewende gewinnen Quellen an Bedeutung, die Strom und Wärme zum Teil nur unbeständig produzieren. Damit Versorgungssicherheit dennoch gewährleistet werden kann und die Übertragung problemlos funktioniert, müssten Erzeugung und Verbrauch flexibler gesteuert und aufeinander abgestimmt werden können. Mit intelligenten Netzen und einem netzdienlichen Verhalten großer Verbraucher, etwa aus Industrie und Handel, und der sogenannten Prosumer lässt sich die verfügbare Strommenge beeinflussen. Beides trägt zu einem gut funktionierenden Lastmanagement bei.

### 5.1 Intelligente Netze

Das Stromnetz transportiert Strom von den Kraftwerken zu den Verbrauchern. In Wechselstromnetzen schwingt die Netzspannung periodisch. Die Netzfrequenz bezeichnet die Zahl dieser Schwingungen pro Sekunde und wird in Hertz angegeben. Sie muss relativ konstant gehalten werden. In Deutschland liegt der Richtwert für die Netzfrequenz bei 50 Hertz. Liegt die Frequenz niedriger, ist nicht genug Strom im Netz. Liegt sie höher, befindet sich hingegen zu viel Strom im Netz. Eine konstante Netzfrequenz ist wichtig für die Versorgungssicherheit.

Gegenwärtig werden Spannungsschwankungen in den Stromnetzen vor allem durch große Kraftwerke ausgeglichen. Sie

stellen ein für die Netzstabilität erforderliches Mindestmaß an regelbarer Leistung („Must-run-Kapazität“) bereit. Bei einem Überangebot werden Windenergie- und Photovoltaikanlagen temporär vom Netz genommen. Über diese als positive oder negative Regelenergie bezeichneten Energiemengen halten Netzbetreiber die Spannung im Stromnetz konstant. Damit dieser Mechanismus des Ausgleichs funktioniert, hängen die Kraftwerke über das sogenannte Verbundnetz zusammen.

Je mehr dezentrale, volatile Anlagen im Zuge der Energiewende in das Netz integriert werden müssen, desto komplexer wird die Stromversorgung. Auch der steigende Autarkiegrad vieler Konsumenten, die selbst Energie erzeugen, ist mit Herausforderungen verbunden. Was, wenn ihre Versorgung ausfällt? Hier sind die Energieversorger und Netzbetreiber als Rückfallebene gefragt. Das gilt insbesondere für sogenannte Mieterstrommodelle, bei der größere Wohneinheiten mit auf dem Dach gewonnenem Solarstrom über eine Art Arealnetz auf privatem Grund versorgt werden.

Zu den Anforderungen an ein intelligentes Stromnetz („Smart Grid“) gehört, die Netzstabilität trotz der Vielzahl von Akteuren und zahlreicher Unvorhersehbarkeiten aufrechtzuerhalten – und zwar unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs in Echtzeit sowie unter Zuhilfenahme möglichst präziser Prognosen von Energieerzeugung und -verbrauch (Abb. 2). „Um das Stromnetz auch dann stabil zu halten, wenn zu viel eingespeist wird oder zu wenig, werden Daten im 15-Minuten-Intervall, wie sie heute vorliegen, nicht ausreichend sein“, sagt Reinhard Kalisch, Geschäftsführer des Verteilnetzes e-netz Südhessen.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Reinhard Kalisch in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt. Er tritt dafür ein, die Rückfallebene mit einem Preis zu versehen. „Wenn Prosumer am Netz bleiben, aber keinen Beitrag für die allgemeine Energieversorgung leisten, könnte man über einen Preis für die Vorhaltung der Leistung nachdenken“, so Kalischs Plädoyer.

### Energieverbrauch von Kleinkunden



### Energieverbrauch von industriellen/ kommerziellen Kunden

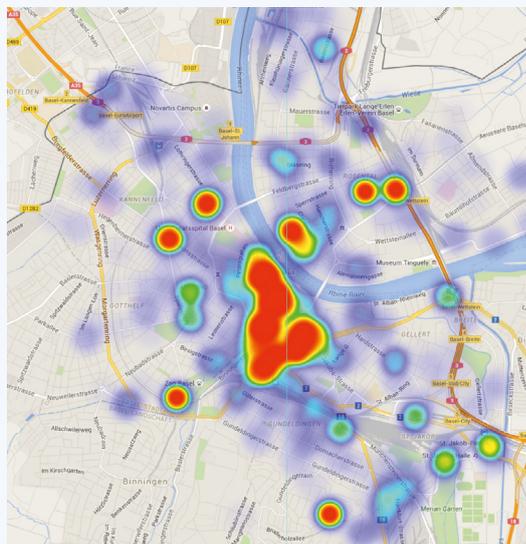


Abbildung 2: Eine Vielzahl von Daten ist nötig, damit Netzbetreiber stets wissen, was in ihren Stromnetzen vor sich geht. Die Abbildung zeigt eine Visualisierung dieser Daten durch das Schweizer Softwareunternehmen Adaptricity für die Stadt Basel. (Quelle: Adaptricity / ETH Zürich)

Dass Schwankungen möglichst frühzeitig erkannt und ausgeglichen werden können, setzt also eine riesige Datenmenge voraus. In Gebäuden und im Stromnetz könnten digitale Sensoren den Durchfluss von Strom und Wärme in noch viel stärkerem Ausmaß als heute erfassen und zeitnah an Energieversorger und Netzbetreiber übermitteln.<sup>6</sup> Gleichzeitig müssen Wetterprognosen eine möglichst genaue Voraussage zu der Erzeugung von Solar- und Windenergie zulassen. Das zu bewältigende Datenaufkommen ist immens.

Wenn diese Daten vorliegen, kann eine zentrale Stelle die Abstimmung übernehmen. Das heißt, sie meldet zurück, ob die Energieerzeugung gesteigert oder gedrosselt

werden soll. Je besser diese Abstimmung funktioniert, desto weniger teure Regelkraftwerke müssen zum Ausgleich von Schwankungen bereitstehen.<sup>7</sup> Dass das Stromnetz nicht nur Energie, sondern auch etliche Daten transportiert, ist neu. Im bisherigen Energiesystem entzog es sich der Kenntnis der Netzbetreiber, wie viel Strom welche dezentrale Energieanlage wo einspeiste.<sup>8</sup>

Zum Konzept des intelligenten Stromnetzes gehört weiterhin der Einsatz sogenannter Demand-Response-Technologien. Das bedeutet, dass nicht die Energieerzeuger Schwankungen ausgleichen, sondern die Verbraucher. Damit dies für den Verteilnetzbetreiber berechenbar ist, regeln Verträge, in welchen Zeitfenstern sie Verbraucher

<sup>6</sup> Mehr zur Sensorik unter Ronge, Karlheinz und Wittwer, Christof (2013): **Einsatz von Sensoren für die Energieflussanalysen für Energienetze, Smart Grids, Smart Metering** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshopbaende/ws2013/ws2013\\_05\\_01.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshopbaende/ws2013/ws2013_05_01.pdf) [18.03.2019].

<sup>7</sup> Vgl. Beck, Hans-Peter und Springmann, Jens-Peter: **Das Stromnetz im Zeichen der Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bpb.de/izpb/169514/das-stromnetz-im-zeichen-der-energiewende?p=all](http://www.bpb.de/izpb/169514/das-stromnetz-im-zeichen-der-energiewende?p=all) [17.03.2019].

<sup>8</sup> Vgl. Umweltbundesamt: **Was ist ein „Smart-Grid“?** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid](http://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid) [17.03.2019].

zu- oder abschalten können. Dies ist für den Netzbetreiber technisch sinnvoll und verspricht vor allem Großkunden Kostenvorteile.

Die USA sind führend bei der Steuerung des Energiesystems über die Nachfrage, doch auch Deutschland könnte hiervon profitieren: „Aufgrund von problematischen Netzsituationen steigt auch in Europa und Deutschland der Anreiz, Demand Response umzusetzen. Besonders gut geeignet dafür sind Anlagen, die mindestens einmal pro Tag zu- oder abgeschaltet werden, aber auch Anlagen, deren Produktion z. B. durch Speicher oder thermische Trägheit vom restlichen Produktionsprozess entkoppelt ist. Infrage kommen Branchen wie Ernährung, Chemie, Papier, Materialverarbeitung, Automobil, Maschinenbau und Glasindustrie.“<sup>9</sup> In Haushalten sind Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen wegen ihrer regulierbaren Steuerung interessant. Die energieintensive Industrie nutzt schon heute flexible Lasten, doch wird deren Potenzial bei weitem nicht ausgeschöpft (siehe auch Kap. 7.1).

Die flächendeckende Einführung intelligenter Netze steht noch aus, die Netzbetreiber befinden sich derzeit noch am Anfang der Entwicklung. Erste Pilotprojekte wie z. B. im Rahmen von SINTEG, einem Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, experimentieren aber bereits erfolgreich damit. In diesem Programm erproben fünf Modellregionen in Deutschland wesentliche Aspekte intelligenter Energieversorgung. So widmet sich beispielsweise das Projekt „C/sells“ in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen der Frage, wie Verbrauch und Erzeugung von Solarenergie besser

aufeinander abgestimmt werden können. In Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und im Saarland testet das Projekt „Designnetz“, wie unterschiedliche Netzebenen miteinander kommunizieren können (siehe Infobox „SINTEG-Verordnung“).

Das intelligente Stromnetz erfordert neben dem Ausbau der Netze und der Entwicklung besserer Speichertechnologien auch technisches Equipment zur digitalen Erfassung von Stromerzeugung und -verbrauch. Hierfür sind mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende aus dem Jahr 2016 zwar formal die Voraussetzungen geschaffen, doch hat sich der im Gesetz vorgegebene Fahrplan zum Einbau der Geräte verzögert. Nachdem im Dezember 2018 der erste intelligente Stromzähler zugelassen wurde, sind nun auch die technischen Grundlagen für die Weiterentwicklung der intelligenten Netze geschaffen.

Intelligente Stromnetze sind künftig nicht nur aufgrund der Vielzahl dezentraler Energieerzeuger und angesichts von witterungsbedingten Schwankungen bei der Energiegewinnung bedeutend, sondern auch weil über die sogenannte Sektorenkopplung immer mehr Lebensbereiche – wie beispielsweise die Elektromobilität – von der Stromversorgung abhängen und in das Versorgungssystem integriert werden müssen. Dies bringt jedoch nicht nur neue Abhängigkeiten hervor; gleichzeitig entstehen auf diesem Weg neue Möglichkeiten der Flexibilisierung, etwa durch netzdienliches Verhalten aufseiten der Erzeuger und Konsumenten. Die Frage, wie die sogenannten Prosumer zur Stabilität der Energieversorgung beitragen können, behandelt das folgende Unterkapitel.

<sup>9</sup> Dürr, Thomas und Heyne, Jean-Christophe: *Virtuelle Kraftwerke für Smart Markets*, S. 661. Erschienen in Doleski, Oliver D. (Hrsg.): *Herausforderung Utility 4.0. Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 653-681.



## Drei Fragen an

**Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner**

Geschäftsführer des House of Energy e. V., Kassel



**1\_ Herr Professor Birkner, das House of Energy koordiniert den hessenweiten Austausch zwischen Politik, Forschung und Wirtschaft bei der Energiewende und initiiert Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Welche Rolle spielt dabei die Digitalisierung?**

Die Digitalisierung ist eine entscheidende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Daten schaffen Transparenz über Energieströme, ermöglichen die Koordination von volatilen Erzeugern und Verbrauchern und identifizieren Effizienzpotentiale. Letzteres gilt nicht nur für den Energieeinsatz, sondern auch für betriebliche Prozesse und Aspekte.

Ein Beispiel: Elektrische Generatoren, wie wir sie in Windenergieanlagen oder thermischen Kraftwerken finden, sind heute mit zahlreichen Sensoren ausgestattet, die online riesige Datenmengen erfassen. Damit lassen sich mittels mathematischer Verfahren Datenkombinationen identifizieren, die im Vorfeld von Störungen aufgetreten sind. Wird ein vergleichbares Datenmuster in einem anderen Generator dieser Serie erkannt, so ist das ein Indiz dafür, dass sich der Fehler wiederholen könnte. Die entsprechende Komponente sollte dann präventiv ausgetauscht werden. Schwere Schäden und lange Betriebsausfälle können so verhindert werden.

**2\_ Im Projekt „C/sells“ wird erprobt, wie das Energienetz der Zukunft gestaltet sein könnte. Was hat es damit auf sich?**

Das Projekt „C/sells“ ist Teil des Förderprogramms „SINTEG - Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ mit über 200 Partnern in fünf Modell-

regionen, das vom Bundeswirtschaftsministerium mit 230 Millionen Euro unterstützt wird. In Bayern, Baden-Württemberg und Hessen führt C/sells erstmals alle Elemente zusammen, die für ein intelligentes Energienetz der Zukunft erforderlich sind. Als House of Energy koordinieren wir dabei die hessischen Teilnehmer.

**3\_ Können Sie bereits etwas zur Gestaltung des Energienetzes der Zukunft sagen? Wie sieht es aus, und was steht seiner Einführung noch im Weg?**

Künftig wird es zelluläre Strukturen geben, die untereinander Energie austauschen und sich so gegenseitig stabilisieren: Gebäude, Quartiere, Städte und Regionen. Dadurch kann die hohe Volatilität der erneuerbaren Energien effizient beherrscht werden. Derartige Energiestrukturen werden im Projekt C/sells etabliert und erprobt. Dass dies alles Realität wird, ist weniger eine Frage der Technik als vielmehr des rechtlichen Rahmens. Die Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr müssen gekoppelt werden. Abgaben, Steuern und Umlagen sind heute sektorenspezifisch ausgeprägt und werden vor allem einseitig nur bei der Entnahme von Energie aus einem Netz erhoben. Dies macht viele Technologien und vor allem Speicher unwirtschaftlich. Auch sind aktuell keinerlei Anreize vorhanden, die eine Energiezelle - beispielsweise ein Quartier - dazu motivieren, ihre Energiebilanz möglichst eigenständig auszugleichen. Wir haben heute an vielen Stellen die physikalische Realität verändert. An diese geänderte Realität ist der Gesetzesrahmen anzupassen, damit sich das Energiesystem der Zukunft entwickeln kann. Auch hierzu werden bei C/sells verschiedene Ansätze experimentell untersucht.



## Infobox: SINTEG-Verordnung

Die sogenannte SINTEG-Verordnung schafft mit einer Experimentierklausel den rechtlichen Rahmen dafür, dass in den fünf Modellregionen in Deutschland neue - darunter auch digitale - Technologien überhaupt erprobt werden können. Dazu gehört, dass sich Projektteilnehmer während der Laufzeit des Projekts, die bis 2022 angesetzt ist, wirtschaftliche Nachteile, die ihnen im Zuge des Projekts durch etwa höhere Stromkosten entstehen, erstatten lassen können. Dieses Vorgehen soll auch die Grenzen des geltenden Rechtsrahmens und den zukünftigen Regelungsbedarf beim Umbau des Energiesystems identifizieren. Ein Automatismus, dass der rechtliche Rahmen sodann auch in der Weise angepasst wird, besteht hingegen nicht.

## 5.2 Prosumer und Netzdienlichkeit

In einem dezentralen Energieversorgungssystem können viele Energiekonsumenten auch Energieproduzenten sein. Das kommt in dem Terminus „Prosumer“ zum Ausdruck, der sich aus den beiden englischen Begriffen „producer“ und „consumer“ zusammensetzt. Prosumer gewinnen Energie zum Beispiel über Photovoltaikanlagen auf dem Hausdach oder über ein Blockheizkraftwerk im Keller. Auch kombinierte Verfahren der Energiegewinnung sind möglich.

Es gibt schätzungsweise um die 1,6 Millionen Prosumer in Deutschland.<sup>10</sup> Dabei handelt es sich überwiegend um Besitzer von Ein- oder Zweifamilienhäusern. Sie leisten einen wichtigen Beitrag für die Energiewende. Die erzeugte Energie nutzen die Prosumer entweder selbst oder sie verkaufen sie über das Stromnetz – in der Regel an Energieversorger oder Zwischenhändler. Nachdem die Einspeisevergütung gesunken ist, ist der Eigenverbrauch inzwischen lukrativer als das Einspeisen von Energie ins Stromnetz.

Indem Prosumer Energie nicht nur erzeugen, sondern auch verbrauchen und zum Teil sogar über Speicherkapazitäten verfügen, tragen sie einerseits zur Komplexität, andererseits zur Flexibilisierung des Stromnetzes bei. „Für Deutschland lässt sich zusammenfassen, dass Prosumer derzeit noch Vorreiter sind, aber mit einer größeren Verbreitung ein Standbein des dezentralen Ausbaus erneuerbarer Energien und bei netzdienlicher Systemintegration eine Lösung für Engpässe beim Netzausbau sein

und weitere Systemleistungen erbringen können“, schreiben Wissenschaftler des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung.<sup>11</sup>

Allerdings: Prosumer verhalten sich nicht automatisch netzdienlich in dem Sinne, dass sie dem Stromnetz flexibel und bedarfsgerecht den selbstproduzierten Strom zuführen. Zu den Hauptmotivationen der Prosumer zählt nicht nur, ökologisch Energie zu erzeugen und mit den Anlagen nachhaltige Investitionen zu tätigen, sondern auch einen möglichst hohen Grad an Autarkie zu erreichen, wie aus einer Untersuchung der Energieökonominnen Reinhard Madlener und Christian Oberst hervorgeht.<sup>12</sup>

Netzdienliches Verhalten muss daher über Anreize erst generiert werden. Hier wirken sich politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen aus. Nicht allein ein hoher Autarkiegrad muss sich lohnen, sondern auch systemdienliches Erzeugen, Verbrauchen und Speichern von Energie. Zu den Instrumenten zählen beispielsweise flexible Tarife, die sich nach der tatsächlich verfügbaren Strommenge richten und bei Knappheit von Energie im Stromnetz das Einspeisen attraktiv vergüten. Solche flexiblen Tarife gibt es bisher nur in einzelnen Pionierprojekten, künftig werden sie aber aller Voraussicht nach zum Alltag gehören.

Konkret kann dies beispielsweise auch bedeuten, dass Prosumer bei Überlastungen im Verteilnetz finanzielle Kompensationen erhalten, wenn sie ihre Anlagen vom Netz nehmen und den selbst gewonnenen Strom entweder verbrauchen oder speichern. Insbesondere in ländlichen Gebieten, wo mehr Energie als im städtischen Raum gewonnen wird, wäre dies ein sinnvoller Mechanismus,

<sup>10</sup> Vgl. Steiner, Anna (2018): **Wir machen uns unsere Energie selbst!** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.faz.net/aktuell/finanzen/prosumer-bewegung-energie-selbst-produzieren-15511240.html](http://www.faz.net/aktuell/finanzen/prosumer-bewegung-energie-selbst-produzieren-15511240.html) [17.03.2019]. Angaben zur Zahl der Prosumer in Deutschland variieren unter anderem in Abhängigkeit von der Art der Energieerzeugung bzw. der Abgrenzung nach Anlagengröße.

<sup>11</sup> Aretz, Astrid et al. (2016): **Prosumer für die Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: <https://oekologisches-wirtschaften.de/index.php/oew/article/viewFile/1477/1448> [18.03.2019].

<sup>12</sup> Vgl. Oberst, Christian und Madlener, Reinhard (2014): **Prosumer preferences regarding the adoption of micro-generation technologies: Empirical Evidence for Homeowners** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.fcn.eonerc.rwth-aachen.de/global/show\\_document.asp?id=aaaaaaaaaooqwnx](http://www.fcn.eonerc.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaaooqwnx) [24.04.2019].

empfehlen Wissenschaftler um den Ökonomen Reinhard Madlener von der RWTH Aachen im Schlussbericht über ein Forschungsprojekt zu Prosumern.<sup>13</sup>

Sie argumentieren vor dem Hintergrund der gesunkenen Einspeisevergütung weiter, dass die Rentabilität von Photovoltaik-Anlagen mit einem zunehmenden Eigenverbrauchsanteil steigt. Je kleiner die Anlagengröße, desto höher der Eigenverbrauchsanteil. Die Wissenschaftler geben zu bedenken, dass sich die Größe der

Photovoltaik-Anlage deshalb häufig am Eigenverbrauch orientiert und nicht an der geeigneten Dachfläche. So geht der Energiewende Potenzial verloren.<sup>14</sup>

Schon heute kann ein durchschnittlicher Vier-Personen-Haushalt allein mit einer Photovoltaikanlage bereits einen Autarkiegrad bei der Stromversorgung von rund 25 Prozent erreichen, wie aus Berechnungen des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung hervorgeht – in Kombination etwa mit einem Batteriespeicher sind

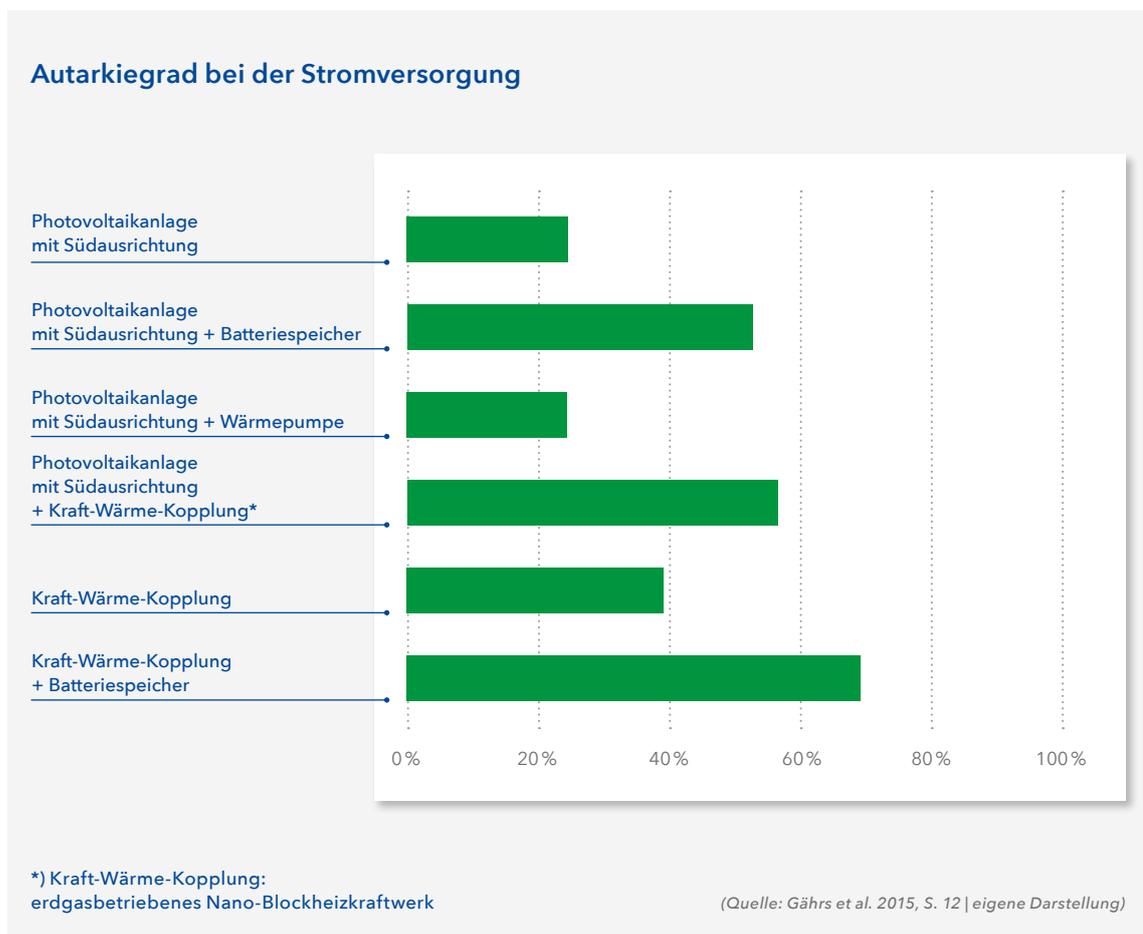


Abbildung 3: Autarkiegrad bei der Stromversorgung, wie er sich mit unterschiedlichen Anlagen der Energieerzeugung erreichen lässt.

<sup>13</sup> Vgl. ebd.

<sup>14</sup> Vgl. Gährs, Swantje et al. (2015): **Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user\\_upload/IOEW\\_Arbeitspapier-AP3\\_Simulation-von-Prosumer-Haushalten\\_Final.pdf](http://www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user_upload/IOEW_Arbeitspapier-AP3_Simulation-von-Prosumer-Haushalten_Final.pdf) [17.03.2019].

auch höhere Autarkiegrade möglich.<sup>15</sup> Es ist davon auszugehen, dass sich die Selbstversorgung aufgrund von effizienteren Anlagen, mehr Speicherkapazität und digitalen Steuerungsmöglichkeiten künftig deutlich weiter erhöhen lässt (Abb. 3).

Was die Netzdienlichkeit anbelangt, kommt insbesondere Speichern große Bedeutung zu. Indem sie überschüssige Energie für spätere Bedarfszeiträume bereithalten, können Prosumer im Zusammenspiel mit Regelenergie-Kraftwerken konventionelle Kraftwerke zumindest in bestimmten Zeitfenstern entlasten.<sup>16</sup>

Prosumer sind ein wichtiger Baustein im neuen Energiesystem. Im Vergleich zu dem Einfluss, den netzdienliches Verhalten von Industrie und Handel hat, spielt der Beitrag von Prosumern eine kleinere Rolle. Sowohl die Zahl geeigneter Immobilien (bei Photovoltaik etwa aufgrund der Ausrichtung des Dachs) als auch der Grad der technisch umsetzbaren Selbstversorgung (bei Photovoltaik etwa aufgrund der verfügbaren Dachfläche) lassen sich nicht beliebig steigern. Dass das Photovoltaik-Potenzial von Dachflächen in Hessen jedoch bislang nicht einmal annähernd ausgeschöpft ist, zeigt das Hessische Solar-Kataster, ein kostenloses Internetprogramm des Landes Hessen.<sup>17</sup> Dies trifft auch für Deutschland als Ganzes zu.

Allerdings möchte nicht jeder Energieverbraucher zugleich Prosumer sein. „Die Autarkiesucher gehören zu einer Graswurzelbewegung, jedoch bei der großen Mehrheit der Energiekunden handelt es sich weiterhin um Versorgt-werden-Woller“, sagt Elie-Lukas Limbacher vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.<sup>18</sup> Damit fasst er ein Ergebnis der Studie zur Transformation des Energiesystems aus Kundensicht zusammen, die sein Arbeitgeber 2017 durchführte.<sup>19</sup>

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Prosumer-Haushalte einen kleinen, aber wichtigen Teil zum Gelingen der Energiewende beisteuern. Berechnungen zufolge könnten Privathaushalte mit Solarenergie und Blockheizkraftwerken im Jahr 2030 allein in Nordrhein-Westfalen mehr als neun Terawattstunden Strom produzieren. Das ist ein Viertel des voraussichtlichen landesweiten Stromverbrauchs.<sup>20</sup> Auch in Hessen hat der Zubau von Photovoltaik-Anlagen zuletzt wieder angezogen. Nachdem er aufgrund der Verringerung der Einspeisevergütung im Jahr 2010 über Jahre hinweg wenig dynamisch war, nahmen die Investitionen in Photovoltaik 2017 und 2018 wieder deutlich zu.<sup>21</sup>

<sup>15</sup> Vgl. Gähns, Swantje et al. (2015): **Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user\\_upload/IOEW\\_Arbeitspapier-AP3\\_Simulation-von-Prosumer-Haushalten\\_Final.pdf](http://www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user_upload/IOEW_Arbeitspapier-AP3_Simulation-von-Prosumer-Haushalten_Final.pdf) [17.03.2019].

<sup>16</sup> Vgl. Plenz, Maik und Hirschl, Bernd (2016): **Prosumer im Energiesystem** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.oekologisches-wirtschaften.de/index.php/oew/article/view/1478](http://www.oekologisches-wirtschaften.de/index.php/oew/article/view/1478) [18.03.2019].

<sup>17</sup> Dr. Justus Brans vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen auf dem Faktencheck Digitalisierung am 25.10.2017 in Darmstadt.

<sup>18</sup> Elie-Lukas Limbacher in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

<sup>19</sup> Vgl. BDEW (2017): **Digitalisierung aus Kundensicht** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bdew.de/media/documents/Digitalisierung\\_aus\\_Kundensicht\\_Broschuere\\_final.PDF](http://www.bdew.de/media/documents/Digitalisierung_aus_Kundensicht_Broschuere_final.PDF) [13.04.2018].

<sup>20</sup> Vgl. Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen (2017): **Prosumer in der Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.energie2020.nrw.wissen/energie/prosumer-in-der-energie-wende-13700](http://www.energie2020.nrw.wissen/energie/prosumer-in-der-energie-wende-13700) [18.03.2018].

<sup>21</sup> Vgl. Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2018): **Energiewende in Hessen. Monitoringbericht 2018**, a.a.O., S. 56 und 97.

# 6

---

## Handlungsfeld II: Marktzugänge



## 6 Handlungsfeld II: Marktzugänge

Soll das Energiesystem der Zukunft vornehmlich auf der Erzeugung erneuerbarer Energien basieren, müssen auch kleinere Energieerzeuger stärker als bisher die Möglichkeit haben, selbständig am Energiemarkt zu partizipieren. Tausende Windenergie- und noch weit mehr Photovoltaikanlagen werden ab 2020 und in den folgenden Jahren das Ende ihrer zwanzigjährigen Vergütungslaufzeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erreichen. Danach erhalten Sie keine fixe Einspeisevergütung mehr.<sup>22</sup> Damit die Wind- und Solarenergieanlagen auch nach dem Ende der festgelegten Einspeisevergütung noch rentabel betrieben werden können und ihr Potenzial dem Energiesystem nicht verloren geht, herrscht hier Handlungsdruck.

Gegenwärtig entstehen für Betreiber von Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien immer mehr Möglichkeiten, Strom und Wärme zu verkaufen. Neben der Einspeisung ins allgemeine Stromnetz können sie ihre Ware zunehmend über neue Kanäle vertreiben. Dazu gehört beispielsweise der sogenannte Peer-to-Peer-Handel, bei dem Geschäfte direkt zwischen den Akteuren ohne Zwischenhändler geschlossen werden. Es ist ebenfalls möglich, die Energie von mehreren Erzeugungsanlagen zu bündeln, so als handelte es sich von der Leistung her um ein großes Kraftwerk. Hierfür hat sich die Bezeichnung des virtuellen

Kraftwerks eingebürgert. Diese, für das Gelingen der Energiewende essenziellen, neuen Vertriebsmodelle basieren auf digitalen Technologien.

### 6.1 Virtuelle Kraftwerke

Will man konventionelle Großkraftwerke mit ihrer Leistung und Zuverlässigkeit bei der Energieversorgung durch viele kleine Anlagen ersetzen, so ist es hilfreich, sie zu bündeln. Eine Vielzahl von beispielsweise Windenergie- und Photovoltaikanlagen, von Wasserkraftwerken und Biogasanlagen sowie Blockheizkraftwerken bildet dann zusammen ein virtuelles Kraftwerk. Als virtuelles Kraftwerk werden sie bezeichnet, weil sie physisch nicht zusammenhängen, aber dennoch gemeinsam Leistung bringen. Es ist nicht nötig, dass die Anlagen auf einem geografisch eng begrenzten Raum stehen, wohl aber, dass es eine zentrale Steuerung gibt (Abb. 4). Virtuelle Kraftwerke können sogar über Ländergrenzen hinweg arbeiten.

<sup>22</sup> Vgl. Deutsche WindGuard (2017): **Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.fachagentur-windenergie.de/aktuell/detail/studie-perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb.html](http://www.fachagentur-windenergie.de/aktuell/detail/studie-perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb.html) [21.05.2019].

Vgl. auch Diermann, Ralph (2018): **Tausende Windräder stehen vor dem Aus** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energiewende-so-sollen-windraeder-vor-dem-aus-gerettet-werden-a-1239385.html](http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energiewende-so-sollen-windraeder-vor-dem-aus-gerettet-werden-a-1239385.html) [13.04.2019].

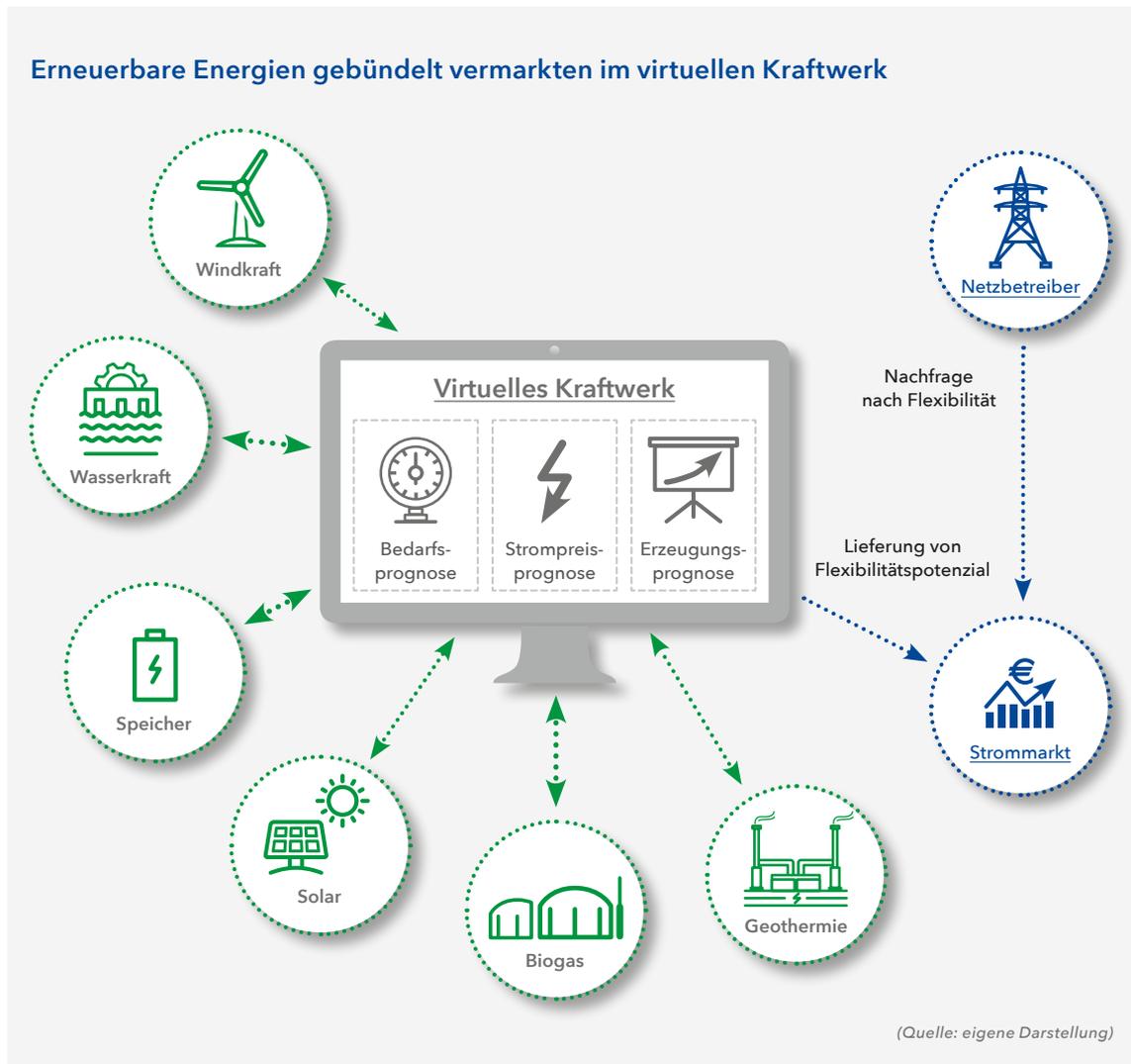


Abbildung 4: Virtuelle Kraftwerke greifen auf die Leistung zahlreicher Energieerzeugungsanlagen zu. So können sie den Netzbetreibern Flexibilität anbieten.

Die Abstimmung von Produktion und Verbrauch in Echtzeit erfordert eine genaue Beobachtung der angeschlossenen Anlagen und ihrer Leistung sowie die Berücksichtigung von Wetterprognosen. Weil der Verbund von Anlagen ebenso wie einzelne Anlagen witterungsbedingten Schwankungen unterliegt, sind beispielsweise auch Speicher und flexible Lasten angeschlossen. Sie dienen dazu, Unregelmäßigkeiten bei der Erzeugung abzupuffern und die erforderliche Energiemenge verfügbar zu halten. Mit diesen Steuerungsmechanismen

soll sichergestellt werden, dass der Verbund netzdienlich arbeitet.

Die Entwicklung virtueller Kraftwerke wurde bislang vor allem von Start-ups vorangetrieben. Bundesweit ist nur eine Handvoll solcher überregionaler Schwarmkraftwerke im Betrieb, allerdings greifen sie auf beachtliche Energiemengen zu: Das 2009 gegründete Unternehmen Next Kraftwerke zum Beispiel hatte im Dezember 2018 nach eigenen Angaben Zugang zu knapp 6.000 Megawatt Nennleistung.<sup>23</sup> Somit kann der

<sup>23</sup> Vgl. Next Kraftwerke: **Unser Unternehmen** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.next-kraftwerke.de/unternehmen](http://www.next-kraftwerke.de/unternehmen) [19.03.2019].

virtuelle Verbund, der von Köln aus gesteuert wird, die Nennleistung von fünf mittleren Großkraftwerken zumindest temporär ersetzen.

Next Kraftwerke vernetzt knapp 7.000 Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es handelt sich um Biogas und Biomasse, Solar-, Wind- und Wasserkraft, Biomethan und Klärgas, Kraft-Wärme-Kopplung und Notstrom-Aggregate. Rein rechnerisch steuert jede Anlage knapp ein Megawatt bei. „Wir fangen aber tatsächlich bei ungefähr 100 Kilowatt an und enden bei 20, 30 Megawatt Anlagenleistung“, sagt Co-Gründer und Geschäftsführer Jochen Schwill. „Dann vernetzen wir sie zur Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt.“<sup>24</sup>

Next Kraftwerke überwacht, koordiniert und steuert über ein Leitsystem die einzelnen Anlagen individuell und nach Bedarf: „Wenn ich Anlagen drossle, verliere ich Strom. Aber der Biogasanlage kann ich sagen: Erzeuge den Strom später, wenn die Windfront vorbei ist“, erklärt Schwill. So entstehe im Zusammenspiel Flexibilität.

Next Kraftwerke verkauft den Übertragungsnetzbetreibern also Energie nach Bedarf. Bei Netzengpässen, wenn eine Überlastung der Leitung droht, sind Redispatch-Maßnahmen zur Steuerung des Lastflusses üblich. Dabei kann es sich um kurzfristige Zu- oder Abschaltungen von Kraftwerkskapazitäten handeln. Ein konventionelles Kraftwerk hochzufahren ist jedoch sehr teuer. „Oft sind diese Dinge in Verträgen zwischen Großkraftwerken und Übertragungsnetzbetreibern geregelt, doch auch da können wir helfen“, resümiert Schwill.

Energieerzeugende Partner sind vor allem andere Unternehmen: Industriebetriebe oder Landwirte, die inzwischen auch im Energiebereich tätig sind. Kooperationen

bestehen mit Forschungsprojekten wie C/sells, das in Hessen, Baden-Württemberg und Bayern erprobt, zellular und regional Flexibilität im Stromnetz zu schaffen. Auch mit Stadtwerken gebe es Formen der Zusammenarbeit, berichtet Schwill.

Mit den klassischen Privathaushalten als Prosumern arbeitet das Unternehmen bisher nicht zusammen. „Heute lohnt es sich erst ab 100 Kilowatt, Flexibilitäten zu integrieren, ansonsten rentiert es sich nicht, die Anlagen anzuschließen“, sagt der Gründer. Dies könnte sich künftig ändern – vorausgesetzt, die Flexibilität ist dann über angebotsorientierte Stromtarife mehr wert als heute.

Es gibt auch Plattformen, die ebenfalls Pooling-Modelle betreiben, sich damit aber speziell an Prosumer-Haushalte richten. Virtuelle Kraftwerke bieten ihnen Vermarktungsmöglichkeiten, die unter Umständen rentabel für sie sein können. Seit 2015 stellt beispielsweise das Unternehmen Sonnen mit Hauptsitz im bayerischen Wildpoldsried, ein Hersteller von Stromspeichern vor allem für Privathaushalte mit Photovoltaikanlagen, seinen Kunden auch eine Plattform als Stromerzeugergemeinschaft bereit.

Über eine Sharing-Plattform sind die Mitglieder des Netzwerks und ihre Energieanlagen und Speicher miteinander verbunden. Verbraucht ein Haushalt den selbst gewonnenen Strom nicht, kann er Überschüsse innerhalb der Gemeinschaft verkaufen – zum Beispiel aus Bayern nach Hamburg, wo es möglicherweise gerade bewölkt ist und deshalb kein Strom gewonnen werden kann. Unternehmensangaben zufolge kann die Gemeinschaft von Stromproduzenten die bisherigen Stromversorger der Mitglieder vollständig ersetzen.<sup>25</sup> 160.000 Menschen würden so bereits mit Energie versorgt. Das Unternehmen nutzt

<sup>24</sup> Jochen Schwill in seinem Vortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

<sup>25</sup> Vgl. Sonnen: **Sonnen-Community** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.sonnen.de/sonnencommunity/](http://www.sonnen.de/sonnencommunity/) [30.03.2019].

den Strom der Mitglieder auch, um dem Übertragungsnetzbetreiber Regelstrom zur Verfügung zu stellen.

Dass auch öffentliche Träger virtuelle Kraftwerke betreiben können, zeigt das Beispiel des Landkreises Ebersberg in Bayern. Dort haben die Kommunen ein gemeinsames Stadtwerk auf Landkreis-Ebene gegründet – das Eberwerk. Es betreibt unter anderem ein virtuelles Kraftwerk, in dem momentan acht Ökostrom-Anlagen aus dem Gebiet des Landkreises gebündelt sind. „Wir haben vermutlich das kleinste virtuelle Kraftwerk ins Leben gerufen“, sagt Hans Gröbmayer, der als Klimaschutzmanager des Landkreises sicherstellen soll, dass die Kommunen bei ihrer Energieversorgung bis 2030 ohne fossile Quellen auskommen.<sup>26</sup> „Momentan sind sechs Biogasanlagen beteiligt, eine Windenergieanlage und ein Blockheizkraftwerk, aber wir hoffen, dass wir wachsen.“ Dieser regionale Ökostrom werde als Eberstrom verkauft.

## 6.2 Regionale Energiemarktplätze

Während virtuelle Kraftwerke den Austausch von Strom über weite räumliche Distanzen hinweg koordinieren, verfolgen regionale Energiemarktplätze das Ziel, den Strom dort zu verkaufen, wo er produziert wird: vor Ort. Hier erfolgt der Verkauf der Energie nicht gebündelt, sondern direkt zwischen Erzeuger und Konsumenten. Zielgruppe ist der Endkunde, nicht der Netzbetreiber. Zugleich bieten diese Modelle Konsumenten die Möglichkeit, auf die regionale Stromproduktion Einfluss zu nehmen – und damit darauf, ob die Energie aus erneuerbaren Quellen stammt oder nicht.

Kunden können auf regionalen Energiemarktplätzen sogar zwischen einzelnen Anlagenbetreibern wählen. Die angeforderte Menge wird ins Stromnetz eingespeist. Dort befindet sich immer ein Strommix, der sich aus unterschiedlichen Quellen zusammensetzt. Die Konsumenten verbrauchen den von ihnen bestellten Strom also nicht physikalisch, sondern bilanziell. Damit tragen sie über die Nachfrage zur Gestaltung der örtlichen Energieproduktion bei.

Wie ein solcher Energiemarktplatz in der Praxis funktioniert, zeigt das Beispiel der Wuppertaler Stadtwerke. Der kommunale Energieversorger bietet Stromkunden über die Plattform Tal.Markt an, ihren Strommix prozentual aus einer Liste regionaler Wind-, Solar-, Wasser- oder Biomasseanlagen zusammenzustellen. Die Anteile lassen sich immer wieder ändern. Das Angebot richtete sich zunächst an alle Ökostromkunden Wuppertals.

„Wir wollten wissen: Geht das? Und wie geht das?“ erklärt Elmar Thyen, Pressesprecher des Energieversorgers, die Motivation des Unternehmens zur Entwicklung des Marktmodells.<sup>27</sup> Auch die Versorgungssicherheit sei eine wichtige Triebfeder gewesen: Vielen Windrädern droht ab 2021 die Abschaltung, weil dann ihre Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ausläuft. Findet sich für sie keine andere Möglichkeit des rentablen Betriebs, geht ihre Leistung dem Strommarkt verloren. Mit einem Modell wie Tal.Markt könnten Windenergieanlagen auch ohne die Förderung wirtschaftlich betrieben werden, so Thyen.

Damit der Stromhandel über die Plattform funktioniert, hat der Energieversorger sowohl Kunden als auch Erzeuger mit einem Smart Meter, also mit einem digitalen Zähler mit Datenschnittstelle, ausgestattet. Die Kunden haben damit Transparenz über ihre Verbrauchskurven. Wenn sie beispielsweise

<sup>26</sup> Hans Gröbmayer in einer Podiumsdiskussion auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

<sup>27</sup> Elmar Thyen in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

nachmittags ein erhöhtes Stromaufkommen haben, bietet es sich für sie an, ihn von Photovoltaikanlagen zu beziehen, der zu dieser Tageszeit günstig ist.

Jede Kilowattstunde Strom, die produziert und ins Stromnetz eingespeist wird, wird über eine Blockchain erfasst, eine technologische Datenbankstruktur, die die Schweizer Energiehändlerin Axpo entwickelt hat. Als digitales Buchhaltungssystem, das nahezu fälschungssicher ist, sorgt sie dafür, dass jede Kilowattstunde Strom auch nur einmal verkauft und dieser Handel in Echtzeit erfasst wird (mehr dazu in der Infobox Blockchain). Dass weder die Großhandelsbörse noch sonstige Handelshäuser als Zwischenhändler beteiligt sind, spart Kosten, die ansonsten auf die Verbraucher umgelegt werden. „Der Strom auf der Plattform ist nicht teurer als unser normales Angebot“, sagt Thyen.

Kauf und Verkauf finden somit direkt zwischen den Rechnern der Handelsteilnehmer statt, weshalb Nachbarschaftsmodelle wie dieses auch als Peer-to-Peer-Modell bezeichnet werden (peer: Gleichgestellter). Den Wuppertaler Stadtwerken kommt bei diesem Modell die Aufgabe zu, die Blockchain zu verwalten. Zugleich bleiben sie weiter Vertragspartner ihrer Energiekunden und stellen die Versorgung auch bei schwankender Energieversorgung sicher, und zwar über die sogenannte Residuallast, jene Energieerzeugung also, die witterungsunabhängig ist. Die Stadtwerke produzieren sie aus Biomasse, der biogenen Masse ihrer Müllverbrennungsanlage.

Ausgerechnet der Betrieb von Blockchains ist aufgrund der zahlreichen Transaktionen jedoch sehr energieintensiv. Pausenlos sind Rechner im Einsatz, die die Aufträge zwischen den Handelsteilnehmern verbuchen und verifizieren. „Wenn die Kunden selbst Teil der Blockchain wären, würde das bei

einem Einpersonenhaushalt zu einer Steigerung des Stromverbrauchs um etwa 50 Prozent führen. Das ist ökologisch nicht sinnvoll“, erläutert Thyen. Um Kosten zu sparen, betreiben die Wuppertaler Stadtwerke die Blockchain auf eigenen Rechnern sowie in einer Cloud, einer internetbasierten Datenwolke.

Der regionale Energiemarktplatz Tal.Markt ist ein Pionierprojekt. Seit November 2017 ist er in Betrieb. Unternehmensangaben zufolge handelt es sich um den vermutlich ersten digitalen regionalen Energiemarktplatz auf Grundlage der Blockchain in ganz Europa. Mit Kosten im fünfstelligen Bereich (inklusive der Blockchain im niedrigen sechststelligen Bereich) seien die Investitionen für die Entwicklung vergleichsweise niedrig gewesen.

Doch nicht nur deshalb könnte das Modell in Zukunft Nachahmer finden. In Deutschland experimentieren immer mehr Energieversorger mit der digitalen Technologie. Entweder loten sie eigene Anwendungsgebiete für die Blockchain aus, oder sie orientieren sich am Wuppertaler Beispiel für einen regionalen Markt. Die Plattform ist offenkundig auch für andere Stadtwerke interessant.

Im Februar 2019 gaben die Wuppertaler Stadtwerke bekannt, die Plattform unter dem Namen „Blockwerke“ mit vorerst drei Energieversorgern aus ganz Deutschland als Partnern weiterzuentwickeln.<sup>28</sup> In dieser oder ähnlicher Form wird die Plattform auch Stromkunden aus Bremen, Halle und Trier zugänglich gemacht. Die dort ansässigen Partnerunternehmen swb, EVH und SWT können das Wuppertaler Blockchain-Modell vor Ort mit lokalen Ökostromproduzenten nutzen oder auf seiner Grundlage eigene Geschäftsmodelle entwickeln.

<sup>28</sup> Vgl. Wuppertaler Stadtwerke (2019): **Stadtwerkequartett entwickelt Geschäftsmodelle auf Blockchain-Basis** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.pressportal.de/pm/128710/4184918](http://www.pressportal.de/pm/128710/4184918) [25.03.2019].



## Infobox: Blockchain im Energiemarkt

Bei der Blockchain handelt es sich um eine Technologie zur verschlüsselten Abwicklung von Buchungen. Das kann den Handel mit Finanzen, aber auch mit allen anderen Gütern und Waren, betreffen. Das Konzept für Blockchain-Technologien entstand 2008 und wurde unter Pseudonym veröffentlicht. Im Jahr darauf kam das digitale Logbuch der Krypto-Währung Bitcoin erstmals zum Einsatz. Mit ihrer Hilfe gelingt es, Transaktionen von virtuellen Geldern dezentral ohne Bank zu verbuchen. Es ist davon auszugehen, dass die Blockchain künftig immer häufiger zur Anwendung kommt. Im Februar 2019 gab es allein in Deutschland 170 Start-ups auf dem Gebiet der Blockchain-Technologie.<sup>29</sup> Sie gilt als grundlegend für die Digitalisierung in vielen Lebensbereichen.

Für regionale Marktplätze zwischen Gleichgestellten, oft als Peer-to-Peer-Handel bezeichnet, bietet sich der Einsatz der Blockchain an. Doch es gibt weitere Modelle im Bereich der Energiewende, für die sich ihr Einsatz lohnt. In einer Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) heißt es: „In Kombination mit der Digitalisierung des Messwesens unterstützt die Blockchain-Technologie neue Formen der Produktdifferenzierung, unter anderem hinsichtlich Erzeugungsart, -ort, und -zeit. Entsprechend finden sich konkrete aktuelle Pilotprojekte in sämtlichen Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft. Beispiele sind die Ladeinfrastruktur für E-Mobilität, die Zertifizierung von Grün- und Regionalstrom, Nachbarschafts- und Mieterstromkonzepte, die Bereitstellung von Regelenergie und der Stromgroßhandel.“<sup>30</sup>

In welchen Fällen ist es für Energieversorger besonders gewinnbringend, die Technologie zu nutzen? Die Deutsche Energie-Agentur dena hat diese Frage mit 16 Partnerunternehmen aus der Energiebranche und unter Einbeziehung von Wissenschaftlern und Blockchain-Experten untersucht. Ergebnis: Unter wirtschaftlichen Aspekten ist ihr Einsatz besonders lukrativ, wenn es um das Management von Daten und Gütern geht, also beispielsweise beim Ausgleich von Energieengpässen im Verteilnetz oder bei der Verifizierung von Herkunftsnachweisen. Doch auch für die Vermarktung bietet sich die Blockchain in unterschiedlicher Hinsicht an. Hier ist beispielsweise der Großhandel mit Strom jenseits der Strombörse zu nennen, aber auch der Handel mit Netzkapazitäten und dezentrale Peer-to-Peer-Geschäfte zwischen den Kunden eines Energieversorgers (Abb. 5).<sup>31</sup>

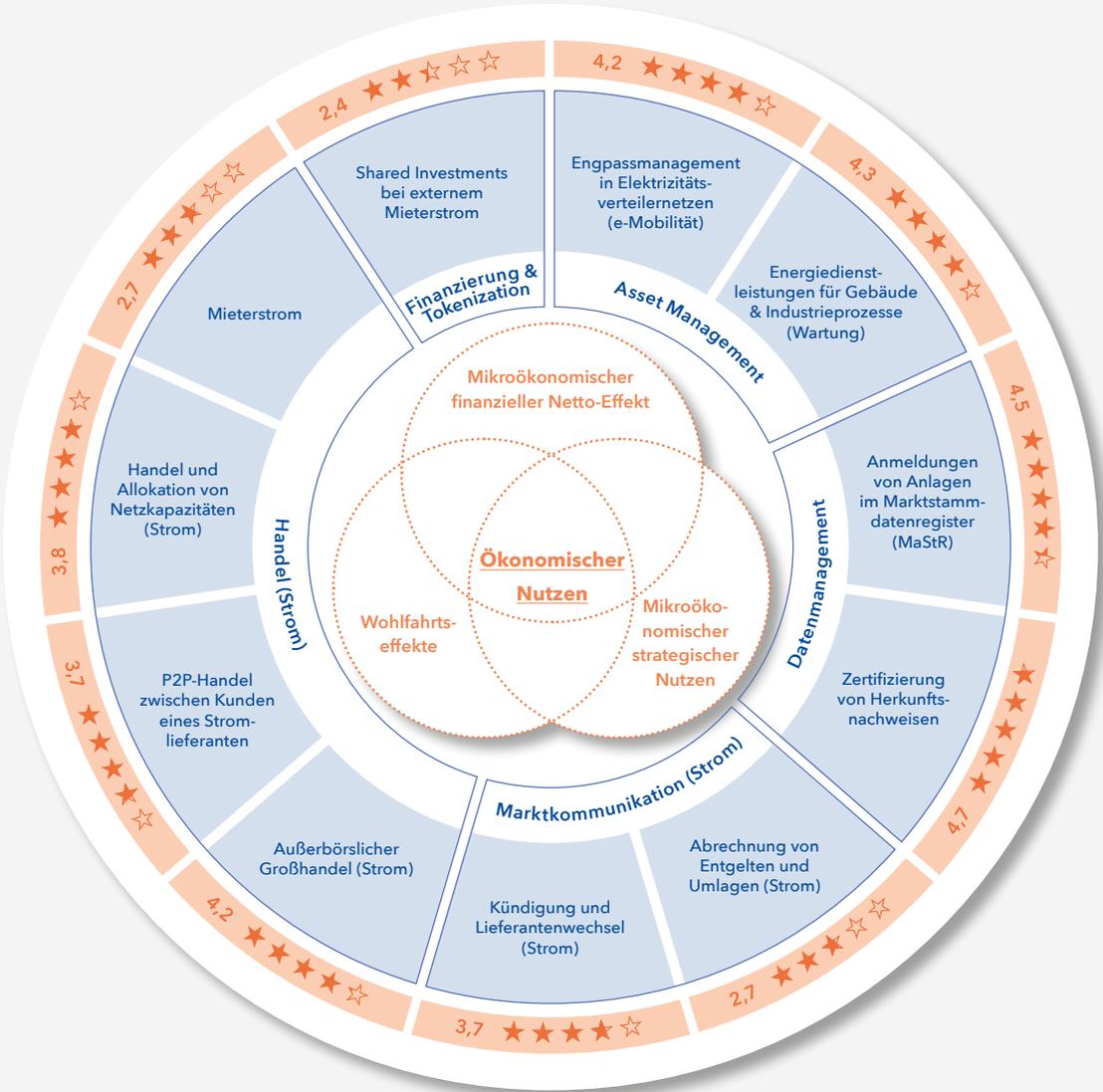
<sup>29</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Finanzen (2019): **Online-Konsultation zur Erarbeitung der Blockchain-Strategie der Bundesregierung** (Online-Dokument.) Abrufbar unter: [www.blockchain-strategie.de/BC/Redaktion/DE/Downloads/online-konsultation-zur-erarbeitung-der-blockchain-strategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.blockchain-strategie.de/BC/Redaktion/DE/Downloads/online-konsultation-zur-erarbeitung-der-blockchain-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3) [26.03.2019].

<sup>30</sup> BDEW (2017): **Blockchain in der Energiewirtschaft. Potenziale für Energieversorger**, S. 7 (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bdew.de/media/documents/BDEW\\_Blockchain\\_Energiewirtschaft\\_10\\_2017.pdf](http://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Blockchain_Energiewirtschaft_10_2017.pdf) [25.03.2019].

<sup>31</sup> Vgl. dena (2019): **Blockchain in der integrierten Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie\\_Blockchain\\_Integrierte\\_Energiewende\\_DE4.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Blockchain_Integrierte_Energiewende_DE4.pdf) [25.03.2019].

### Welche Optionen bietet die Blockchain in der Energieversorgung?

Die dargestellte Sterne-Bewertung beschreibt den ökonomischen Nutzen, den sich Energieunternehmen von der Blockchain in unterschiedlichen Geschäftsbereichen versprechen. Dazu schätzten sie die Bedeutung der Blockchain anhand der betriebs- und volkswirtschaftlichen Kriterien im Zentrum der Abbildung ein.



**Ökonomischer Nutzen**

- 1 Stern = sehr gering ★
- 5 Sterne = sehr hoch ★★★★★

- = Anwendungsgruppen
- = und ihre Beispiele

(Quelle: Dena 2019, S. 18 | eigene Darstellung)

Abbildung 5: Der ökonomische Nutzen der Blockchain, bewertet von 16 Unternehmen der Energiewirtschaft unter Einbeziehung von Experten.



## Drei Fragen an

**Dr. Michael Kreutzer**

Fraunhofer Institut für Sichere Informations-  
technologie, Darmstadt



*1\_ Herr Dr. Kreutzer, die Blockchain-Technologie wird als Hoffnungsträgerin für Datensicherheit gehandelt. Diese Datenspeichertechnologie vervielfältigt Daten so stark, dass es beinahe aussichtslos ist, sie zu manipulieren. Ist sie schon so weit ausgereift, dass sie für die Energiewirtschaft sicher nutzbar ist?*

*Absolut sichere Technologien gibt es nicht. Auch Blockchain-Technologien lassen sich durch starke Angreifer in die Irre führen, und erfahrungsgemäß sind Fehler in großen Softwaresystemen nicht vermeidbar. Die Blockchain-Technologie gehört zu den sogenannten Distributed-Ledger-Technologien, die für Transaktionen zwischen gleichberechtigten Akteuren geeignet sind und für die Umsetzung der Energiewende künftig nutzbringend sein könnten. Erste Systeme sind bereits in Gebrauch. Auch in diesem Bereich brauchen wir allerdings mehr anwendungsorientierte Forschung, um die Sicherheit kontinuierlich zu verbessern.*

*2\_ Die Energiewende ist auf Digitalisierung angewiesen. Wer muss dabei vorrangig geschützt werden? Die Versorger, die Konsumenten oder die Cloud?*

*Die Energiewende schaffen wir nur mit Digitalisierung und für deren Gelingen spielt*

*Cybersicherheit eine entscheidende Rolle. Das Mittelalter-Paradigma gilt dabei nicht mehr. Es besagt, dass nur die Burgen geschützt werden müssen, also große, zentrale Energieversorger und Netzbetreiber. Durch die Energiewende gibt es vielmehr einen Mix aus Produzenten, Konsumenten und „Energie-Prosumenten“. Das erfordert Schutzmechanismen für alle Akteure.*

*3\_ Wie soll der Schutz, von dem Sie sprechen, gewährleistet werden?*

*Eine Energieversorgung, die resilient sein soll, ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Sie bedarf der Begleitung der anwendungsorientierten Forschung, neben der Technik müssen hier auch Juristen und Wirtschaftswissenschaftler eingebunden werden. Aus technischer Sicht ist wichtig, dass nur Geräte zugelassen werden, in denen das Paradigma „security and privacy by design“ realisiert ist. Das bedeutet, dass die Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz von Beginn an und über den gesamten Lebenszyklus berücksichtigt werden. Zudem muss das Gesamtsystem den Erfordernissen von „security at large“ entsprechen. Das bedeutet, dass die Sicherheit großer, realer Systeme, hier also die Energiesysteme, erforscht und evolutionär verbessert wird.*

## 6.3 Quartierskraftwerke

Nicht nur einzelne Hausbesitzer und regionale Energiemarktplätze verfolgen das Ziel, Strom und Wärme dort zu erzeugen, wo sie tatsächlich verbraucht werden. Das ist auch in Wohnquartieren möglich. Bei der Erschließung und Entwicklung neuer sowie bestehender Wohn- oder auch Gewerbequartiere und deren Energieversorgung werden häufig sogenannte Quartierslösungen parallel mit entwickelt. Die effiziente Versorgung aller Gebäude und auch die (E-)Mobilität werden so geplant, dass sie weitgehend durch die Erzeugung innerhalb des Quartiers abgedeckt werden. Dabei spielt die Kopplung mehrerer Sektoren – Strom, Wärme, Industrie, Verkehr – eine entscheidende Rolle („Sektorenkopplung“).

Mit Quartierslösungen können sich urbane Räume stärker als bisher in die Energieerzeugung einbringen. Zu ihren Vorteilen gehört nicht nur ein hoher Autarkiegrad ganzer Straßenzüge, sondern auch, dass das Netz kaum ausgebaut werden muss und durch die Übertragung der Energie kaum Verluste entstehen.

Bei Quartierslösungen bleibt das bisherige Geschäftsmodell von Anbietern und Verbrauchern bestehen. Es schließen sich also nicht vorrangig Prosumer zusammen, sondern in der Regel sind örtliche Energieversorger federführend bei der Konzipierung. Die Kooperation mit Prosumern schließt dies jedoch nicht aus. Quartiere können grundsätzlich auch mit nicht vor Ort tätigen Akteuren wie virtuellen Kraftwerken

zusammenarbeiten, indem sie überschüssige Energie dorthin verkaufen oder bei Bedarf von dort beziehen.<sup>32</sup>

In Quartieren trägt oft die Kraft-Wärme-Kopplung dazu bei, den Wärmebedarf zu decken, und ermöglicht den Bewohnern somit einen hohen Grad an Selbstversorgung. Das bedeutet, dass Strom und Wärme gemeinsam erzeugt werden. Das geschieht in der Regel in Heizkraftwerken, die auch mit erneuerbaren Energien wie Biomasse, Solar- oder Geothermie betrieben werden können. Digitale Technologien ermöglichen die Vernetzung von Anlagen und Energiesektoren und schaffen auch hier die Voraussetzung für die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch.

Wie das funktionieren kann, zeigt exemplarisch das Wohngebiet „Am Mainblick“ in Kelsterbach bei Frankfurt am Main. Auf einem ehemaligen Fabrikgelände ist in den vergangenen Jahren nicht nur Wohnraum für rund 500 Menschen entstanden, auch ein innovatives Energiekonzept kommt hier zum Tragen. Der regionale Energieversorger Süwag ist dort eigenen Angaben zufolge in „neue Dimensionen der Energieversorgung einer ganzen Wohnsiedlung vorgestoßen“.<sup>33</sup> Kombiniert sind dort ein mit Erdgas betriebenes Blockheizkraftwerk, Photovoltaikanlagen, ein Gas-Spitzenlastkessel und ein Strom-Großspeicher mit 134 Kilowatt. Ziel ist, den Bedarf an Energie möglichst direkt vor Ort zu erzeugen. Die Bewohner der rund 180 Reihenhäuser versorgten sich heute zu bis zu 80 Prozent mit im Quartier erzeugtem Strom, berichtet Manfred Ockel, Bürgermeister der Stadt Kelsterbach.<sup>34</sup>

<sup>32</sup> Vgl. Dürr, Thomas und Heyne, Jean-Christophe: **Virtuelle Kraftwerke für Smart Markets**, a.a.O., S. 658.

<sup>33</sup> Süwag: **Energiewende in Kelsterbach** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.suewag.com/corp/gruen-und-nachhaltig/quartierloesungen/Quartierkraftwerk-Am-Mainblick](http://www.suewag.com/corp/gruen-und-nachhaltig/quartierloesungen/Quartierkraftwerk-Am-Mainblick) [25.04.2019].

<sup>34</sup> Manfred Ockel bei einer Podiumsdiskussion auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

Mit dem Projekt „Enervator“, welches das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen mit EU-Mitteln fördert, entwickelte die Süwag das Energiekonzept der Wohnsiedlung weiter und wurde dafür 2018 mit dem Hessischen Staatspreis für innovative Energielösungen (Kategorie: Sektorenkopplung) ausgezeichnet.<sup>35</sup> Im Rahmen des bis März 2019 angelegten Projekts wurden bereits 45 Haushalte mit intelligenter Technik ausgestattet, die darauf abzielt, den Energieverbrauch unter ihnen abzustimmen und entsprechend zu flexibilisieren.

Die Software koppelt Energieerzeugung und -verbrauch. Verknüpft werden die Smart-Home-Systeme der Haushalte sowie die softwarebasierte Energiezentrale, die alle Energieflüsse im Quartier steuert und automatisch aufeinander abstimmt. Außerdem wird das Car-Sharing-System der Siedlung mit bislang zwei Wagen integriert. Mit einer App können Verbraucher die Ladung der Elektrofahrzeuge und ihrer Haustechnik steuern. Auch der Energieverbrauch wird über das Smart-Home-System aufs Mobiltelefon übertragen. Die Software ermöglicht hier bereits, mit flexiblen Energiepreisen zu experimentieren. Wenn der Energiebedarf das Angebot übersteigt, gehen die Preise dafür nach oben. Allerdings sind sie derzeit noch gedeckelt. Darauf, wie sich die Preisentwicklung in einem offenen Markt tatsächlich gestalten würde, lässt das Projekt deshalb keine Rückschlüsse zu.

Bürgermeister Manfred Ockel rät dazu, Quartiere schnellstmöglich zu digitalisieren – nicht nur Neubauten, sondern auch Bestandsquartiere, wo die Umsetzung oft größere Hürden nehmen muss. Aber was ist neben den technischen Voraussetzungen politisch wichtig, um weitgehende Selbstversorgung mit Energie zu erreichen? Die Förderung der Kommunen bei der Energie-

wende durch den Bund sei unabdingbar, betont der Bürgermeister. Für Kommunen selbst sei empfehlenswert, auf alle Beteiligten offensiv zuzugehen. Sowohl die Rolle der örtlichen Stadtwerke wie auch die der Verbraucher dürfe man nicht unterschätzen.

„Wir haben über die Energieberatung versucht, die Bürgerinnen und Bürger einzubinden. Dabei haben wir ihnen konkret gezeigt, wo an ihrem Haus die Energie verschwindet“, berichtet Ockel. Auf Freiwilligkeit und Einsicht allein wollte aber auch er sich nicht verlassen. „Wir haben auch finanzielle Anreize geschaffen, um bei dem Energieprojekt mitzumachen, beispielsweise indem wir einen Strompreis garantiert haben, der unterhalb des Internet-Strompreises lag.“ Kommunen seien vielfach gefordert, wenn es um das Vorantreiben der Energiewende gehe, hätten aber auch oft eine Wahl. So hat die Stadt Kelsterbach etwa ein Grundstück an dasjenige bietende Konsortium verkauft, das dort einen Plan zum CO<sub>2</sub>-neutralen Bau vorgelegt hat und damit Einfluss auf die Nachhaltigkeit des Bauvorhabens genommen.

Auch die Stadtwerke seien unbedingt einzubeziehen, so Ockel. „Die lokalen Stadtwerke muss man fördern, nicht abbauen.“ In der Zusammenarbeit mit ihnen ließen sich die Menschen viel besser erreichen, und sie verfügten über die Mittel, passgenaue Energiekonzepte zu erstellen, die die Gegebenheiten vor Ort detailliert berücksichtigten. „Insgesamt erfordert die Umstellung im Zuge der Energiewende viel Moderation, und auch Zeit zum Umdenken muss man nach allen Seiten gewähren“, so die Erfahrung des Bürgermeisters.

<sup>35</sup> Vgl. Süwag: **Enervator - Energiewende in Ihrem Zuhause** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.suewag.com/corp/gruen-und-nachhaltig/quartierloesungen/Enervator---Energiewende-zuhause](http://www.suewag.com/corp/gruen-und-nachhaltig/quartierloesungen/Enervator---Energiewende-zuhause) [25.04.2019].

## 6.4 Die neue Rolle der Energieversorger

Mit der wachsenden Zahl von Energieproduzenten und -einspeisern ändert sich die Rolle der Energieversorger. Die Kernaufgabe – Versorgungssicherheit zu gewährleisten – bleibt erhalten, wenn auch unter veränderten Bedingungen. Die weiteren Tätigkeiten verlagern sich weg vom Bereitstellen der Energie hin zur Integration neuer Energiequellen. Energieversorger verfügen über Sachkenntnis, sodass sie zunehmend als Berater für Privathaushalte und zur Erschließung neuer Geschäftsfelder agieren.

### Integration neuer Energiequellen

Mehr als 1,5 Millionen dezentrale Anlagen, die mit Hilfe erneuerbarer Energien Strom erzeugen, sind bereits heute an das Stromnetz angeschlossen.<sup>36</sup> Sie speisen gemeinsam über 90 Prozent der Leistung ins Verteilnetz ein. Deshalb wird es häufig als das Rückgrat der Energiewende bezeichnet. Zugleich fallen im Verteilnetz große Aufgaben an, die nur mit Hilfe digitaler Möglichkeiten gestemmt werden können.

„Der Verteilnetzbereich hat sich in den letzten Jahren zu einem eigenständigen und unabhängigen Geschäftsbereich entwickelt, dem eine zentrale Rolle bei der Energiewende zukommt. Neue Energiequellen müssen dezentral und kosteneffizient in bestehende Netze integriert werden“, heißt es in der Stadtwerkstudie 2017.<sup>37</sup> Ihr liegt

die Befragung von 214 Vorständen und Geschäftsführern von Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, Österreich und der Schweiz zugrunde, die der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft und die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young gemeinsam durchgeführt haben.

Demnach kann die Digitalisierung für den Ausgleich im Energiesystem sehr hilfreich sein. „Digitale Technologien wie mobile Datenerfassung und -verarbeitung, intelligente Netzkomponenten wie RONT (regelbare Ortsnetztransformatoren), Analytics und Big Data können dabei helfen, diesen Veränderungsprozess zu managen und den zukünftigen Verteilnetzbetrieb effizienter zu gestalten.“<sup>38</sup> Der Verteilnetzbetreiber werde durch den Einbau digitaler Zähler auch zum Betreiber einer Plattform für Kundendaten, so die Studie weiter.

Das Management der Datenplattform bildet demnach zunehmend eine weitere Kernaufgabe der Verteilnetzbetreiber. Es ergänze in steigendem Maße deren klassische Aufgabe – den sicheren Netzbetrieb. Entsprechend geht die Mehrheit der Befragten eigenen Angaben zufolge davon aus, dass die Auseinandersetzung mit der Digitalisierung im Allgemeinen sowie mit IT-gestützten Prozessen und digitalen Datenerhebungs- und Steuerungsmechanismen wie smarten Zählern und smarten Netzen im Besonderen in den folgenden zwei bis drei Jahren innerhalb der Stadtwerke stark zunehmen werde (Abb. 6).<sup>39</sup>

<sup>36</sup> Vgl. BDEW (2018): **DSO 2.0 - Verteilnetzbetreiber der Zukunft** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bdew.de/energie/dso20/](http://www.bdew.de/energie/dso20/) [31.05.2019].

Vgl. auch: Deutsche Presse-Agentur (2017): **Stromnetz weiter sehr sicher** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-stromnetz-weiter-sehr-sicher/20312646.html?ticket=ST-1428814-v4euBgrSG3COwCaxoky6-ap2](http://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-stromnetz-weiter-sehr-sicher/20312646.html?ticket=ST-1428814-v4euBgrSG3COwCaxoky6-ap2) [31.05.2019].

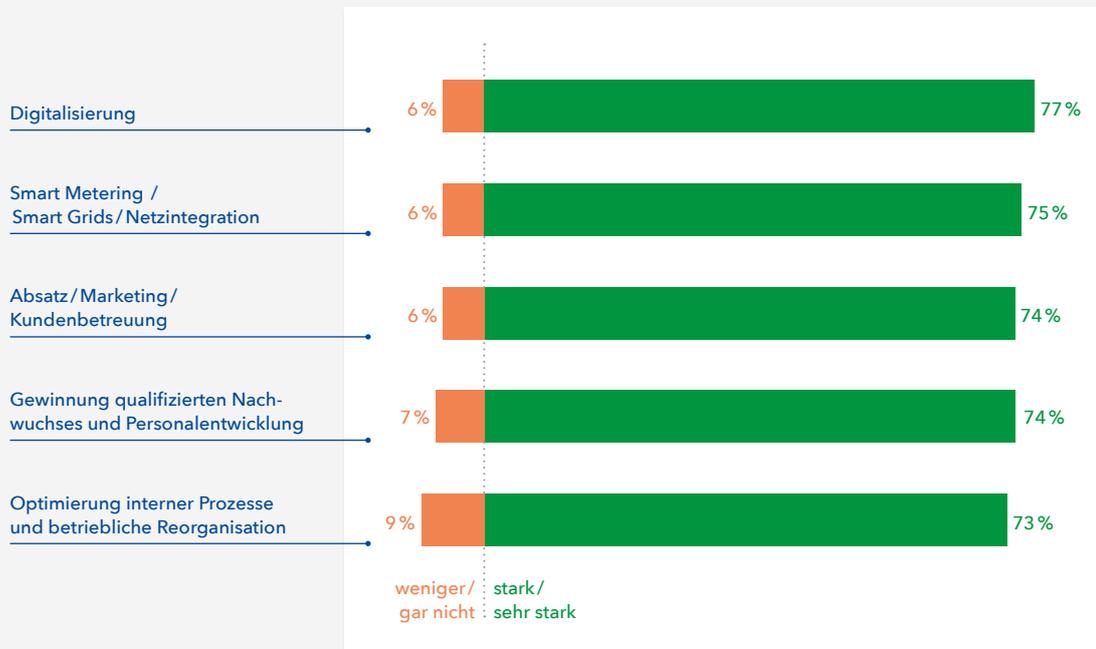
<sup>37</sup> BDEW, EY (2017): **Stadtwerkstudie 2017**, S. 4 (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bdew.de/media/documents/Stadtwerkstudie-2017.pdf](http://www.bdew.de/media/documents/Stadtwerkstudie-2017.pdf) [03.04.2019].

<sup>38</sup> Ebd., S. 5.

<sup>39</sup> Vgl. BDEW, EY (2018): **Stadtwerkstudie 2018**, S. 10 (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-stadtwerkstudie-2018/\\$FILE/ey-stadtwerkstudie-2018.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-stadtwerkstudie-2018/$FILE/ey-stadtwerkstudie-2018.pdf) [03.04.2019].

## Zukunftsthemen der Energiewirtschaft

„Ich nenne Ihnen nun einige Themenbereiche, die in den nächsten zwei bis drei Jahren für Stadtwerke besondere Bedeutung haben könnten. In welchem Maße werden sich Ihrer Meinung nach Stadtwerke mit diesen Themen auseinandersetzen?“



(Quelle: Stadtwerkstudie 2018, S. 10 | eigene Darstellung)

Abbildung 6: Digitale Themen nehmen unter den fünf drängendsten Aufgaben der Energieversorger eigene Einschätzungen zufolge breiten Raum ein, wie die Stadtwerkstudie 2018 zeigt.

Die Energiewirtschaft bescheinigt sich bei Digitalisierungsvorhaben selbst Nachholbedarf. Das förderte die Stadtwerkstudie 2018 zutage, für die 193 Vorstände und Geschäftsführer von Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen befragt worden waren. Mit 49 Prozent bewertete fast jeder zweite Befragte den Energiesektor mit Blick auf die Digitalisierung als etwas oder deutlich rückständig im Vergleich zu anderen Branchen wie Einzelhandel oder Telekommunikation.<sup>40</sup> Als größte Hemmnisse für die Digitalisierung gelten demnach bürokratische Erfordernisse und personelle Ressourcen.

## Bereitstellen von Expertise, Entwickeln neuer Geschäftsmodelle

Auch der Ausbau beratender Tätigkeiten ist eine Reaktion vieler Energieunternehmen auf die zunehmende Zahl von Akteuren bei der Energieproduktion. Zu solchen Dienstleistungen zählt beispielsweise die Unterstützung von Prosumern bei der Ermittlung des Potenzials ihrer Dachflächen oder bei der Vermarktung ihres selbst gewonnenen Stroms. Energieversorger beraten Kommunen bei Quartierslösungen und entwickeln Möglichkeiten zur Speicherung von Strom. Hier verfügen vor allem größere Energie-

<sup>40</sup> Vgl. ebd., S. 16.

versorger und Stadtwerke über Know-how. Ferner unterstützen immer mehr Energieversorger Unternehmen aus ihrer Region beim Fuhrparkmanagement von E-Auto-Flotten. Es ist denkbar, dass Energieversorger im Zuge der Umstrukturierung des Energiesystems noch weitere Tätigkeiten übernehmen. Dazu gehört beispielsweise der Betrieb von Ladestationen und Speichern.

Energieversorger seien zunehmend auch Infrastrukturversorger, betont José David da Torre Suárez, Geschäftsführer der Entega-Tochter Count and Care sowie der Digitalstadt Darmstadt.<sup>41</sup> Im Wettbewerb „Digitale Stadt“, den der IT-Branchenverband Bitkom gemeinsam mit dem Deutschen Städte- und Gemeindebund ausgeschrieben hatte, setzte sich im Juni 2017 Darmstadt durch – zuletzt gegen Heidelberg, Paderborn, Wolfsburg und Kaiserslautern. Die südhessische Wissenschaftsstadt hatte die Jury überzeugt, das beste Gesamtkonzept in Sachen digitale Stadt aufzuweisen.

„Eine Besonderheit in Darmstadt ist, dass wir mit den Stadtwerken, der Entega, die Rolle des Gateway-Administrators innehaben“, sagt da Torre Suárez. „Als Gateway-Administrator kümmern wir uns um die Vernetzung der Daten, welche die Smart-Meter-Geräte erheben.“ Zu prüfen sei, für welche weiteren Bereiche sich die verschlüsselte Kommunikationstechnik nutzen lasse. Darmstadt gehöre somit zu rund einem Dutzend von insgesamt mehr als 800 Stadtwerken, die bereits eine solche Infrastruktur aufgebaut hätten.

Ein anderes Beispiel, wie sich die Energiewende mit anderen Lebensbereichen verbinden lässt, ist das Darmstädter Projekt „Smart Lighting“. Intelligente Straßenlaternen sparen nicht nur Energie, indem sie mit LED-Leuchten arbeiten und sich dann

einschalten, wenn sie über Sensoren Bewegung registrieren. Sie können auch Daten zur Luftqualität erheben oder Fußgänger vor herannahenden Autos warnen. Die „denkenden“ Laternen werden derzeit in einigen Darmstädter Straßenzügen getestet.

Auch andernorts dringen Energieversorger in benachbarte Geschäftsfelder vor. Dazu böten sich beispielsweise Kommunikation oder das Management von Liegenschaften an, empfiehlt der Unternehmensberater Ernst & Young.<sup>42</sup> So gehörten beispielsweise auch die Gebäude- und Verkehrstechnik zu den Geschäftsfeldern, die Energieversorger schon erschlossen hätten. Hier könne es sinnvoll sein, Kooperationen mit anderen Unternehmen einzugehen.

<sup>41</sup> José David da Torre Suárez in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

<sup>42</sup> Vgl. EY (2016): **Geschäftsmodelle 2020. Wie in der Energiewirtschaft zukünftig noch Geld verdient werden kann** (Online-Dokument) [03.04.19]. Im Internet nicht mehr abrufbar.



## Drei Fragen an

**Dr. Marie-Luise Wolff**

Vorstandsvorsitzende der Entega AG, Darmstadt



**1\_ Wie lässt sich der gegenwärtige Stand der Digitalisierung im Bereich der Energiewende charakterisieren? Strom wird ja auch so schon gemessen – ändert sich durch die Digitalisierung tatsächlich so viel?**

Ja, durch den Megatrend Digitalisierung ändert sich auch für die Energieversorger sehr viel. Wir kommunizieren mit den meisten unserer Kunden heute schon nur noch auf digitalem Wege, fast 80 Prozent unserer Neuverträge kommen digital zustande. Unsere Lagerhaltung und die gesamten Reparatur- und Instandhaltungsprozesse sind im Ablauf digitalisiert, und wir haben einen vollautomatisierten Stromhandel – um nur einige Beispiele zu nennen. Wir sind also mittendrin in der Digitalisierung, und es geht mit Riesenschritten und hohem Tempo weiter. Eine der nächsten großen Herausforderungen, die wir nur digital meistern können, ist unter anderen die Feinabstimmung des Stromverbrauchs und einer durch Wind- und Solarkraft immer mehr wetterabhängigen Stromproduktion.

**2\_ Skeptiker warnen aufgrund der Digitalisierung vor dem Blackout und dem Zusammenbruch der Energieversorgung. Könnte ein Hacker solch ein Horror-Szenario Wirklichkeit werden lassen?**

Es kann Blackouts durch Hacker geben, gegen kriminelle Energie ist man nie ganz sicher. Allerdings schützt uns das sehr regional verbaute und abgesicherte Netz in Deutschland. Und wir haben in den vergangenen Jahren sehr viel in Netzsicherheit investiert. Stromausfälle gibt es im Übrigen aber nicht nur aufgrund von Hackerangriffen, sondern auch ganz banal deshalb, weil

etwa das Stromnetz nicht im erforderlichen Maß instand gehalten wird und es deshalb gehäuft Kabelfehler und andere Störungen gibt. Versorgungssicherheit ist für uns sehr wichtig. Das lässt sich an den Zahlen ablesen. In unserem Netzbereich fällt der Strom wesentlich seltener aus als im Bundesdurchschnitt.

**3\_ Inwieweit verschieben sich durch die Digitalisierung die Aufgaben der regionalen Energieversorger? Werden regionale Energieversorger irgendwann überflüssig, weil die Konsumenten selbst Energie erzeugen und – mit Hilfe digitaler Technologien – auch kaufen und verkaufen können?**

Im Zuge der Energiewende werden regionale Versorger nicht überflüssig. Ganz im Gegenteil. Sie spielen eine wichtige Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Die nachhaltige Energie der Zukunft wird dezentral organisiert sein. Vor Ort, in den Regionen entstehen Photovoltaik-Anlagen oder Windparks, die an die regionalen Verteilnetze angeschlossen werden. Denn die Menschen konsumieren nicht mehr nur Energie, sondern produzieren selber. Unsere Netztochter, die e-netz Südhessen, hat in den vergangenen Jahren über 10.000 dezentrale Energieanlagen an ihr Verteilnetz angeschlossen. Die Stadtwerke werden künftig weiterhin als Netzwerkmanager gefordert sein, um dezentrale Produktion, Einspeisung und Versorgungssicherheit zu organisieren und durch intelligente Preispolitik die Auslastung der Netze zu steuern. Hinzu kommt, dass die regionalen Versorger die stark steigende E-Mobilität in ihre Netze integrieren müssen.

# 7

## Handlungsfeld III: Datenaustausch

## 7 Handlungsfeld III: Datenaustausch

Dass künftig Erzeugung und Verbrauch von Energie aufeinander abgestimmt werden können, setzt einen kontinuierlichen Datenfluss zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern voraus beziehungsweise zwischen deren Geräten. Für diese Art der Kommunikation ist Infrastruktur zur Übertragung der Daten erforderlich – in der Regel Internet oder auch Funk –, außerdem müssen die Geräte über eine entsprechende Schnittstelle verfügen. Daneben erfordert das „Internet der Dinge“ Technologien zur Datenverwaltung.

### 7.1 Internet der Dinge

Es ist davon auszugehen, dass sich Strompreise künftig nach der verfügbaren Strommenge richten. Wenn der Stromverbrauch von Industrie, Privathaushalten und Elektro-Fahrzeugen möglichst in die Zeiten mit größtem Stromangebot gelegt wird, arbeitet das System effizient, und der Kunde spart Kosten. Das Internet der Dinge beschreibt die Fähigkeit von virtuellen Einheiten und Alltagsgegenständen, untereinander zu kommunizieren. Im Bereich der Energieversorgung soll es Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abstimmen, und zwar automatisiert, sodass der Mensch nicht eingreifen muss.

Ein Beispiel aus Privathaushalten: Kürzere Unterbrechungen bei der Stromversorgung schränken Tiefkühltruhen in ihrer Funktion nicht ein. Idealerweise liegen diese Pausen in den Phasen, in denen der Strom knapp und somit teuer ist. Ein kleines Gerät neben dem Stromzähler könnte dies künftig

steuern – und dabei auch dafür Sorge tragen, dass das Gefriergut nicht auftaut. Ähnlich ließe sich etwa das Laden des E-Autos handhaben. Die Entwicklung derartiger automatisierter Prozesse hat gerade erst begonnen. Die technischen Grundvoraussetzungen – Smart Meter und internetfähige Geräte – sind bislang in den wenigsten Privathaushalten gegeben.

Tatsächlich sind aber bereits eine Menge Bausteine wie Sensoren, Regler oder Module zur Datenerfassung entwickelt, die sich vernetzen ließen. Zumindest große Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage sind heute schon oftmals mit Schnittstellen ausgestattet, sodass sie Daten entweder intern abspeichern oder auf externe Rechner übertragen können. Bisher ist es schwierig, Daten aus unterschiedlichen Gebäuden zusammenzubringen. Künftig könnte das Internet der Dinge aber über Plattformen und einheitliche Schnittstellen auch im Gebäudesektor zum Einsatz kommen und den Energiebedarf ganzer Liegenschaften eines Quartiers optimieren.<sup>43</sup>

Vor allem für die Industrie, auf die in Deutschland knapp die Hälfte des verbrauchten Stroms entfällt, besteht erhebliches Einsparpotenzial. Für Süddeutschland hat das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung in Karlsruhe gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München konkrete Anwendungsfälle ermittelt, bei denen sich der Einsatz von Maschinen in Abhängigkeit von der verfügbaren Strommenge steuern ließe – freilich ohne die Produktion zu unterbrechen oder zu gefährden.<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Vgl. Bretschneider, Peter et al. (2016): **Mit dem Internet der Dinge vom Gebäude- zum Stadtteil-Energiemanagement** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-4289918.pdf](https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4289918.pdf) [03.04.2019].

<sup>44</sup> Vgl. Fraunhofer ISI, FfE (2013): **Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora-Studie\\_Lastmanagement\\_Sueddeutschland\\_Zwischenergebnisse\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora-Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Zwischenergebnisse_web.pdf) [03.04.2019].

Es gibt demnach industrielle Prozesse, für die es sich anbietet, sie in Zeiten mit großer Verfügbarkeit von Energie zu legen. So müssen in der Zementindustrie zum Beispiel die energieintensiven Zementmühlen nicht ununterbrochen laufen, ihr Betrieb lässt sich um bis zu vier Stunden verschieben. Hier besteht also eine gewisse Flexibilität bei der Last, weshalb die Maschinen auch heute schon oft während der Nacht oder am Wochenende laufen. Ähnlich ließe sich das Holzschleifen in der Papierindustrie oder der Betrieb von Elektrostahlöfen weiter an das verfügbare Stromangebot anpassen.<sup>45</sup>

## 7.2 Smart Meter

Die Einführung der intelligenten Messeinrichtungen ist die wesentliche Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende. Smart Meter tragen zur Fortentwicklung von Smart-Home-Systemen bei, die auf dem Internet der Dinge basieren. Sie gehen weiterhin mit neuen Möglichkeiten für die Elektromobilität sowie für Quartierslösungen einher.

Will man Angebot und Nachfrage zumindest der großen Energieverbraucher in kurzen Zeitabständen aufeinander abstimmen, dann braucht man aktuelle Daten sowie digitale Mess- und Steuersysteme, die miteinander kommunizieren können. Es gibt bereits digitale Stromzähler, die den Verbrauch im Viertelstundentakt erfassen, diese Daten aber nicht verschicken. Häufig werden sie als moderne Messeinrichtungen bezeichnet. Ihr Einbau läuft bereits seit ein paar Jahren. Immer häufiger lösen diese digitalen Stromzähler die schwarzen Ferraris-Zähler ab, die den Verbrauch analog erfassen und mit Hilfe eines Rollenzählwerks anzeigen.

Von den digitalen Stromzählern (moderne Messeinrichtungen) zu unterscheiden sind



Abbildung 7: BSI-zertifiziertes Smart-Meter-Gateway des Herstellers Power Plus Communications AG (PPC). (Quelle: PPC)

die intelligenten Messsysteme. Dabei handelt es sich ebenfalls um moderne Messeinrichtungen, die aber zusätzlich über ein sogenanntes Smart-Meter-Gateway im Weitverkehrsnetz angebunden sind. Oft werden die intelligenten Messsysteme auch als Smart Meter bezeichnet. Über ihre Schnittstelle können sie den Stromverbrauch digital und hochverschlüsselt an Stromversorger übermitteln. Dabei werden die hohen Anforderungen des deutschen Datenschutzgesetzes berücksichtigt.

Für den Energieversorger hat das den Vorteil, dass er die Netzspannung an den Gesamtverbrauch anpassen und damit stabil halten kann. Verbraucher können ihren Energiekonsum in kurzen Zeitintervallen ablesen, was sie zu Einsparungen animieren soll. Als weiteren großen Vorteil erachtet das Bundeswirtschaftsministerium, dass Verbraucher Stromverträge entsprechend ihrem Verbrauchsverhalten abschließen können.<sup>46</sup> Mit Hilfe der Datenübertragung über das

<sup>45</sup> Vgl. ebd., S. 7 f.

<sup>46</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: **Häufig gestellte Fragen rund um das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und intelligente Messsysteme (Smart Meter)** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Intelligente-Messsysteme-Zaehler/faq-intelligente-netze-intelligente-zaehler.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Intelligente-Messsysteme-Zaehler/faq-intelligente-netze-intelligente-zaehler.html) [08.04. 2019].

Smart-Meter-Gateway soll es künftig auch möglich sein, günstige Stromtarife bei hoher Windstärke oder Sonneneinstrahlung zu erkennen und netzfähige Haushaltsgeräte oder Elektrofahrzeuge dann zuzuschalten, wenn es wirtschaftlich sinnvoll ist (vgl. Abb. 7). Solche variablen Tarife gibt es heute noch nicht, außer in Pilotprojekten.

Das erste Smart-Meter-Gateway, das den hohen Sicherheitsstandards des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik entspricht, wurde im Dezember 2018 zugelassen.<sup>47</sup> Somit kommt der Einbau der Smart Meter mit Verzögerungen in Gang – ursprünglich war er für 2017 angesetzt. Der Startschuss für den gesetzmäßigen Einbau kann jedoch erst dann fallen, wenn drei zertifizierte Geräte auf dem Markt erhältlich sind.<sup>48</sup>

Das Bundesgesetz zur Digitalisierung der Energiewende aus dem Jahr 2016 sieht den schrittweisen Einbau der Smart Meter in Haushalten in Abhängigkeit vom Stromverbrauch vor. Zur Pflicht wird der Einbau zunächst in Haushalten mit einem Stromverbrauch von mehr als 10.000 Kilowattstunden, in einem zweiten Schritt schließlich auch bei einem Stromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden im Jahr. Für die meisten Privathaushalte, die nicht auch Prosumer-Haushalte sind, ist der Einbau nicht vorgeschrieben – ein durchschnittlicher Vier-Personen-Haushalt ohne Durchlauferhitzer verbraucht etwa 4.000 Kilowattstunden im Jahr.

Obwohl Smart Meter in den meisten Privathaushalten also nicht zur Pflicht werden, gibt es gerade in Bezug auf die Installation bei ihnen kritische Töne. Dort, wo der Einbau des Geräts optional ist, seien es nicht die Bewohner, sondern der Messstellenbetreiber, der „frei entscheiden kann, ob er ein

solches einbaut oder nicht. Als Verbraucher hingegen hat man keine Möglichkeit, einem geplanten Einbau zu widersprechen“, kritisiert die Verbraucherzentrale.<sup>49</sup> Ein freiwilliger Einbau ist hingegen auf Wunsch der Haushalte möglich. Der Messstellenbetreiber baut die Zähler ein und wartet sie. In der Regel ist dieses Unternehmen unabhängig vom Energieversorger.

Der Verbraucherschutzverband stellt außerdem infrage, ob die Kosten des Einbaus der intelligenten Messsysteme ihren Nutzen rechtfertigen. In Mietshäusern sind die Kosten für den Einbau und den laufenden Betrieb des digitalen Zählers (unabhängig davon, ob das Gerät nun über eine Kommunikationsschnittstelle verfügt oder nicht) von Mietern zu tragen. Der zuständige Messstellenbetreiber ist dabei an gesetzlich festgelegte Preisobergrenzen gebunden.<sup>50</sup> Diese Obergrenzen werden hinfällig, wenn Mieter einen anderen als den grundzuständigen Messstellenbetreiber wählen oder sich freiwillig für einen Einbau entscheiden.

Wie viel die Messstellenbetreiber für einen Smart Meter abrechnen können, richtet sich nach dem Verbrauch. Vor allem für Haushalte, die aus eigenem Wunsch heraus einen intelligenten Zähler installieren wollen, macht es Sinn, dies vorher zu prüfen. „Ein Durchschnittshaushalt mit vier Personen und einem Verbrauch von 3.400 Kilowattstunden pro Jahr kann zum Beispiel mit bis zu 40 Euro zur Kasse gebeten werden“, heißt es bei der Verbraucherzentrale.<sup>51</sup> Eine moderne Messeinrichtung ohne Gateway schlägt mit maximal 20 Euro zu Buche. Zusätzliche Kosten können bei beiden Gerätetypen anfallen, wenn für die Installation der Zählerschrank umgebaut werden muss, stellt die Organisation fest.

<sup>47</sup> Vgl. BSI (2018): **Erstes Smart Meter Gateway zertifiziert** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2018/Erstes\\_Smart\\_Meter\\_Gateway\\_zertifiziert\\_2018.html](http://www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2018/Erstes_Smart_Meter_Gateway_zertifiziert_2018.html) [04.04.2019].

<sup>48</sup> Vgl. BSI (2019): **Intelligente Stromnetze: BSI veröffentlicht Marktanalyse** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2019/Marktanalyse\\_Smart-Metering\\_310119.html](http://www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2019/Marktanalyse_Smart-Metering_310119.html) [25.04.2019].

<sup>49</sup> Verbraucherzentrale (2019): **Die neuen Stromzähler kommen** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.verbraucherzentrale.de/wissen/umwelt-haushalt/wohnen/die-neuen-stromzaehler-kommen-13275](http://www.verbraucherzentrale.de/wissen/umwelt-haushalt/wohnen/die-neuen-stromzaehler-kommen-13275) [04.04.2019].

<sup>50</sup> Vgl. Bundesnetzagentur: **Moderne Messeinrichtungen/Intelligente Messsysteme** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html) [08.04.2019].

<sup>51</sup> Verbraucherzentrale (2019): **Die neuen Stromzähler kommen**, a.a.O.



## Drei Fragen an

**Dr. Thomas Engelke**

Leiter des Teams Energie und Bauen der  
Verbraucherzentrale Bundesverband e. V., Berlin



**1\_ Herr Dr. Engelke, digitale Strommessgeräte sind für bestimmte Haushalte Pflicht. Aber wenn man sich umhört, hat kaum jemand so ein Gerät schon einmal gesehen. Wie ist der Stand der Dinge?**

Bei den digitalen Stromzählern unterscheidet man zwei Geräteklassen. Erstens die modernen Messeinrichtungen, die den Stromverbrauch alle 15 Minuten erfassen, diese Daten aber nicht an den Messstellenbetreiber versenden. Diese Zähler werden heute bereits in viele Neubauten eingebaut. Und zweitens die intelligenten Messsysteme oder Smart Meter, die zusätzlich eine Datenschnittstelle haben und die Verbrauchsdaten einmal jährlich an die Messstellenbetreiber weitersenden. Der Einbau dieser Zähler, der schon 2017 beginnen sollte, verzögert sich, da noch nicht genügend zertifizierte Geräte auf dem Markt sind. Ab 2020 sollen alle Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Für alle übrigen Haushalte ist der Einbau grundsätzlich freiwillig, es sei denn, der Messstellenbetreiber oder der Vermieter entscheidet sich für den Einbau. Verbraucher haben in diesem Fall kein Vetorecht, müssen aber zahlen.

**2\_ Für die Messsysteme ist vorgeschrieben, dass sie den Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik entsprechen. Reicht das aus, um Verbraucherdaten zu schützen?**

Der Verbraucherzentrale Bundesverband hat die hohen Standards für die Datensicherheit bei den Smart Metern begrüßt.

Dennoch kann das Hacken von Daten nicht ausgeschlossen werden. Daten können auch mit Einverständnis des Verbrauchers an Dritte weitergegeben werden. Damit würden diese Haushalte und ihr Verbrauchsverhalten gläserner.

**3\_ Sieht man von der Sorge um die Daten ab, dann ist die Vernetzung der Geräte doch eine gute Sache. Die Waschmaschine geht an, wenn Wind weht und viel Strom im Netz ist. Das ist effizient. Warum sind Sie dennoch skeptisch?**

Wenn sich damit Strom und Geld sparen ließe, wäre das eine gute Sache. Aber für ein Smart Meter zahlt ein Haushalt jährlich erst einmal zwischen 23 und 100 Euro und teilweise zusätzlich für den Einbau. Ob das durch Energiesparen wieder hereingeholt werden kann, ist mehr als fraglich. Eine Studie, die der Verbraucherzentrale Bundesverband 2015 in Auftrag gab, hat unter der Annahme variabler Tarife – die es ja heute noch nicht gibt – berechnet, dass sich Smart Meter nur dann lohnen, wenn man eine Elektroheizung hat. Für andere Haushalte würden die Zusatzkosten die Ersparnis übersteigen. Und in einem Mehrfamilienhaus möchte niemand, dass mitten in der Nacht die Waschmaschinen schleudern, nur weil es gerade stürmt und der Strom günstig ist.



## Infobox: Messstellenbetriebsgesetz

„Wenn es um die Digitalisierung der Energiewende geht, ist das Messstellenbetriebsgesetz das wichtigste Gesetz“, sagt Anja Hentschel, Professorin für Umwelt- und Energierecht an der Hochschule Darmstadt. Dieses Gesetz ist Teil eines Pakets rechtlicher Vorgaben, das auch als „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ bekannt ist. Es wurde im August 2016 verabschiedet und ist seit September 2016 in Kraft.

„Im Messstellenbetriebsgesetz sind die Fristen geregelt, zu denen die Geräte ausgetauscht werden müssen, es definiert, für wen der Einbau ab welchem Zeitpunkt verpflichtend ist, es schreibt Kostenobergrenzen fest und regelt Anforderungen an den Datenschutz“, fasst Juristin Hentschel die bedeutendsten Aspekte zusammen.

Die Vorgaben zum Einbau gehen auf eine Richtlinie der Europäischen Union zurück: „Diese Richtlinie macht den Einbau in allen EU-Mitgliedstaaten zur Pflicht. Es war Sache der nationalen Parlamente, die Einführung zu regeln“, sagt Anja Hentschel. Eine Schwierigkeit dabei ist, dass es bisher keinen europäischen Standard gibt, was so ein Gerät können muss. „Mit der Einführung des Messstellenbetriebsgesetzes wurden umfangreiche Vorgaben definiert. Die Regelungen, die zuvor im Energiewirtschaftsgesetz enthalten waren, wurden daraufhin gestrichen“, so die Juristin.

## 7.3 Verbraucherdaten schützen

Die Digitalisierung ist Bedingung für ein optimiertes Lastmanagement. Smart Meter sollen künftig, wie bereits erwähnt, Daten zum Verbrauch erfassen und an Stromversorger, Netz- und Messstellenbetreiber übermitteln. Dies schafft Transparenz aufseiten der Anbieter wie auch der Kunden, zugleich sind die Daten verbrauchs- und personenbezogen.

Forscher haben darauf hingewiesen, dass bei extrem kurzen Ablesintervallen von nur zwei Sekunden aufgrund des schwankenden Stromverbrauchs je nach Bildschirmhelligkeit sogar Rückschlüsse auf die Wahl des Fernsehprogramms möglich wären.<sup>52</sup> So detailliert wird der Verbrauch zwar nicht erfasst, dennoch müssen die Daten vor Missbrauch geschützt werden. Dies geschieht durch das Smart-Meter-Gateway, das die übermittelten Daten kryptographisch verschlüsselt und vor unberechtigten Dritten schützt. Technische Vorkehrungen sind nötig, damit Daten nicht in die Hände Dritter gelangen, die mit ihrer Hilfe beispielsweise Bewegungsprofile erstellen könnten.

<sup>52</sup> Vgl. Bachfeld, Daniel: **Smart Meter verraten Fernsehprogramm** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.heise.de/security/meldung/Smart-Meter-verraten-Fernsehprogramm-1346166.html](http://www.heise.de/security/meldung/Smart-Meter-verraten-Fernsehprogramm-1346166.html) [08.04.19].

Aber welche Daten werden überhaupt übermittelt? Die Smart Meter melden in Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 10.000 Kilowattstunden nur die Summe des Jahresverbrauchs.<sup>53</sup> Wann welches Haushaltsgerät im Einsatz war und wann der Jahresurlaub stattfand, lässt sich anhand dieser Daten nicht mehr ermitteln. Mitunter werden die Smart Meter künftig jedoch auch detailliertere Daten übertragen – etwa, weil der Vertrag mit dem Stromversorger dies zur Nutzung variabler Tarife explizit vorsieht. Es lohnt sich deshalb, Verträge genau zu prüfen.

Bei höherem Stromverbrauch fließen automatisch mehr Daten. Wenn der Jahresverbrauch 10.000 Kilowattstunden übersteigt, erhalten Energieversorger und Netzbetreiber täglich ein Protokoll mit 96 Einzelwerten. Das ist der Verbrauch im Viertelstundentakt. Bei Prosumern, die eine Anlage mit einer Nennleistung von mehr als sieben Kilowattstunden installiert haben, werden Daten ebenfalls engmaschiger übertragen.

Jede digitale Kommunikationsinfrastruktur sei zwangsläufig den Gefahren von Hacking-Angriffen ausgesetzt, erklärt das Bundeswirtschaftsministerium auf seiner Internetseite.<sup>54</sup> Um angesichts dessen ein einheitliches und sehr hohes Sicherheitsniveau zu gewährleisten, legt das Messstellenbetriebsgesetz Schutzprofile und technische Richtlinien für die Smart-Meter-Gateways verbindlich fest. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, Datenschutz und Datensicherheit zu gewährleisten. Sie wurden im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelt, wobei Branchenvertreter, der Bundesbeauftragte für Datenschutz und Informationsfreiheit, die Bundesnetzagentur und die Physikalisch-Technische Bundesanstalt beteiligt waren. Ein Siegel des BSI dürfen nur diejenigen Geräte tragen, die den Sicherheitsanforderungen entsprechen (Abb. 8).



<sup>53</sup> Vgl. Verbraucherzentrale (2019): **Die neuen Stromzähler kommen**, a.a.O.

<sup>54</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: **Häufig gestellte Fragen rund um das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und intelligente Messsysteme (Smart Meter)**, a.a.O.

Auch Verbraucherschützer bestätigen, dass die Anforderungen an die Sicherheit der Geräte hoch sind.<sup>55</sup> Konkret verbindet die sogenannte WAN-Schnittstelle des Smart-Meter-Gateways intelligente Messsysteme mit Marktteilnehmern wie dem

Verteilnetzbetreiber oder dem Energielieferanten. Die Kommunikation zwischen den Teilnehmern erfolgt stets verschlüsselt, nur bekannte Geräte und Teilnehmer dürfen an dem Datenaustausch teilhaben (Abb.9).<sup>56</sup>

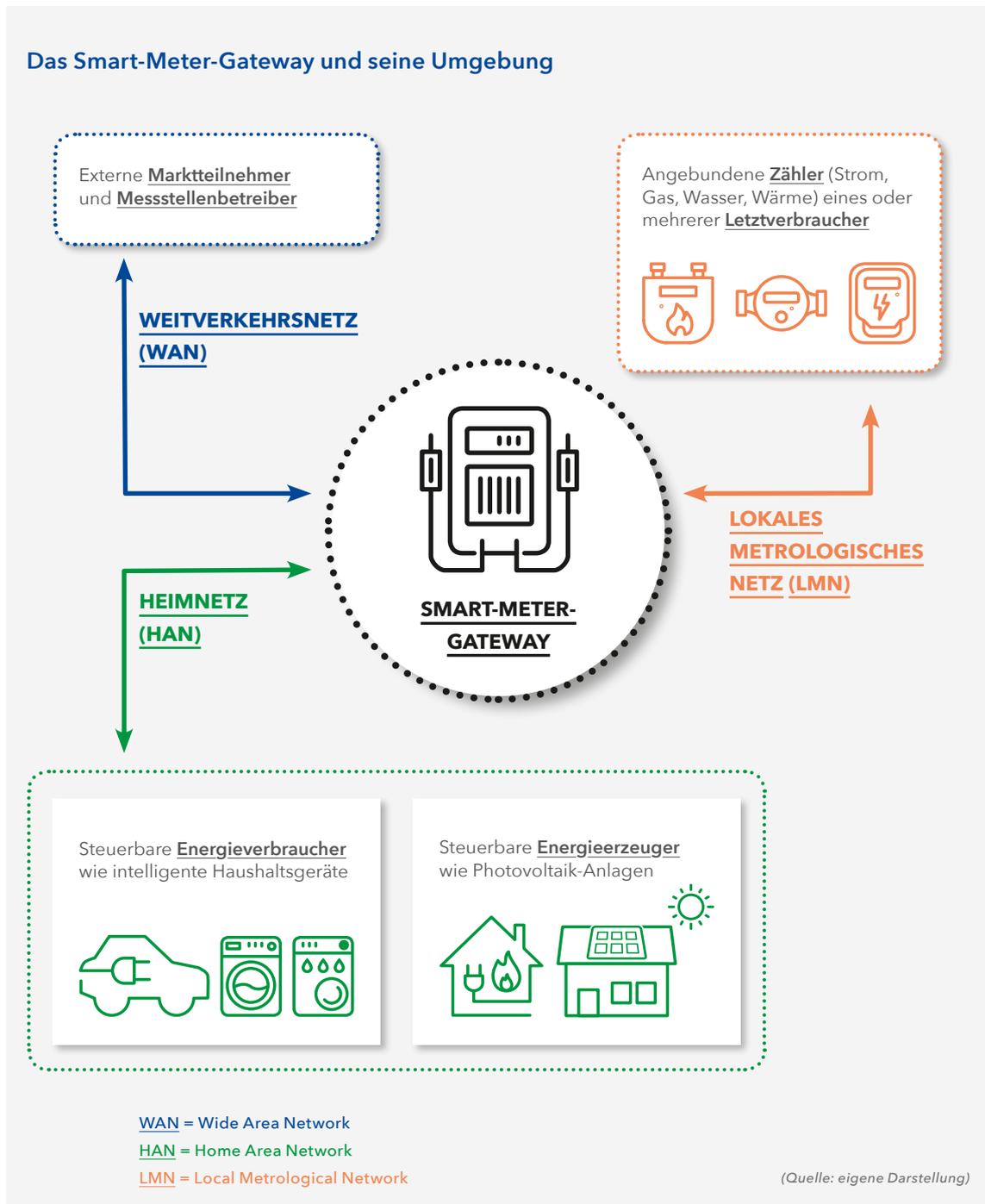


Abbildung 9: Die Kommunikation verschiedener Geräte und Akteure findet im Smart-Meter-Gateway statt.

<sup>55</sup> Vgl. Verbraucherzentrale (2018): **Die neuen Stromzähler kommen**, a. a. O.

<sup>56</sup> Vgl. BSI (2018): **Das Smart-Meter-Gateway**, S. 12 (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=6) [10.04.2019].

Dass sich der gesetzlich vorgegebene Fahrplan zum Einbau verzögert hat, hängt mit den hohen Sicherheitsstandards zusammen. Ihretwegen hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik erst Ende 2018 das erste Smart-Meter-Gateway zertifiziert. Im April 2019 befanden sich acht weitere Kommunikationsschnittstellen im Prozess der Zertifizierung.<sup>57</sup>

Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender des Mannheimer Unternehmens Power Plus Communications AG, das das erste zertifizierte Smart-Meter-Gateway auf den Markt gebracht hat, betont den hohen Sicherheitsstandard der Schnittstelle. Sie bedeute einen großen Mehrwert für Datenschutz und -sicherheit: „Mit dem Smart-Meter-Gateway zieht in jeden Keller in Deutschland ein Sicherheitsanker für kritische Anwendungen innerhalb der Immobilie ein.“<sup>58</sup>

In den intelligenten Zählern sieht er mehr als nur die technische Voraussetzung für den Versand von Zählerdaten. „Die hochleistungsfähigen Gateways sind der Einstieg in die digitale Energiewirtschaft und Plattformökonomie“, sagt Schönberg. Sie seien die Grundlage für einen sektorenübergreifenden Nutzen für zahlreiche Vorgänge innerhalb eines Hauses – entsprechend groß ist die Datenmenge, die es zu schützen gilt.

Die Informationen lassen sich seiner Darstellung nach künftig auch beispielsweise bei der Betreuung von Angehörigen nutzen. Eine Applikation für das Smart Phone könnte in diesem Fall Kinder oder Pflegepersonal darüber informieren, dass diese den Kaffee am Morgen nicht zur üblichen Zeit gekocht hätten, sagt Schönberg. Seine Firma erprobe unter anderem gemeinsam mit dem Technikunternehmen Bosch derzeit weitere Anwendungsbereiche.

## 7.4 Sicherheit des Energiesystems

Nicht nur die Daten der Verbraucher, auch das Energiesystem als Ganzes ist zu schützen. Zunächst ist davon auszugehen, dass die dezentrale Erzeugung von Energie neue Sicherheiten mit sich bringt: Weil nun viele Anlagen gemeinsam die Versorgung sichern, steigt gleichzeitig die Unabhängigkeit von einzelnen Anlagen oder Akteuren.

Zugleich bedeutet die Vielzahl von Akteuren mitsamt ihrer Vernetzung mehr Quellen für potenzielle Fehler und mehr Einfallstore für Angriffe. Hacker könnten in einzelne Einheiten digital vernetzter Systeme eindringen und alle Beteiligten schädigen, die verbunden sind. Auch technische Störungen an einer bestimmten Stelle könnten sich auf das gesamte System auswirken. Hiergegen sind Vorkehrungen zu treffen. Die moderne Gesellschaft ist auf Energie angewiesen. Bei einer längeren Unterbrechung der Versorgung käme das gesellschaftliche und wirtschaftliche Zusammenleben zum Erliegen.

In der jüngeren Vergangenheit ist es auch in westlichen Industrienationen immer wieder zu lang andauernden Stromausfällen gekommen. Im Münsterland war es 2005 ein Schneechaos, das die Versorgung über Tage hinweg zusammenbrechen ließ. 2003 waren in Kanada und den Vereinigten Staaten zeitweise 50 Millionen Menschen vom größten Stromausfall der Geschichte Nordamerikas betroffen. Innerhalb von drei Minuten fielen auf einen Schlag 20 Elektrizitätswerke an der Ostküste aus. Das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag sagte 2011 voraus, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit künftig eher

<sup>57</sup> Vgl. BSI: **Zertifizierte Produkte - Intelligente Messsysteme** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bsi.bund.de/DE/Themen/Digitale-Gesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Zertifikate24Msbg/produkte.html;jsessionid=0601Fo71F4F6C87B1BBCoCA4FoC9C3E7.2\\_cid360](http://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Digitale-Gesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Zertifikate24Msbg/produkte.html;jsessionid=0601Fo71F4F6C87B1BBCoCA4FoC9C3E7.2_cid360) [25.04.2019].

<sup>58</sup> Ingo Schönberg in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

zu- als abnehmen werde – unter anderem aufgrund der zunehmenden dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugung.<sup>59</sup>

Tatsächlich aber ist der hohe Grad an Versorgungssicherheit mit dem Voranschreiten der Energiewende stabil geblieben. Das geht aus Zahlen der Bundesnetzagentur hervor. Im Bundesdurchschnitt waren Verbraucher 2017 demnach für rund eine Viertelstunde von der Stromversorgung abgeschnitten. 2006 – als es noch deutlich weniger energieerzeugende Anlagen gab – waren es noch knapp 22 Minuten gewesen. Die Bundesnetzagentur greift zur Ermittlung dieser Werte auf Daten der Netzbetreiber zu. Erfasst sind Ausfälle bei der Stromversorgung mit einer Dauer von mehr als drei Minuten.<sup>60</sup>

Auch einzelne Energieversorger stützen die Beobachtung, wonach sich die Vielzahl der Akteure nicht negativ auf die Versorgungslage auswirkt. Der Verteilnetzbetreiber e-Netz Südhessen zum Beispiel, der rund eine Million Menschen mit Strom und Gas versorgt, hat Zugriff auf die Einspeisungen von 10.600 Anlagen. Die Energieversorgung fällt Unternehmensangaben zufolge jährlich nur für 7,8 Minuten aus (Bundesdurchschnitt: 15,1 Minuten).<sup>61</sup>

Allerdings: Mit 53 Prozent wurde mehr als jedes zweite Unternehmen in Deutschland innerhalb von zwei Jahren Opfer von Wirtschaftsspionage, Sabotage oder Datendiebstahl via Internet.<sup>62</sup> Aus den Zahlen,

die der Branchenverband Bitkom im Sommer 2017 vorgelegt hat, lässt sich demnach schließen, dass die deutsche Wirtschaft bislang nur unzureichend gegen Hacker-Angriffe gerüstet ist. Für seine Studie hatte der Digitalverband 1.069 Geschäftsführer und Sicherheitsverantwortliche durch die Branchen hinweg befragt.

Auch vor diesem Hintergrund muss die große Bedeutung der Cyber-Sicherheit für die Energiewirtschaft betont werden. IT-Experten haben wiederholt darauf hingewiesen, dass längst nicht mehr nur große, zentrale Kraftwerke zu schützen sind, sondern dass der Schutz auf alle Akteure auszudehnen ist. Das schließt neben den Erzeugern auch Konsumenten und Prosumer mit ein und reicht bis in Privathaushalte hinein, weshalb hohe Sicherheitsanforderungen für die Gateways von Smart Metern gelten.

Die Standards für die Einführung, Umsetzung, Überwachung und Verbesserung des Sicherheitsmanagementsystems sind in der ISO 27001 festgelegt.<sup>63</sup> Energieversorger mussten den effektiven Schutz ihrer IT-Infrastrukturen bis zum 31.1.2018 gemäß dieser Richtlinie nachweisen. Das fordert der im Jahr 2015 vorgelegte IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur.<sup>64</sup>

<sup>59</sup> Vgl. Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag: **TA-Projekt: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung** (Online-Dokument). Abrufbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/17/056/1705672.pdf> [10.04.2019].

<sup>60</sup> Vgl. Bundesnetzagentur: **Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung\\_Strom/Versorgungsunterbrech\\_Strom\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html) [10.04.2019].

<sup>61</sup> Reinhard Kalisch in seinem Impulsvortrag auf dem Faktencheck Digitalisierung der Energiewende II am 25.10.2018 in Darmstadt.

<sup>62</sup> Vgl. Bitkom (2017): **Spionage, Sabotage, Datendiebstahl. Deutscher Wirtschaft entsteht jährlich ein Schaden von 55 Milliarden Euro** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bitkom.org/Presse/Presseinformation/Spionage-Sabotage-Datendiebstahl-Deutscher-Wirtschaft-entsteht-jaehrlich-ein-Schaden-von-55-Milliarden-Euro.html](http://www.bitkom.org/Presse/Presseinformation/Spionage-Sabotage-Datendiebstahl-Deutscher-Wirtschaft-entsteht-jaehrlich-ein-Schaden-von-55-Milliarden-Euro.html) [19.10.2017].

<sup>63</sup> Vgl. TÜV Süd: **Informationssicherheit durch ISO/IEC 27001** (Online-Dokument). Abrufbar unter [www.tuev-sued.de/management-systeme/it-dienstleistungen/iso-27001](http://www.tuev-sued.de/management-systeme/it-dienstleistungen/iso-27001) [16.11.2017].

<sup>64</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2015): **IT-Sicherheitskatalog** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT\\_Sicherheit/IT\\_Sicherheitskatalog\\_08-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/IT_Sicherheitskatalog_08-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1) [27.11.2017].



## Drei Fragen an

**Thomas Blumenthal**  
Informatiker und Geschäftsführer der  
QGroup GmbH, Frankfurt



**1\_ Herr Blumenthal, Ihr Unternehmen führt IT-Stresstests durch. Nationale und internationale militärische Organisationen gehören zu Ihren Kunden. Wie viele Energieversorger haben schon bei Ihnen angeklopft?**

Bisher ist es lediglich ein Energieversorger, der unsere Dienste in Anspruch nimmt. Die Vernunft gilt Unternehmen selten als Grund, in IT-Sicherheit zu investieren. Ein besserer Schutz steigert schließlich weder die Schnelligkeit noch den Ertrag. Kunden aus der Wirtschaft interessieren sich erst dann für IT-Sicherheit, wenn bereits ein erfolgreicher Hacker-Angriff stattgefunden hat. Aber das könnte sich bald ändern. Einziger Grund dafür, warum Unternehmen künftig auch präventiv in Sicherheit investieren dürften, ist KRITIS, das Gesetz zur Absicherung kritischer Infrastrukturen. Seit 2015 ist vorgeschrieben, dass kritische Infrastruktur besonders geschützt werden muss. Zur kritischen Infrastruktur zählen Krankenhäuser, Wasserversorger oder eben auch Energieversorger.

**2\_ Wie schätzen Sie die Lage ein, wo liegen im Bereich der Energieversorgung die Sicherheitslücken?**

Erfahrungsgemäß sind es in Unternehmen eher Maschinenbauer als Informatiker, die dort für IT-Sicherheit zuständig sind. Das geht mit einer grundsätzlichen Schwierigkeit einher: Im Maschinenbau gibt es keine Security, sondern nur Safety, und die Entwicklung von Technologien ist immer noch funktionsgetrieben. Sicherheit ist kein Designaspekt bei neuen Produkten. Hinzu kommt, dass das Thema Security oft nicht Teil der Ausbildung war - wenn ich also ein Problem nicht kenne, denke ich nicht, dass ich es habe und kann es auch nicht angehen. Weiterhin benutzen Unternehmen im IT-Bereich häufig, aus Sicht der IT-Sicherheit, veraltete Informationstechnik. Diese kann aber oft aus Sachzwängen heraus nicht auf dem neuesten Stand gehalten werden, weil dies negative Einflüsse auf die Produktion hätte.

Auch dass die Produktions-IT, mit deren Hilfe Autoteile oder eben Strom produziert wird, mit dem Internet verbunden ist, schafft Verwundbarkeiten. Dass Luftlücken, sogenannte „air-gaps“, hier vor Angriffen schützen, ist eine Mär. Hacker sind schließlich schon in die Steuerung von Kernkraftwerken eingedrungen, das sollte uns zu denken geben. Im Bereich der Energiewende ist der Schutz von Verbraucherdaten das geringste Problem. Die Mission ist es, mit allen erdenklichen Mitteln den durch Hacker initiierten Blackout zu verhindern.

**3\_ Wie viel Aufwand bedeutet es für ein Unternehmen, sich vor Hacker-Angriffen zu schützen?**

Das lässt sich so pauschal nicht sagen. Sicherheit ist eine ganzheitliche prozessuale Disziplin, die alle Bereiche betrifft, auch die physische Absicherung. Z. B. waren wir einmal in einer Abwasser-Kläranlage, da konnte einfach jeder ins Häuschen marschieren, in dem der Steuerungs-Rechner stand. Dieser ermöglichte über das Netzwerk Zugriff auf die gesamten Systeme der Abwasserversorgung der ganzen Stadt. Das Passwort war voreingestellt. Das heißt: Zunächst bedarf es des physischen Schutzes. Die Arbeit des IT-Spezialisten fängt erst nach der Bewertung der Risiken und der Schutzbedarfsfeststellung an. Sie ist langfristig angelegt und erfordert turnusmäßige Überarbeitung. Wir bei der QGroup gehen grundsätzlich von der Annahme aus, dass Angreifer immer ins System gelangen können, es ist nur eine Frage des Aufwandes. Wichtig ist, den Angriff möglichst schnell zu bemerken und so den Schaden zu minimieren. Wir bauen deshalb möglichst viele unabhängige Sicherheitssysteme und Fallen ein. Das kann man sich ungefähr so vorstellen wie in dem Film „Kevin - Allein zu Haus“. Die Einbrecher sind da, aber mit seinen Fallen gelingt es Kevin, ihnen ihr Vorhaben madig zu machen.

# 8

---

## Ausblick

A decorative pattern of white ovals is arranged in a grid that tapers from the top right towards the bottom left, set against a blue background.

## 8 Ausblick

Digitale Technologien kommen im Energiesystem schon heute zum Tragen. Die Digitalisierung des Energiesystems hat jedoch gerade erst begonnen. Insbesondere für Datenaustausch, Laststeuerung und Marktzugänge ist sie erforderlich und wird an Bedeutung gewinnen.

### Smart Meter

---

Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die Digitalisierung der Energiewende voranschreitet, ist der Einbau von Smart Metern, die den Verbrauch vor allem von Großkonsumenten engmaschig erfassen. Er stellt die wesentliche Voraussetzung für ein funktionierendes Lastmanagement dar. Der Beginn des gesetzlich geregelten Einbaus wird frühestens für Ende des Jahres 2019 erwartet.

### Flexible Stromtarife

---

Es ist davon auszugehen, dass erst ein Bruchteil der Möglichkeiten der Digitalisierung erschlossen ist. Künftig wird es wohl Stromtarife geben, die von der verfügbaren Strommenge abhängen, es wird Angebote geben, die individuell auf den Verbrauch zugeschnitten sind, sowie Möglichkeiten der automatisierten Steuerung energieintensiver Geräte.

### Energieversorger in neuer Rolle

---

Für kommunale Entscheidungsträger ist es wichtig, lokale Energieversorger einzubinden. Sie kennen die Energiesituation vor Ort, sie können lokalen Versorgungsmodellen zu Funktionsfähigkeit und Akzeptanz verhelfen. Generell bringt die Energiewende neue Aufgaben für die Energieversorger mit sich. Sie sind dahingehend gefordert, zu Energieexperten und Datenspezialisten zu werden.

### Digitale Vermarktung

---

Da die feste Einspeisevergütung für viele Windenergie- und Solaranlagen in naher Zukunft ausläuft, ist ihr Betrieb unter Umständen nicht mehr rentabel. Um die vorhandenen Potenziale zu erhalten und ihre Anlagen auch zukünftig rentabel betreiben zu können, entwickeln Betreiber neue Wege des Marktzugangs wie etwa die internetbasierte Direktvermarktung. Damit diese funktionieren, müssen zum Teil gesetzliche Rahmenbedingungen angepasst werden.

### Rahmenbedingungen

---

Einige Fragen sind noch offen. Dazu gehört auch die fortlaufende Finanzierung des Verteilnetzes, wenn es von ganzen Einheiten, die sich selbst mit Strom versorgen, nur noch als Rückfallebene benötigt wird. Hier ist die Politik gefordert, Rahmenbedingungen zu schaffen.

# 9

---

## Die Referentinnen und Referenten

## 9 Die Referentinnen und Referenten



---

### **Prof. Dr. Peter Birkner**

Honorarprofessor an der Bergischen Universität Wuppertal und Geschäftsführer des House of Energy e. V., Kassel

Peter Birkner ist Honorarprofessor der Bergischen Universität Wuppertal. Der studierte und promovierte Elektrotechniker unterrichtet am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungssysteme und beschäftigt sich mit den technischen Optionen zur effektiven und effizienten Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Seit 1. März 2016 ist er Geschäftsführer des House of Energy e. V., einem Kompetenzzentrum für die Energiewende in Hessen.



---

### **Thomas Blumenthal**

Geschäftsführer der QGroup GmbH, Frankfurt

Thomas Blumenthal bietet mit seinem 1993 gegründeten Unternehmen Stresstests für Informationstechnik sowie ganzheitliche Sicherheitskonzepte an. Zu den Kunden der QGroup zählen Großkonzerne und mittelständische Unternehmen, aber auch Behörden, militärische Einrichtungen und internationale Organisationen. Das Unternehmen beschäftigt derzeit 40 Mitarbeiter und hat seinen Stammsitz in Frankfurt, unterhält aber auch Büros in den USA und Kanada.



---

### **Dr. Justus Brans**

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, Wiesbaden

Als stellvertretender Leiter verantwortet Justus Brans das Referat I 6 des Hessischen Wirtschaftsministeriums und damit Energiepolitik, Erneuerbare Energien und Energietechnologien. Ihm obliegt unter anderem die Förderung innovativer Energietechnologieprojekte. Sein Studium der Energie- und Wärmetechnik sowie der Angewandten Umweltwissenschaften schloss der gelernte Feinmechaniker an der Universität Gießen 2008 mit Promotion ab.





---

### **Dr. Thomas Engelke**

Leiter des Teams Energie und Bauen der Verbraucherzentrale Bundesverband e. V., Berlin

Thomas Engelke leitet seit 2016 das Team Energie und Bauen im Bundesverband der Verbraucherzentrale. Er vertritt die Verbraucherinteressen im Rahmen der Energiewende- und Energiepolitik. Er verfügt über breite Erfahrung mit Regierungsinstitutionen. Nach seinem Studium der Biologie leitete er den Bereich Biotechnologie in der Landesregierung Schleswig-Holstein und war als nationaler Experte bei der Europäischen Kommission tätig.



---

### **Ralph Diermann**

Freier Fachjournalist, München

Ralph Diermann arbeitet seit mehr als zehn Jahren als freier Energiejournalist. Er schreibt von München aus regelmäßig für die Süddeutsche Zeitung, Spiegel Online, die Neue Zürcher Zeitung und Technology Review sowie für Fachzeitschriften über energiewirtschaftliche und -politische Themen ebenso wie über solche mit technologischem Fokus. Zudem hält der studierte Politologe und Germanist gelegentlich Vorträge zur Energiewende und nimmt als Experte an Round Tables teil.



---

### **Hans Gröbmayer**

Klimaschutzmanager im Landkreis Ebersberg und Geschäftsführer der Energieagentur Ebersberg-München

Hans Gröbmayer ist seit 2014 Geschäftsführer der Energieagentur Ebersberg und steht seit 2017 ebenfalls der Energieagentur Ebersberg-München vor. Dort kümmert er sich vorrangig um Beratung, Projektbegleitung, Bildung und Öffentlichkeitsarbeit rund um erneuerbare Energien. Der gelernte Zimmermeister und Bautechniker ist außerdem stellvertretender Schulleiter der Fachschule für Bautechnik in München, wo er auch regelmäßig als Fachlehrer unterrichtet.



---

### **Dr. Thomas Haasz**

Referent für Energielösungen im Geschäftsfeld Erzeugung der Entega AG, Darmstadt

Thomas Haasz ist Referent für Energielösungen im Geschäftsfeld Erzeugung der Entega AG. Seine Arbeitsschwerpunkte beinhalten die Entwicklung von Quartierskonzepten und Ladelösungen für den ÖPNV (seit 2017). Der studierte Wirtschaftsingenieur promovierte am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. Der Fokus seiner Doktorarbeit lag auf der Energiesystemmodellierung und Analyse von Demand Side Management.



---

**Prof. Dr. Anja Hentschel**

Hochschule Darmstadt, Fachbereich Gesellschaftswissenschaften

Anja Hentschel ist Juristin und Professorin für Umwelt- und Energierecht an der Hochschule Darmstadt. Sie übernimmt auch Lehraufträge zum Thema an der Universität Kassel. Ihre Forschungsinteressen liegen im Umwelt-, Klimaschutz- und Energierecht. 2008 promovierte sie an der Universität Kassel zum Thema „Umweltschutz bei Errichtung und Betrieb von Windkraftanlagen“ und erhielt für ihre Dissertation 2010 den Wissenschaftspreis der nordhessischen Industrie- und Handelskammer.



---

**Prof. Dr. Dr. e.h. Lutz Heuser**

CEO & CTO des [ui!] the urban institute, Darmstadt

Lutz Heuser ist Geschäftsführer des Urban Software Institutes (kurz [ui!]), einem international agierenden und kommerziellen Innovationsinkubator für Dienstleistungen rund um die smarte Stadt mit Hauptsitz in Darmstadt. Der promovierte Informatiker ist außerdem Honorarprofessor an der Technischen Universität Darmstadt. Er ist weiterhin Ehrendoktor der Technischen Universität Dresden.



---

**Reinhard Kalisch**

Kaufmännischer Geschäftsführer der e-netz Süd Hessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Seit 2014 ist Reinhard Kalisch kaufmännischer Geschäftsführer der e-netz Süd Hessen in Darmstadt. Seine berufliche Laufbahn begann 1987 bei der HEAG Süd Hessische Energie AG in Darmstadt. In den Folgejahren hatte der studierte Betriebs- und Volkswirt mit Schwerpunkt Energiewirtschaft mehrere leitende Funktionen in den Bereichen Organisation, Materialwirtschaft und Anwendungsentwicklung inne. 2007 wurde er Geschäftsführer beim Verteilnetzbetreiber Rhein-Main-Neckar.



---

**Dr. Michael Kreutzer**

Forschungsleiter „Internationalisierung und strategische Industriebeziehungen“ am Fraunhofer-Institut für Sichere Informationstechnologie (SIT), Darmstadt

Seit 2015 ist Michael Kreutzer verantwortlich für den Forschungsbereich der strategischen Industriebeziehungen am Fraunhofer-Institut für Sichere Informationstechnologie SIT in Darmstadt. Der promovierte Informatiker beschäftigt sich auch mit den Themen Cybersicherheit und Privatsphärenschutz und koordiniert Forschungsgruppen zu diesen Themen. Nach dem Studium arbeitete er zunächst als IT-Berater in Luxemburg, später in Freiburg.




---

### **Elie-Lukas Limbacher**

Fachgebietsleiter Digitalisierung beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin

Elie-Lukas Limbacher ist seit August 2018 als Fachgebietsleiter Digitalisierung beim BDEW e. V. und unterstützt die deutsche Energiewirtschaft dabei, die Chancen der digitalen Transformation zu nutzen. Aktuell verantwortet er hier u. a. die Projekte zum Thema künstliche Intelligenz und Innovation innerhalb der Energiewirtschaft. Zuvor war Limbacher bei der Deutschen Energieagentur (dena) und einem energiewirtschaftlichen Beratungsunternehmen in Projekten zu Stromnetzen und Digitalisierungsthemen tätig.




---

### **Prof. Dr. Reinhard Madlener**

Lehrstuhl für Wirtschaftswissenschaften insbes. Energieökonomik an der RWTH Aachen

Reinhard Madlener ist Lehrstuhlinhaber für Energieökonomik an der RWTH Aachen und Mit-Herausgeber der Fachzeitschrift Energy Policy. Seine Forschungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energieökonomik, Energiepolitik und Technologieinnovation sowie Investitionen unter Unsicherheit. Madlener studierte Handelswissenschaften, Wirtschaftspädagogik und Volkswirtschaftslehre in Wien, wo er anschließend auch promovierte.




---

### **Manfred Ockel**

Bürgermeister der Stadt Kelsterbach

Manfred Ockel ist seit 2008 Bürgermeister von Kelsterbach bei Frankfurt am Main. Vor seiner Wahl zum Ortsvorsteher bekleidete er das Amt des ersten Stadtrats. Manfred Ockel ist gelernter Garten- und Landschaftsbauer und studierter Diplomgeograph, der viele Jahre lang das Umwelt- und Grünflächenamt der Stadt Rüsselsheim leitete. Er ist in vielen Verbänden aktiv und Mitglied der Bürgergenossenschaft für regenerative Energiequellen Rüsselsheim, Raunheim und Kelsterbach.




---

### **Jochen Partsch**

Oberbürgermeister der Stadt Darmstadt

Jochen Partsch ist seit Sommer 2011 Oberbürgermeister der Stadt Darmstadt. Von 2004 bis 2006 war der studierte Sozialwissenschaftler Dozent an der Hochschule Darmstadt für gemeinwesenorientierte Beschäftigungsförderung in benachteiligten Stadtteilen. Von 1995 bis 2004 war er als Referent für lokale Beschäftigungsförderung bei der Landesarbeitsgemeinschaft „Soziale Brennpunkte Hessen“ tätig.



---

### **Ingo Schönberg**

Vorstandsvorsitzender der Power Plus Communications AG, Mannheim

Ingo Schönberg ist Co-Gründer und Vorstandsvorsitzender der Power Plus Communications AG in Mannheim, dem führenden Anbieter von Smart-Meter-Gateways. Zuvor war der studierte Ingenieur in verschiedenen Führungspositionen bei der MVV Energie AG in Mannheim tätig. Ingo Schönberg ist u. a. Vorstand des ZVEI-Fachverbands Energietechnik. Außerdem ist er Mitglied im BMWi-Beirat „Barometer Digitalisierung Energiewende“.



---

### **Jochen Schwill**

Geschäftsführer der Next Kraftwerke GmbH, Köln

Jochen Schwill ist Co-Gründer und Co-Geschäftsführer der Next Kraftwerke GmbH in Köln. Er verantwortet Vertrieb und Produktentwicklung. Nach seinem Studium des Wirtschaftsingenieurwesens in Hannover, Berlin und Valencia befasste sich Jochen Schwill als wissenschaftlicher Mitarbeiter des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln mit der Modellierung kurzfristiger Strommärkte.

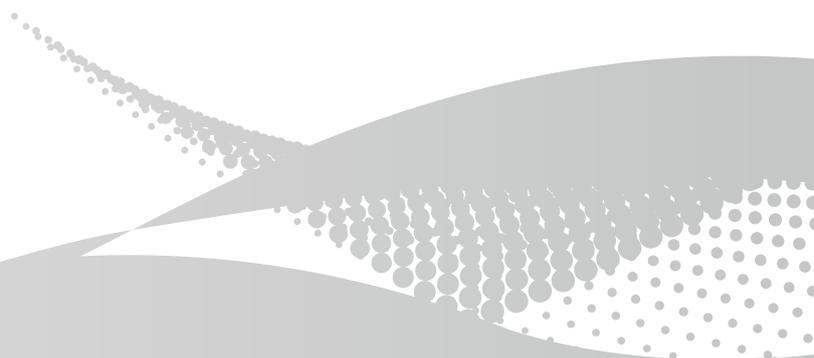


---

### **Elmar Thyen**

Leiter Konzernkommunikation und strategisches Marketing der Wuppertaler Stadtwerke

Elmar Thyen leitet seit Juli 2017 den Bereich Konzernkommunikation und strategisches Marketing der Wuppertaler Stadtwerke. Dort verantwortet der studierte Raumplaner und Journalist die Kommunikation nach innen und außen und berät den Vorstand im Bereich politisch-strategischer Fragestellungen. Zuvor leitete er die Unternehmenskommunikation der Aachener Stadtwerkekooperation Trianel.





---

**José David da Torre Suárez**

Geschäftsführer der Count & Care GmbH & Co. KG, Darmstadt, Geschäftsführer der Digitalstadt Darmstadt GmbH

José David da Torre Suárez ist seit November 2017 Geschäftsführer der Digitalstadt Darmstadt GmbH. Darüber hinaus ist er seit 2015 Geschäftsführer der Count & Care GmbH & Co. KG, der IT- und Prozesstochter der Entega AG und der Mainzer Stadtwerke und verantwortet den Bereich der IT. Davor besetzte er unterschiedliche Führungspositionen innerhalb des Entega-Konzerns.



---

**Dr. Marie-Luise Wolff**

Vorstandsvorsitzende der Entega AG, Darmstadt

Marie-Luise Wolff steht dem Vorstand der Entega AG in Darmstadt seit 2013 vor. Die studierte Anglistin und Musikwissenschaftlerin begann ihre Industrie-Laufbahn 1987 bei der Bayer AG in der Unternehmenskommunikation. 2006 wechselte sie in die Energiebranche und war von 2009 bis 2012 im Vorstand der Mainova AG. Sie verantwortete dort die Bereiche Energiebezug und -handel, Marketing, Vertrieb und Kundenservice. Seit 2018 ist Wolff zudem Präsidentin des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).





**10**

---

**Zum Weiterlesen**

## 10 Zum Weiterlesen

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2018): **Das Smart-Meter-Gateway. Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=6) [10.04.2019].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Ernst & Young GmbH (2018): **Stadtwerkstudie 2018** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-stadtwerkstudie-2018/\\$FILE/ey-stadtwerkstudie-2018.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-stadtwerkstudie-2018/$FILE/ey-stadtwerkstudie-2018.pdf) [03.04.2019].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017): **Digitalisierung aus Kundensicht** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.bdew.de/media/documents/Digitalisierung\\_aus\\_Kundensicht\\_Broschuere\\_final.PDF](http://www.bdew.de/media/documents/Digitalisierung_aus_Kundensicht_Broschuere_final.PDF) [13.04.2019].

Deutsche Energie-Agentur (2019): **Blockchain in der integrierten Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie\\_Blockchain\\_Integrierte\\_Energiewende\\_DE4.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Blockchain_Integrierte_Energiewende_DE4.pdf) [25.03.2019].

Diermann, Ralph (2018): **Tausende Windräder stehen vor dem Aus** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energiewende-so-sollen-windraeder-vor-dem-aus-gerettet-werden-a-1239385.html](http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energiewende-so-sollen-windraeder-vor-dem-aus-gerettet-werden-a-1239385.html) [13.04.2019].

Doleski, Oliver D. (Hrsg., 2017): **Herausforderung Utility 4.0. Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert**, Wiesbaden: Springer Vieweg.

Ernst & Young GmbH (2016): **Geschäftsmodelle 2020. Wie in der Energiewirtschaft zukünftig noch Geld verdient werden kann** (Online-Dokument) [03.04.19]. Im Internet nicht mehr abrufbar.

Fraunhofer ISE (2019): **Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf) [21.05.19]

Gährs, Swantje et al. (2015): **Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Arbeitspapier zur Simulation des Haushaltssektors im Energiesystem unter Berücksichtigung hoher dezentraler Energieeinspeisung** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/IOEW\\_Arbeitspapier-AP3\\_Simulation-von-Prosumer-Haushalten\\_Final.pdf](http://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/IOEW_Arbeitspapier-AP3_Simulation-von-Prosumer-Haushalten_Final.pdf) [19.02.2019].

HA Hessen Agentur GmbH im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2017): **Faktenpapier Speicher in der Energiewende** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [https://www.energieland.hessen.de/mm/14853\\_Faktenpapier-Speicher\\_online.pdf](https://www.energieland.hessen.de/mm/14853_Faktenpapier-Speicher_online.pdf) [21.05.2019].

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2018): **Energiewende in Hessen. Monitoringbericht 2018** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/monitoringbericht\\_2018\\_100dpi.pdf](http://www.wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/monitoringbericht_2018_100dpi.pdf) [15.03.2019].

Oberst, Christian und Madlener, Reinhard (2014): **Prosumer preferences regarding the adoption of micro-generation technologies: Empirical Evidence for Homeowners** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.fcn.eo-nerc.rwth-aachen.de/global/show\\_document.asp?id=aaaaaaaaaooqwnx](http://www.fcn.eo-nerc.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaaooqwnx) [24.04.2019].

Thomas Unnerstall (2016): **Faktencheck Energiewende. Konzept, Umsetzung, Kosten - Antworten auf die 10 wichtigsten Fragen**. Berlin, Heidelberg: Springer.

Verband kommunaler Unternehmen e. V. (2018): **Digitalisierung. Handlungsoptionen für die Stadtwerke-IT** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/IT/Digitalisierung\\_Best\\_Practice.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/IT/Digitalisierung_Best_Practice.pdf) [19.02.2019].

Verbraucherzentrale (2018): **Die neuen Stromzähler kommen** (Online-Dokument). Abrufbar unter: [www.verbraucherzentrale.de/wissen/umwelt-haushalt/wohnen/die-neuen-stromzaehler-kommen-13275](http://www.verbraucherzentrale.de/wissen/umwelt-haushalt/wohnen/die-neuen-stromzaehler-kommen-13275) [04.04.2019].

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Hessischen Landesregierung herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbenden oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Landtags-, Bundestags- und Kommunalwahlen. Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen und Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Landesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte. Die genannten Beschränkungen gelten unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Druckschrift dem Empfänger zugegangen ist. Den Parteien ist es jedoch gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

### **Herausgeber**

HA Hessen Agentur – Hessische LandesEnergieAgentur  
im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

### **Stand**

November 2019

### **Redaktion**

Julia Lauer und Denis Liebetanz  
Team Südhessen des Bürgerforums Energieland Hessen  
(Genius GmbH und team ewen GbR)

### **Gestaltung**

Janin Kalle Design

### **Druck**

A&M Service GmbH



### **Bildnachweise**

Seite 2, 3, 7 und 8: © HA Hessen Agentur GmbH | Seite 39: © Power Plus Communications AG



**Ihr Ansprechpartner**

Florian Voigt  
Hessische Landesenergieagentur  
HA Hessen Agentur GmbH  
Konradinallee 9  
65189 Wiesbaden

Telefon: +49 611 / 95017-8419  
E-Mail: [florian.voigt@hessen-agentur.de](mailto:florian.voigt@hessen-agentur.de)

HESSEN



LANDES  
**ENERGIE**  
AGENTUR

HA Hessen Agentur GmbH



EUROPÄISCHE UNION:  
Investition in Ihre Zukunft  
– Europäischer Fonds für  
regionale Entwicklung