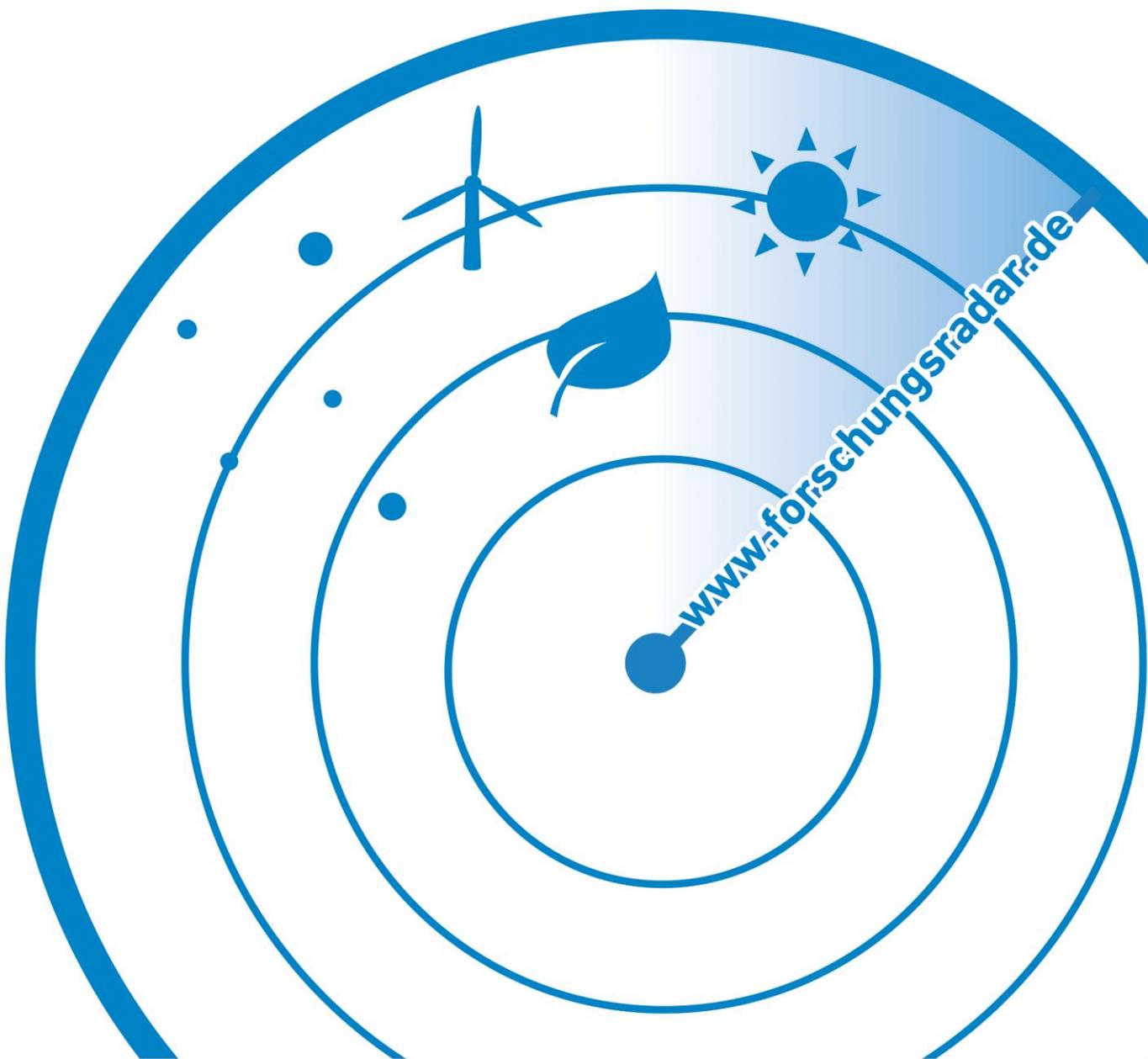


# METAANALYSE

August 2018

## Die Digitalisierung der Energiewende



## Inhalt

1. Informations- und Kommunikationstechnologien als Schlüssel für Versorgungssicherheit und Effizienz im Energiesystem .....	3
2. Ziel und Vorgehensweise.....	3
3. Virtuelle Kraftwerke.....	5
4. Smart Grid.....	6
5. Blockchain .....	8
5.1. Chancen der Blockchain-Technologie.....	8
5.2. Herausforderungen.....	12
6. Digitales Lastmanagement.....	14
6.1. Lastmanagementpotenzial .....	14
6.2. Lastverschiebung mittels variabler Tarife .....	16
6.3. Kostensparpotenzial.....	18
7. Energieverbrauch für Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT).....	20
8. Schlussfolgerungen und Ausblick.....	21
Ausgewertete Literatur und Datenquellen .....	22

## 1. Informations- und Kommunikationstechnologien als Schlüssel für Versorgungssicherheit und Effizienz im Energiesystem

Die Digitalisierung kann eine Schlüsselfunktion in der Energiewende spielen und beispielsweise helfen, die wetterabhängige Energiebereitstellung der Erneuerbaren Energien auszugleichen. Das Zusammenspiel der Flexibilitätsoptionen (z.B. Elektromobilität, strombasierte Wärmeherzeugung, Speichereinsatz) und die sichere Steuerung der Netze funktioniert in Zukunft nur mit digitalen, intelligenten Lösungen. Die Transformation des Energiesystems von zentraler zu dezentraler Erzeugung bringt eine Komplexität mit sich, die nur mit einem hohen Automatisierungsgrad beherrschbar bleibt.<sup>1</sup> Daraus ergibt sich die Notwendigkeit zur Erhebung und zum Austausch großer Datenmengen. Mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) können Daten zur Stromerzeugung und zum Verbrauch in Echtzeit erfasst, übermittelt und verarbeitet werden. Durch die digitale Vernetzung kann die Stromerzeugung vieler dezentraler Erneuerbarer-Energien-Anlagen zu einem "virtuellen Kraftwerk" gebündelt und gesteuert werden. Auch das Verbrauchsverhalten einer Vielzahl dezentraler Stromverbraucher (z.B. Haushaltsgeräte, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) sowie von Speichern kann dadurch optimal auf die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbaren Energien abgestimmt werden. Anreize dafür könnten variable Tarife liefern, bei denen der Strompreis das aktuelle Angebot Erneuerbarer Energien spiegelt und das Steuerungssignal für den Verbrauch gibt.

Die Digitalisierung soll das Energiesystem insgesamt effizienter machen sowie neuen Technologien und Geschäftsmodellen den Zugang zum Energiemarkt eröffnen. Im Stromhandel ermöglicht die Digitalisierung eine hohe Transaktionsgeschwindigkeit sowie Mikrotransaktionen, also den Handel kleiner Energiemengen in hoher Frequenz. Teile des Stromhandels könnten dezentral und automatisiert zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern abgewickelt werden. Zudem könnte jede produzierte Kilowattstunde Strom mit einem digitalen Fingerabdruck versehen werden, was die Zertifizierung und den Handel mit Ökostrom vereinfachen und transparenter machen könnte.

Neben den Chancen steht die Digitalisierung der Energiewende aber auch vor Herausforderungen: So verursachen zusätzliche digitale Prozesse einen hohen Rechenaufwand und Energieverbrauch. Im Stromhandel sind die Marktrollen und Verantwortlichkeiten neuer Akteure noch ungeklärt. Außerdem besteht ein gewisser Interessenkonflikt zwischen Datenschutz und dem "Datenhunger" eines intelligenten Energiesystems, der sich auf die gesellschaftliche Akzeptanz digitaler Technologien auswirken kann.

## 2. Ziel und Vorgehensweise

Die folgende Metaanalyse beschäftigt sich mit Aussagen verschiedener Studien zur Digitalisierung in der Energiewirtschaft. Der Studienvergleich folgt den Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor: Erzeugung, Netze, Handel/Vertrieb und Verbrauch (siehe Abb. 1). Es werden einzelne Aspekte herausgegriffen, in denen Digitalisierung eingesetzt wird. Relevant für die Metaanalyse sind vor allem Aussagen aus Studien, die sich mit damit beschäftigen, wie Digitalisierung zur Flexibilisierung des Energiesystems und zur Systemtransformation beitragen kann: Welche Chancen ergeben sich für die Steuerung der Stromerzeugung? Welche Vorteile

<sup>1</sup> [Fraunhofer ISI: Sektorkopplung, 2018.](#)

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

erwarten die Studienautoren von sogenannten Smart Grids (intelligenten Netzen)? Wie werden die Chancen und Herausforderungen der Blockchain-Technologie im Hinblick auf die Einbindung in das Energiesystem eingeschätzt? Welche Potenziale bestehen für die Flexibilisierung der Nachfrageseite mittels digitaler Steuerung? Welchen Einfluss hat die Digitalisierung auf den Energieverbrauch? Unbeachtet bleibt dagegen die Frage, wie sich die Digitalisierung auf die internen Unternehmensprozesse der energiewirtschaftlichen Akteure und auf die Akteurslandschaft insgesamt auswirken wird.

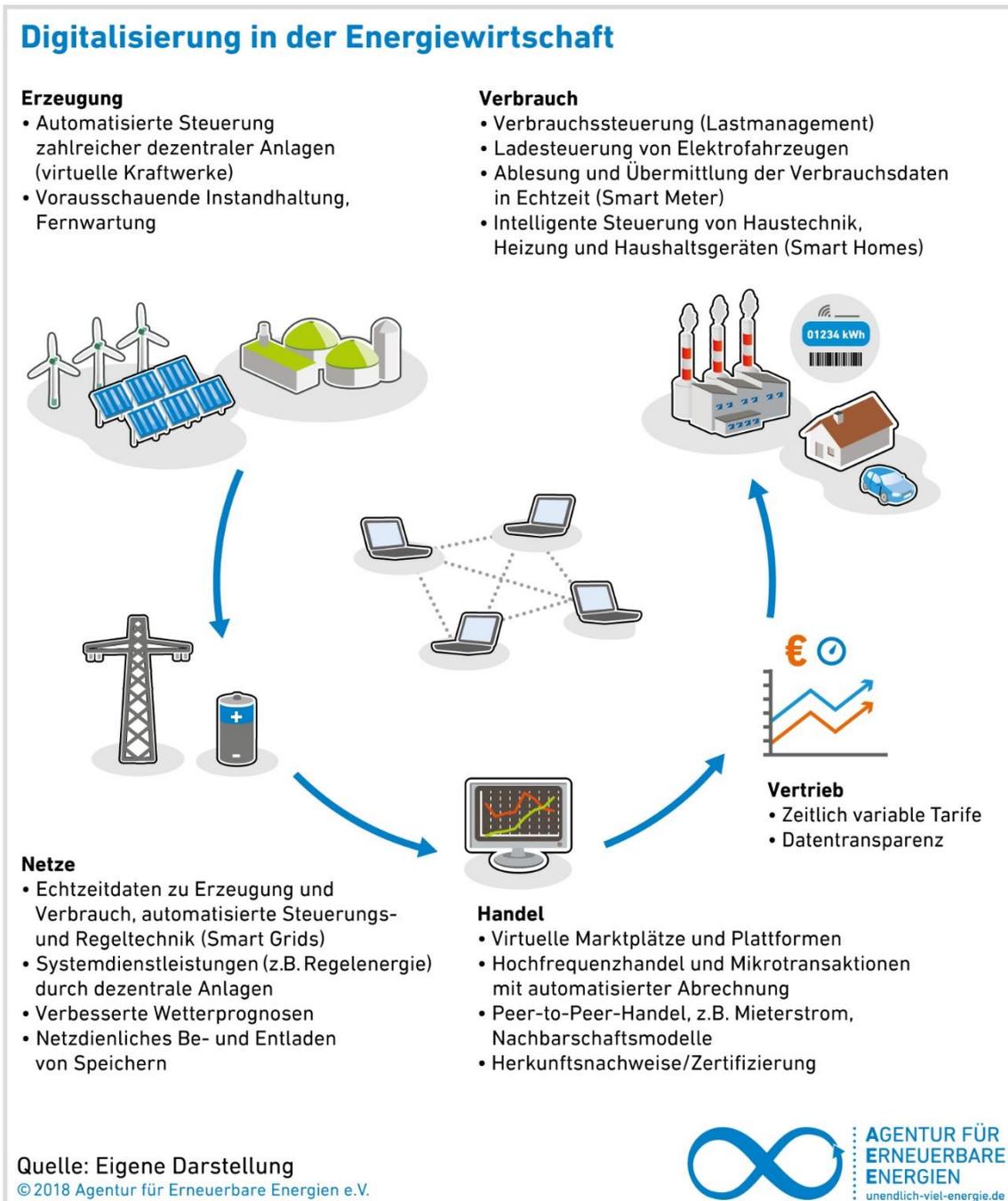


Abb. 1: Funktionsschema „Digitalisierung in der Energiewirtschaft“

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Im Einzelnen untersucht und vergleicht die Metaanalyse die Aussagen von verschiedenen Studien zu:

- Virtuellen Kraftwerken
- Smart Grids
- Blockchain
- Digitales Lastmanagement und Kosteneinsparungen durch intelligente Laststeuerung
- Energieverbrauch durch Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Ziel der Metaanalyse ist es, Aussagen von Studien zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Digitalisierung zu bündeln, einzuordnen und vergleichbare Untersuchungsgegenstände gegenüberzustellen. Es wird der aktuelle (veröffentlichte) Kenntnisstand zur Digitalisierung der Energiewende aufbereitet. Die vergleichende Gegenüberstellung von Aussagen unterschiedlicher Publikationen soll Orientierung in der Expertendiskussion geben und für mehr Transparenz in der energiepolitischen Debatte sorgen.

### 3. Virtuelle Kraftwerke

Unter dem Begriff „virtuelle Kraftwerke“ wird der Zusammenschluss (Pooling) dezentraler Stromerzeugungsanlagen, teilweise auch Speicher und flexibler Lasten über ein gemeinsames Leitsystem verstanden. Der erzeugte Strom stammt meist aus verschiedenen Windenergie-, Photovoltaik-, Bioenergie- und Wasserkraftanlagen. Diese können mit Speichern oder auch Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen sowie anderen Stromverbrauchern vernetzt werden, die ihren Strombedarf flexibel zeitlich verschieben können (Lastmanagement). Ziel ist, dass sich die Stärken (z.B. niedrige Grenzkosten, Flexibilität) und Schwächen (z.B. hohe Grenzkosten, Volatilität) der einzelnen Elemente ergänzen und kompensieren. Im Verbund können Energie und Flexibilität besser vermarktet werden. Jede Anlage alleine wäre zu klein oder schlicht nicht in der Lage, Systemdienstleistungen wie Regelenergie anbieten zu können. Im Verbund können virtuelle Kraftwerke eine ähnliche Rolle im Energiemarkt einnehmen wie ein konventionelles Großkraftwerk. Je mehr Erzeuger in einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet sind, desto besser gleichen sich die einzelnen Einheiten aus. Aber mit steigender Zahl der Einheiten steigt auch der Aufwand zur Datenverarbeitung.

Die Steuerung zur Erhöhung und Drosselung von Stromerzeugung und Verbrauch übernimmt ein digitales Leitsystem. Kontinuierlich und in Echtzeit werden Daten über den Auslastungszustand der Anlagen, Speicherstände, Stromverbrauch, Preissignale sowie Wetterprognosen ausgetauscht. Die Auswertung der Daten, die Anlagensteuerung und der Stromhandel verlaufen weitgehend automatisiert. Durch die hohe Flexibilität und schnelle Reaktionszeiten können sie dem Marktpreis optimal folgen. Dass eine Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien durch die digitale Verknüpfung von Anlagen und Speichern möglich ist und jederzeit Versorgungssicherheit garantiert, hat das Projekt „Kombikraftwerk“ bereits im Jahr 2007 bewiesen. Das Folgeprojekt „Kombikraftwerk 2“ hat gezeigt, dass das virtuelle Kraftwerk auch Regelleistung erbringen und Frequenz und Spannung im Netz stabil halten kann.<sup>2</sup>

Die Deutsche Energie-Agentur dena (2017) sieht die Vorteile virtueller Kraftwerke darin, dass

---

<sup>2</sup> Vgl. [www.kombikraftwerk.de](http://www.kombikraftwerk.de)

kleine Verbraucher durch das Pooling die Chance erhalten, mit ihren Lastmanagementpotenzialen Erlöse zu erwirtschaften. Kleinanlagen können netzdienlich eingesetzt werden und Systemdienstleistungen erbringen, was kleinteilig unwirtschaftlich wäre. Virtuelle Kraftwerke führten durch ihre Ausgleichswirkungen zu geringeren Regelenergiekosten. Zudem werde die Höchstlast im Verteilnetz reduziert. Eine Gefahr sieht die dena in der potenziellen Herausbildung von Monopolen, wie die Erfahrung mit Pooling in anderen Wirtschaftsbereichen gezeigt habe (siehe Airbnb oder Uber). Deshalb müsse der Wettbewerb aktiv von politischer Seite gefördert werden. Die Anforderungen an die Präqualifikation kleinerer Einheiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen müssten geändert werden. Die fixen Strompreisbestandteile müssten zugunsten der variablen reduziert werden. Dadurch würden größere Preisspannen ermöglicht, die Flexibilität belohnen würden. Schließlich solle die Regulierung so angepasst werden, dass eine effiziente Verknüpfung von Strom, Wärme und Verkehr (Sektorenkopplung) möglich sei.

Das Beratungshaus PricewaterhouseCoopers PwC (2012) sieht in virtuellen Kraftwerken die Möglichkeit die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ohne Inanspruchnahme des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu vermarkten. Dafür müssten die Erneuerbaren-Energien-Anlagen von einer aus Betreibersicht optimierten Fahrweise auf eine gebietsorientierte Steuerung umgestellt werden. Ein virtuelles Kraftwerk funktioniere umso besser, je mehr Einheiten zusammengeschaltet sind. Doch dadurch steige auch die „Informationsflut“, die es schwierig mache, den Blick für das Ganze zu behalten. Die obere Steuerungsebene müsse die Ziele vorgeben, die durch eine Vielzahl an dezentralen Anlagen automatisiert umgesetzt werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb sei nur durch eine flexible Einsatzoptimierung möglich, die jeweils die optimale Vermarktung des Stroms und der Flexibilität garantiert. Eine Fokussierung auf einen Einsatzbereich, wie z.B. Sekunden- oder Minutenreserve, sei dagegen nicht wirtschaftlich. Die flexible Einsatzsteuerung, die automatisiert immer den optimalen Vermarktungsweg wählt, stelle die IT virtueller Kraftwerke vor große Herausforderungen. Eine weitere Herausforderung sieht PwC darin, dass virtuelle Kraftwerke in Konkurrenz zur Peer-to-Peer-Vermarktung über Blockchain stehen. Außerdem müssten bei virtuellen Kraftwerken Netzeinschränkungen berücksichtigt werden, die dem theoretischen Potenzial des räumlichen und zeitlichen Ausgleichs Grenzen setzen.

B.A.U.M. (2014) sieht die große Chance virtueller Kraftwerke in der Reduzierung des Bedarfs an Ausgleichsenergie für die fluktuierende Einspeisung Erneuerbarer Energien. Prognosefehler, Netzengpässe und der Netzausbaubedarf würden reduziert. Schließlich würden virtuelle Kraftwerke ermöglichen, mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen ins bestehende Netz zu integrieren. Die zentrale Herausforderung bestehe noch darin, dass die Spotmarktpreise an der Strombörse die Vermarktungskosten von Flexibilität noch nicht refinanzieren.

BET/Ernst & Young (2018) betonen auch die Herausforderungen bei der Etablierung virtueller Kraftwerke, wie die Kosten der Vernetzung der Einheiten und die Beherrschung der Datenmengen.

### 4. Smart Grid

Das deutsche Stromnetz steht im Zentrum der Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Es verknüpft alle Komponenten, die für die Energiewende benötigt werden: Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Im Zuge der Energiewende wird das Energiesystem kleinteiliger, komplexer und die Dynamik im Netz nimmt zu. Im „alten“ Energiesystem war das Netz linear ausgelegt, um den Strom, der in zentralen Großkraftwerken erzeugt wurde, an die Verbraucher zu verteilen. Die Energiewende stellt neue Anforderungen an das Netz. Mehr als 1,6 Millionen Stromverbraucher

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

erzeugen inzwischen selbst Strom in Photovoltaikanlagen. Der Energiefluss verläuft also heute in beide Richtungen – vom Übertragungsnetz über das Verteilnetz zum Verbraucher und umgekehrt. Die Richtung der Lastflüsse kann sich jederzeit schnell ändern. Viele Stromkunden erzeugen, speichern und verbrauchen ihren Strom selbst („Prosumer“), wodurch sich ihr Lastprofil ändert. Neue Stromanwendungen, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, bedeuten neue Lasten für das Stromsystem. Damit die Netze trotz der hohen Dynamik jederzeit stabil bleiben, brauchen sie laufend Informationen zum Netzzustand und zum Verbraucherverhalten. Im intelligenten Netz („Smart Grid“) werden mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) fortlaufend Daten zum Netzbetrieb erfasst und die Netzsteuerung automatisiert. Die Komplexität des Energiesystems lässt sich nur durch intelligente Datenauswertung und Steuerung der Betriebsmittel beherrschen (BNetzA 2017).

Der Begriff des Smart Grids wird oft umfassend verstanden und schließt neben der IT-gestützten Übertragung und Verteilung von Strom auch die Stromerzeugung, Speicherung und den Verbrauch mit ein (z.B. Bitkom/Fraunhofer ISI 2012). Im engeren Sinn bezeichnet das Smart Grid dagegen nur das mit IKT ausgestattete Stromnetz, d.h. die Infrastruktur, die den Energiefluss sowie die Kommunikation und Interaktion zwischen den verschiedenen Elementen im Versorgungssystem ermöglicht.

In den ausgewerteten Publikationen werden besonders die Chancen betont, die das Smart Grid bietet. Ein oft genannter Mehrwert des Smart Grids ist die Minderung des Netzausbaubedarfs (u.a. IÖW 2014, Bauknecht et al. 2011, BNetzA 2017, E-Bridge/IAEW/OFFIS 2014). Laut Bitkom/Fraunhofer ISI (2012) kann das Smart Grid rund zwei Milliarden Euro jährlich (Mrd. EUR/a) an Netzausbaukosten einsparen. Hinzu kämen Einsparungen bei den Stromkosten in Höhe von ca. drei Mrd. EUR/a durch eine effizientere Netzsteuerung. Zur besseren Implementation des Smart Grids sollten für die Bereiche Lastverschiebung, virtuelle Kraftwerke und Netzautomatisierung Standards eingeführt werden. Die Studie von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) rechnet mit einer Reduzierung der jährlichen Netzbetriebskosten bis 2032 um bis zu 15 Prozent gegenüber konventionellen Netzen. Der Bedarf an Leitungslänge könne nahezu halbiert werden, in der Niederspannungsebene sogar um 58 Prozent sinken.

Agora Energiewende (2018) sieht den Vorteil von Smart Grids darin, dass sie eine viel höhere Auslastung der bestehenden Leitungen ermöglichen. Redispatch-Eingriffe könnten automatisiert und „kurativ statt präventiv“ erfolgen. Das heißt, der Netzbetreiber greift nicht mehr vorsorglich in den Netzbetrieb ein, wenn sich ein Netzengpass abzeichnet, sondern nur noch, wenn der Fall tatsächlich eintritt. Das führe zu einer effizienteren Netznutzung.

Consentec (2016) rechnet damit, dass eine automatisierte Netzsteuerung gegenüber einem Referenznetz 85 Prozent der Leitungsüberlastungen vermeiden könne. Ein über die bestehenden Planungen hinausgehender Netzausbau ließe sich dadurch auf ein Minimum beschränken.

Laut Bauknecht (2011) vermeiden Smart Grids den Bau von Regelkraftwerken. Es ließen sich mehr Erneuerbare Energien ins Energiesystem integrieren und weniger Erneuerbare Energien müssten abgeregelt werden. Konventionelle Kraftwerke müssten weniger im ineffizienten Teillastbetrieb laufen. Netzverluste reduzierten sich um sechs bis 20 Prozent.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA 2017) weist darauf hin, dass sich Netzelemente vorausschauend warten ließen. Fehler könnten ferngesteuert behoben werden. Instandsetzungs- und Reparaturzeiten würden reduziert und Kosten durch automatisierte Netzeingriffe gespart.

## 5. Blockchain

Der in aktuellen Studien am häufigsten diskutierte Aspekt zum Thema Digitalisierung in der Energiewirtschaft ist die Blockchain-Technologie. Dabei werden Transaktionen in Datenblöcken zusammengefasst. Neue Blöcke werden jeweils an die bestehenden Blöcke angehängt, so dass eine immer länger werdende Datenkette entsteht, deshalb der Name „blockchain“. Die Transaktionsdaten einer Blockchain werden auf vielen Rechnern dezentral gespeichert, was das System besonders sicher mache. Mit Blockchains könnten Stromlieferung und Bezahlung direkt zwischen Anlagenbetreibern und Kunden ohne zwischengeschaltete Akteure abgewickelt werden. Durch „Smart Contracts“ können die Transaktionen automatisiert ausgeführt werden. Ein „Smart Contract“ ist ein Liefervertrag, in dem bestimmte Kriterien vorab festgelegt werden, bei deren Eintritt automatisch eine Transaktion ausgelöst wird. Beispielsweise bezieht ein Kunde Strom, wenn eine gewisse Preisschwelle unterschritten ist oder lokal erzeugter Strom verfügbar ist. So könnte der Stromhandel zwischen dezentralen Stromerzeugern und -verbrauchern digital und automatisiert abgewickelt werden. Drittparteien (traditionelle Energieversorger, Banken, Börsen, Plattformen) wären dafür nicht mehr notwendig.

Der Blockchain wird das Potenzial zugesprochen, dabei zu helfen, die Erneuerbaren Energien ins Energiesystem zu integrieren. Die Technologie könne eine große Zahl an Einheiten im Energiesystem bündeln, vernetzen und zu einem virtuellen Energiepool zusammenfassen. Ein über Blockchains verbundener Energiemarkt könne das komplette Energiesystem mit allen vernetzten Erzeugern, Speichern und Verbrauchern in Echtzeit abbilden (Blockchain Research Lab 2016). Die Vision ist ein sich selbst regulierendes, autonomes Energiesystem, bei dem Erzeugung und Verbrauch automatisiert durch Millionen von Mikrotransaktionen zum Ausgleich gebracht werden.<sup>3</sup>

Die Blockchain-Technologie ist allerdings noch in einem frühen Entwicklungsstadium und es sind noch viele Fragen offen.

### 5.1. Chancen der Blockchain-Technologie

Die Vorteile, die sich durch den Einsatz von Blockchains in der Energiewirtschaft ergeben könnten, lassen sich in technische, ökonomische und soziale Aspekte unterteilen. Die wichtigsten Argumente für den Einsatz der Blockchain-Technologie im Energiemarkt seien die **geringeren Transaktionskosten, vereinfachte und automatisierte Prozesse** sowie die höhere **Transparenz**.

Aus technischer Systemsicht spreche für die Technologie die Möglichkeit eines **Echtzeit-Energiemarktes**. Blockchain biete eine Lösung für den Strommarkt, der immer kleinteiliger, dezentraler und kurzfristiger werde.<sup>4</sup> Blockchains ermöglichten auch ein verbessertes **Bilanzkreismanagement**. Der Datenaustausch werde effizienter und die Last- und Erzeugungsprognosen genauer. Echtzeitdaten könnten schließlich das Standardlastprofil ersetzen. Der Echtzeithandel diene der Versorgungssicherheit, denn **Flexibilitätsoptionen** (z.B. Lastmanagement und Speicher) ließen sich optimal einbinden. Netzdienliches Verhalten werde durch Preissignale belohnt. Eine höhere Auslastung der Netze lasse sich durch eine **verbesserte Netzsteuerung** erreichen. Dadurch reduziere sich der Bedarf an Übertragungsnetzen.

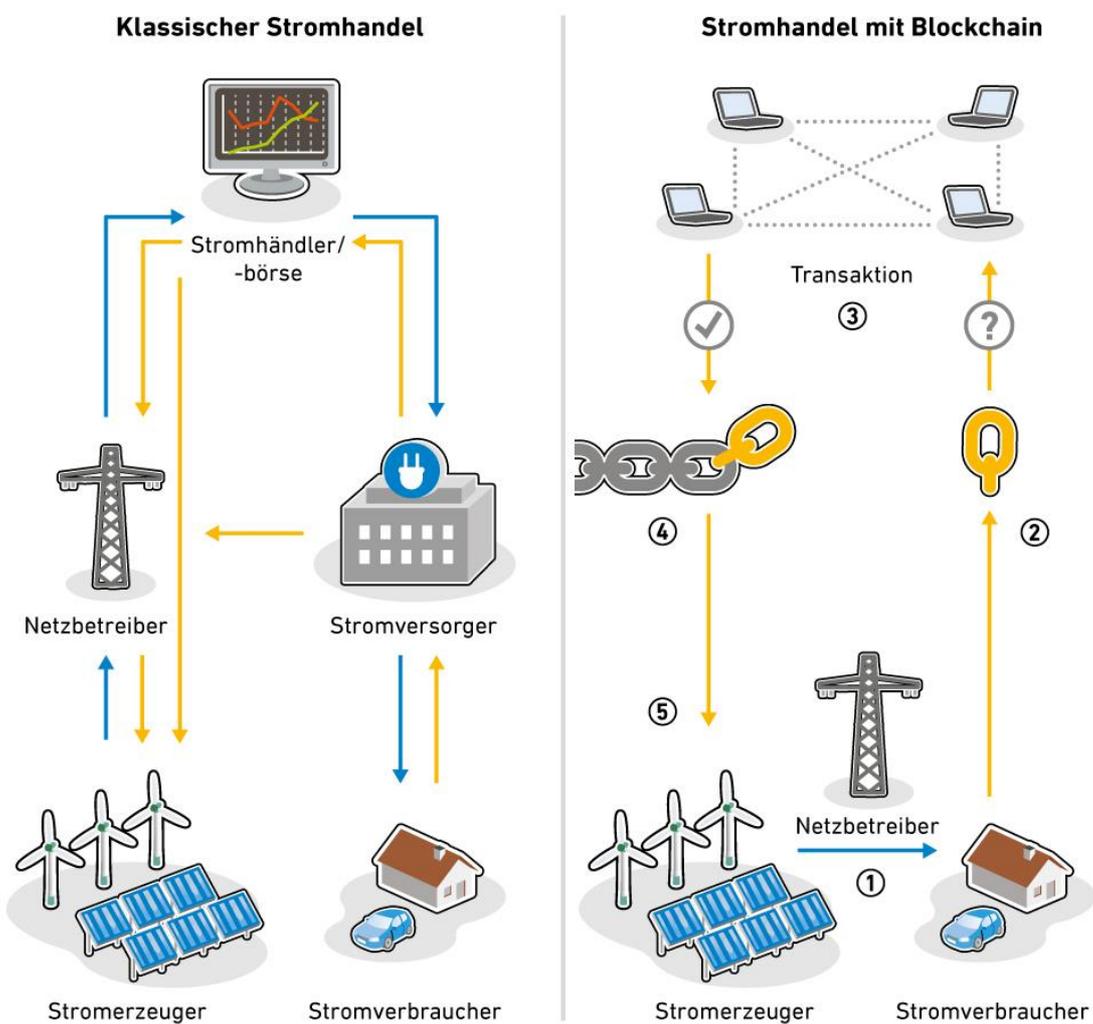
<sup>3</sup> [Vgl. acatech/ DFKI/ Fraunhofer IEM, Studie „Autonome Systeme“, 2018.](#)

<sup>4</sup> [Universität Oldenburg: Mieterstrommodelle, 2018.](#)

### Mit Blockchain Strom direkt vom Nachbarn

- ① Der Stromerzeuger beliefert direkt einen Stromverbraucher in seiner Nähe.
- ② Jeder Vorgang wird mit anderen Transaktionen zu einem Datenblock zusammengefasst.
- ③ Die Transaktion wird im Netzwerk auf dezentralen Rechnern geprüft und bestätigt.
- ④ Der Block wird an die bestehende Datenkette (Blockchain) angehängt.
- ⑤ Der Stromerzeuger erhält die Zahlung.

→ Strom    → Geldfluss



Quelle: Eigene Darstellung  
Stand: 6/2018

© 2018 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.



Abb. 2: Funktionsweise von Blockchain im Stromhandel

Aus ökonomischer Sicht spreche für die Technologie, dass die **Transaktionskosten** gering seien, so dass **Mikrotransaktionen** (der Handel kleiner Strommengen) wirtschaftlich würden. Viele

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

kleinteilige Transaktionen seien über die heutigen zentralen Handelsplattformen im Verhältnis zum Transaktionswert zu aufwendig und kostenintensiv. Die Blockchain könne dort eingesetzt werden, wo die Transaktionskosten heute noch den Wert der Transaktion übersteigen. Experten erwarten eine Reduzierung der Prozesskosten um 20 bis 60 Prozent.<sup>5</sup> In einer Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW 2017) wird sogar mit bis zu 80 Prozent Kosteneinsparung gerechnet. Ein weiteres Kostensenkungspotenzial ergebe sich bei der **Regelenergie**. Deren Bereitstellung erfolge im heutigen Energiemarkt auf ineffiziente Weise. Sie werde zu hohen Preisen gehandelt und die Zahl der Anbieter sei beschränkt. Ineffizienzen könnten durch eine breite Beteiligung vieler Regelenergieanbieter und somit **mehr Wettbewerb** reduziert werden. Durch Echtzeitauktionen könnten sich theoretisch alle Verbraucher am Energiemarkt beteiligen. Die notwendige Regelleistung könne generell verringert werden, da Erzeugungslücken und Überschüsse in Sekundenschnelle erfasst und verarbeitet werden könnten. Bei positivem Regelbedarf müssten Kraftwerke erst deutlich später hochgefahren werden, da das kurzfristige **Lastmanagementpotenzial und Speicher** dezentral über die Blockchain abrufbar wären. Die Blockchain biete die Möglichkeit Lastmanagementpotenziale effizient zu vermarkten. So könne zum Beispiel auch die Batterie eines Elektroautos genutzt werden, um je nach Signal aus dem Netz Strom zurückzuspeisen oder zu beziehen. Die Modalitäten für den automatisierten Stromhandel ließen sich über einen Smart Contract festlegen. So könnten beispielsweise die verfügbaren Akkukapazitäten von Elektrofahrzeugen zur Netzeinspeisung auf 50 Prozent begrenzt werden, damit das Fahrzeug jederzeit fahrbereit ist (Blockchain Research Lab 2016). Manche Studien rechnen mit einer höheren Transaktionsgeschwindigkeit (BDEW 2017, Ernst & Young/ BET 2018). Die bisherigen Erfahrungen widersprechen allerdings dieser Aussage (siehe Kapitel Herausforderungen).

Aus sozialer Perspektive werden Chancen für Verbraucher durch die Möglichkeit zur **Teilhabe am Energiemarkt** gesehen. Stromkonsumenten könnten gleichzeitig auch zu Energieproduzenten werden („Prosumer“). Außerdem erwarten Studien **niedrigere Stromkosten**, da weniger netzstabilisierende Notmaßnahmen (z.B. Redispatch, Netzreserve, Einspeisemanagement) nötig wären und die Netzentgelte gesenkt werden könnten. Verbraucher könnten ihren Strombezug kurzfristig dem Angebot anpassen und flexibel, je nach Preis und Stromherkunft, in kurzen Zeitabständen den Anbieter oder den Tarif wechseln.<sup>6</sup> Oft genannt wird auch eine höhere **Transparenz** für die Verbraucher. Durch die Einsicht in die Blockchain werde nachvollziehbar, woher der Strom wirklich komme. Die **Zertifizierung** von Strom aus Erneuerbaren Energien über **Herkunftsnachweise** sei über die Blockchain transparenter und nachvollziehbarer.

<sup>5</sup> [Event Horizon: Global Summit Blockchain, 2017.](#)

<sup>6</sup> <https://re-publica.com/en/session/energie-blockchain-stromhandel-uber-den-gartenzaun>



Abb. 3: Chancen der Blockchain-Technologie

## 5.2. Herausforderungen

Neben den Chancen werden jedoch auch Hindernisse (rechtlich, ökonomisch, technisch und sozial) auf dem Weg zur Etablierung der Blockchain in der Energiewirtschaft aufgezeigt.

So fehle bisher die **rechtliche Grundlage** für den Einsatz von Blockchain. Es sei noch ungeklärt, wie die **Aufgaben und Rollen der Marktteilnehmer** definiert werden. Würden schon kleine Erzeuger zu Energieversorgern mit allen Pflichten? Wird jeder Stromerzeuger auch Bilanzkreisverantwortlicher? Wer übernimmt die Aufgabe des Messstellenbetreibers? Wollen die Verbraucher überhaupt die Verantwortung tragen, Teilnehmer am Energiemarkt zu werden? Zudem stehe der **Datenschutz** der Blockchain entgegen. Die Datenschutzgrundverordnung fordere ein Recht auf Löschung von Daten und auf „Vergessenwerden“. In der Blockchain sei das aber nicht möglich. Die Transaktionshistorie sei nur mit hohem Aufwand änderbar. **Haftungsregeln und Verbraucherrechte** (z.B. Rückabwicklung) seien noch nicht geklärt, auch Sicherheitsstandards seien noch nicht festgelegt worden. Schließlich könnte es problematisch werden, wenn in Konfliktfällen zwischen zwei Parteien eine zentrale Instanz fehlt.

Die am häufigsten genannte technische Herausforderungen sind der hohe **Energie- und Ressourcenverbrauch**, die **geringe Transaktionsgeschwindigkeit** und die **Sicherheit** vor illegalen Aktivitäten. Der hohe Energieverbrauch gehe auf den heute vornehmlich eingesetzten Konsensmechanismus „Proof of Work“<sup>7</sup> zurück, der mit einem hohen und stetig steigenden Rechenaufwand verbunden sei. Die auf Blockchain basierende Kryptowährung Bitcoin sei ein abschreckendes Beispiel. So verbrauche Bitcoin 68 Milliarden Kilowattstunden (Stand: Juni 2018) pro Jahr, was dem Stromverbrauch Österreichs entspricht. Eine einzige Transaktion benötige 950 Kilowattstunden, was mehr als der Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs eines durchschnittlichen Ein-Personen-Haushalts entspricht. Wegen des hohen Rechenaufwands sei die Transaktionsgeschwindigkeit vergleichsweise langsam. Nur sieben Transaktionen pro Sekunde seien bei Bitcoin möglich. Zum Vergleich: Die Kreditkarte VISA erlaube 4.000 Transaktionen pro Sekunde (FfE 2018). Aus technischer Sicht wird bezweifelt, ob die immer größer werdenden Datenmengen überhaupt speicherbar seien. Die Blockchain sei noch **nicht skalierbar**, d.h. sie werde mit Hinzufügen neuer Ressourcen nicht schneller. Schließlich sei noch nicht klar, wie die **Interoperabilität**, also die Möglichkeit für Transaktionen zwischen verschiedenen Blockchains, sichergestellt werden könne. Die Gefahr illegaler Aktivitäten wird ebenfalls häufig gesehen. So sei nicht nur das Risiko für Hackerangriffe gegeben, sondern das Beispiel blockchainbasierter Kryptowährungen zeige, dass die Technologie anfällig für den Missbrauch durch organisierte Kriminalität (z.B. Geldwäsche) sei.

Aus ökonomischer Sicht sei fraglich, ob die **Kosten-Nutzen-Relation** der Technologie angesichts des hohen Investitionsbedarfs in Infrastruktur, Sensorik, Mess- und Steuerungstechnik überhaupt positiv ausfalle. Es bestehe auch das Risiko der **Marktkonzentration**, denn aufgrund des hohen Rechenaufwands könnten sich Rechnerstandorte auf Länder mit günstigem Strom und geringen Umweltauflagen konzentrieren.

Aus sozialer Sicht sei die Akzeptanz noch nicht absehbar. **Nutzerfreundliche Anwendungen** müssten erst entwickelt werden. Die Komplexität könne die Verbraucher abschrecken. Manche genannten Vorteile der Blockchain könnten auch kritisch gesehen werden. So führe die Transparenz der Blockchain auch dazu, dass Drittparteien Einsicht in alle Transaktionen hätten. Die Kosteneinsparungen durch Automatisierung führten auch zu Arbeitsplatzverlusten

<sup>7</sup> Der „Proof-of-Work“-Rechenmechanismus wird auch als „Mining“ bezeichnet. Statt über eine zentrale Autorität (z.B. Bank) wird die Legitimität einer Transaktion hier durch alle Netzwerkteilnehmer über einen komplexen Konsens-Algorithmus berechnet.

(Germanwatch 2018).

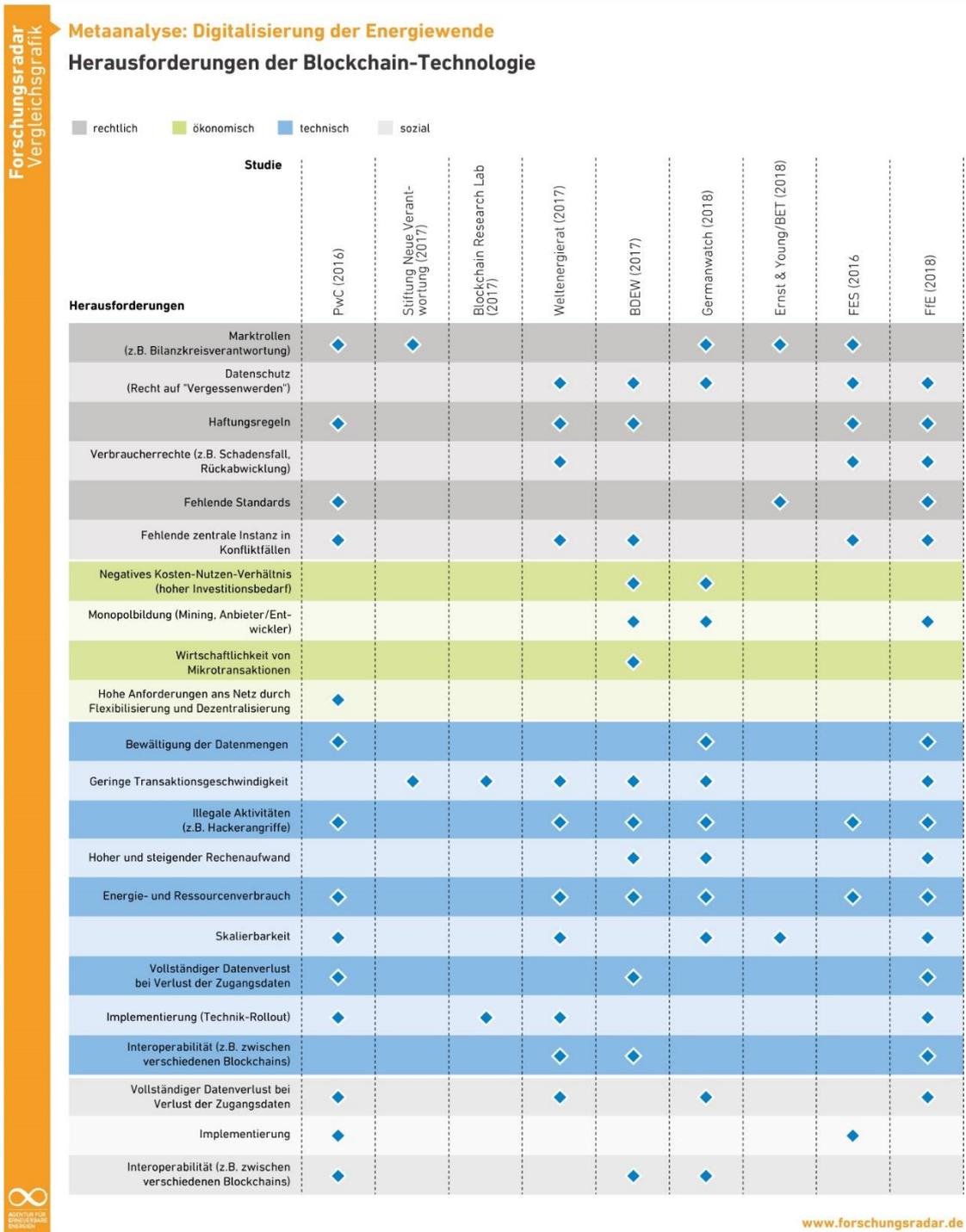


Abb. 4: Herausforderungen der Blockchain-Technologie

Die meisten Studien gehen jedoch davon aus, dass die rechtlichen und technischen Herausforderungen in Zukunft gelöst werden (u.a. Weltenergieat 2017). Die Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE 2018) zeigt sich optimistisch, dass die Schwachstellen verbessert werden können, da bereits ein stark steigendes öffentliches und

kommerzielles Interesse sowie eine sprunghafte Entwicklung von Start-Ups, Projekten und Unternehmen beobachtbar seien. Das führe zu einem Anstieg an Know-How und Finanzmitteln. An Lösungsmöglichkeiten werde bereits gearbeitet. Perspektivisch sei zu erwarten, dass die Nutzerfreundlichkeit verbessert, Transaktionsgeschwindigkeiten- und -kosten verringert, der Datenschutz verbessert, Interoperabilität geschaffen und der Energieverbrauch durch alternative Konsensmechanismen drastisch reduziert würden. Dennoch sei erst in ein paar Jahren mit skalierbaren, interoperablen, nutzerfreundlichen Lösungen für großflächige Geschäftsmodelle zu rechnen.

## 6. Digitales Lastmanagement

Die zeitliche und mengenmäßige Verschiebung des Energieverbrauchs ist eine wichtige Flexibilitätsoption für den Stromsektor. In der Industrie ist Lastmanagement eine bereits etablierte Methode, um Energiekosten zu sparen. Die Digitalisierung eröffnet nun die Möglichkeit, auch die kleinteiligere Stromnachfrage in Privathaushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) an die Energieerzeugung anzupassen. Steuerbare Stromverbraucher (z.B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Kühlschränke) könnten vermehrt Strom aus dem Netz beziehen, wenn die Preise am günstigsten sind. Dazu bräuchte es zeitlich variable Strompreise, die Anreize liefern, Energie dann zu verbrauchen, wenn sie gerade in hohem Maße verfügbar ist (niedriger Preis), bzw. auf Verbrauch zu verzichten, wenn die Erzeugungsleistung gerade gering ist (hoher Preis). Um das Lastmanagementpotenzial in privaten Haushalten und Gewerbe zu heben, ist neben den variablen Tarifen auch IKT notwendig, wie Smart Meter und vernetzte Geräte.

Die folgenden Abschnitte betrachten die Frage, wie hoch das Lastmanagementpotenzial in den Sektoren Haushalte und GHD ist, wie Haushalte auf variable Preise und intelligente Verbrauchsmessung reagieren und wie hoch das Einsparpotenzial ist.

### 6.1. Lastmanagementpotenzial

Das technisch mögliche Lastmanagementpotenzial in privaten Haushalten beziffern die untersuchten Studien aktuell auf 4,2 Gigawatt (GW) (Frontier Economics/FORMAET 2014) bis 23,8 GW (Stötzer et al. 2011). Bis 2020 könnte es auf 35,3 GW (dena 2010) und bis 2050 auf bis zu 80 GW (RWTH 2016) ansteigen. Die für den Zeitraum 2010 bis 2015 genannten hohen Werte beziehen auch elektrische Speicherheizungen mit ein. Diese ineffiziente Technik wird in Zukunft nach und nach durch andere Heizungssysteme ersetzt werden, weshalb ihr potenzieller Beitrag zum Lastmanagement abnehme. Dafür rechnen Zukunftsszenarien mit einem breiten Ausbau von Wärmepumpen, die das Potenzial im Wärmebereich wieder erhöhen. Langfristig kommen bei acatech (2015) und bei RWTH (2016) auch Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeicher hinzu. Bei acatech (2015) entfallen 2050 nur ca. acht von 65 GW auf Haushaltsgeräte (z.B. Kühlschränke, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner). Bei hohen Werten handelt es sich in manchen Studien um die Möglichkeit den Strombezug bei Bedarf zu erhöhen. Die Möglichkeit die Last zu senken, um Erzeugungslücken oder Lastspitzen entgegenzuwirken, beträgt bei dena (2010) im Jahr 2020 nur 6,7 GW. Bei Stötzer et al. sind es aktuell 5,4 (GW). Fraunhofer IWES/Energy Brainpool (2013) und acatech (2015) rechnen dagegen mit positiver und negativer Leistung in gleicher Höhe.

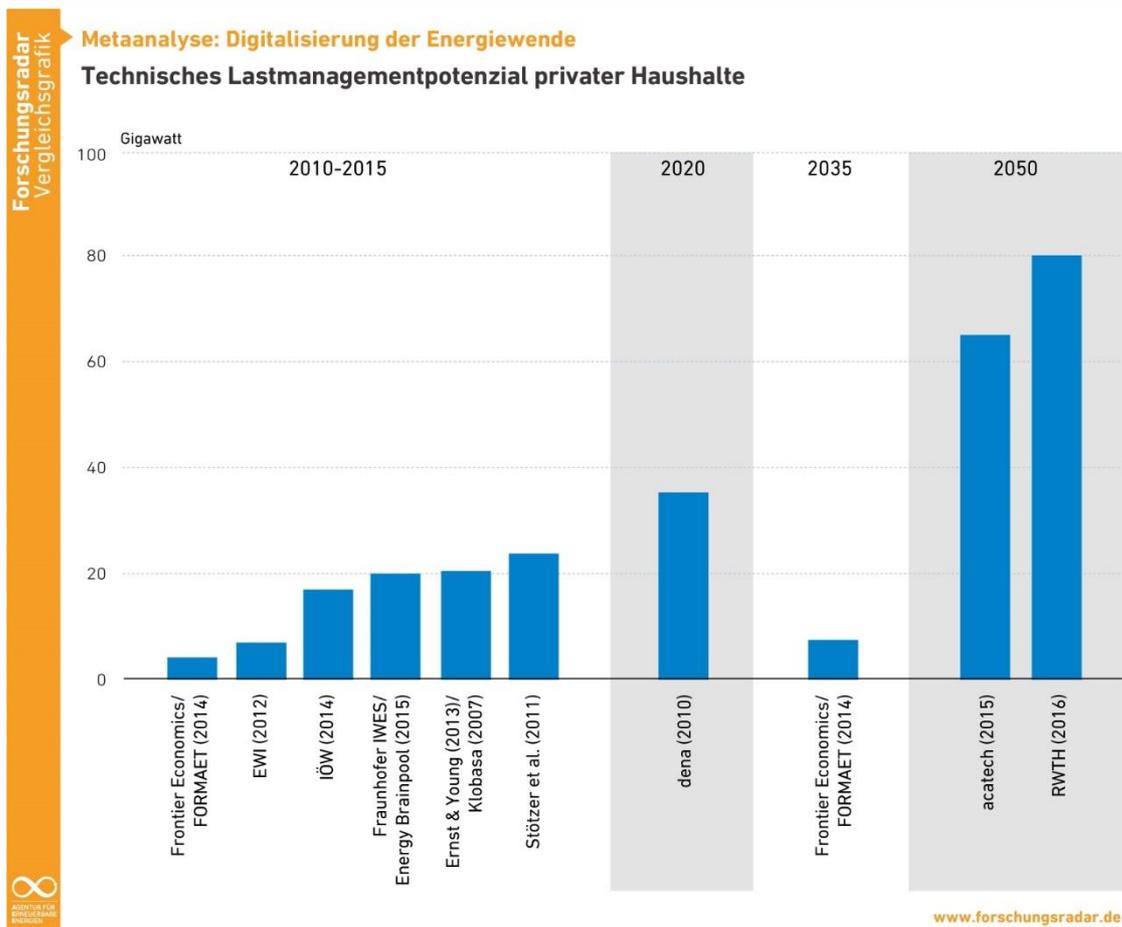


Abb. 5: Lastmanagementpotenzial privater Haushalte

In der Realität lässt sich das technische Potenzial zur Lastverschiebung allerdings nicht vollständig erreichen. Dem stehen vor allem die Lebensgewohnheiten der Stromkunden entgegen. Das technische Lastmanagementpotenzial im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) liegt in den untersuchten Studien zwischen 0,5 GW (Frontier Economics/FORMAET 2014) und 9,9 GW (Ernst & Young 2013) und könnte bis 2020 auf 14,3 GW steigen (dena 2010).

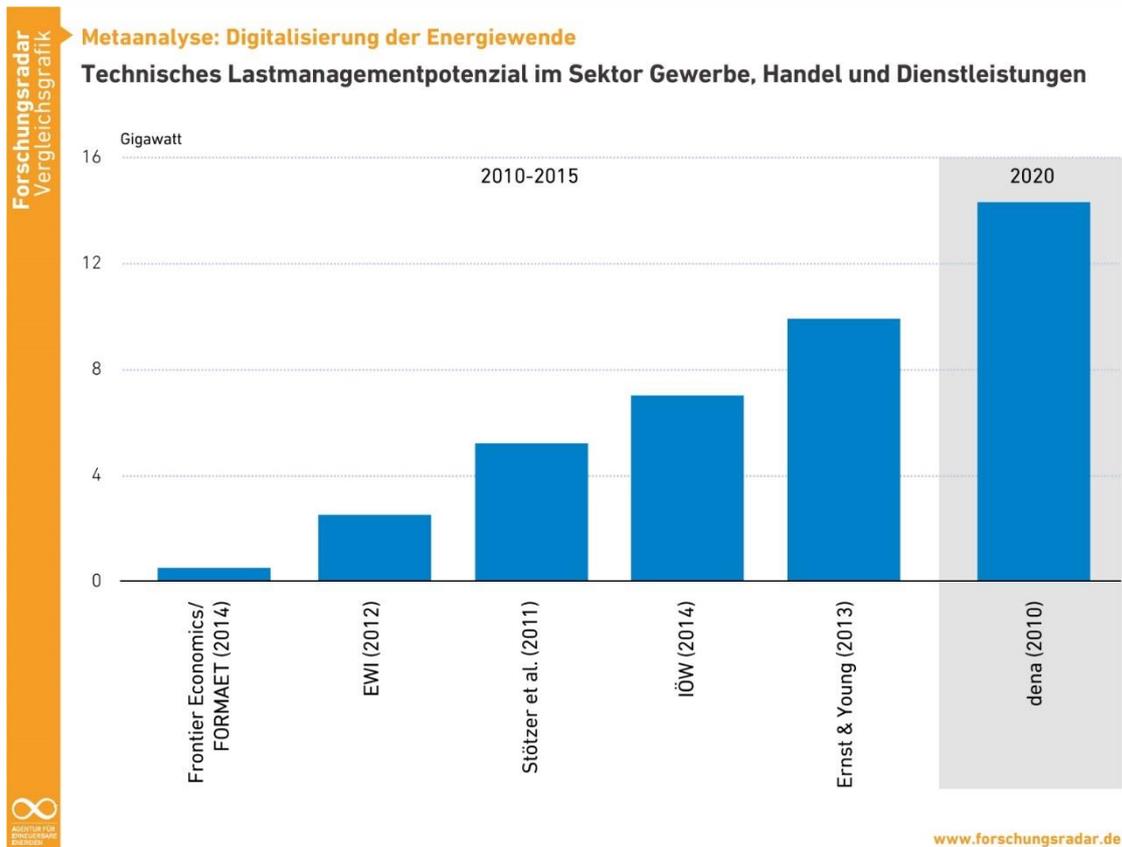


Abb. 6: Lastmanagementpotenzial GHD

## 6.2. Lastverschiebung mittels variabler Tarife

Haushaltskunden besitzen derzeit fast ausschließlich feste Tarife. Unabhängig von den verfügbaren Erzeugungs- und Netzkapazitäten wird ein pauschaler Strompreis pro Kilowattstunde erhoben. Durch eine Flexibilisierung könnte der Strompreis jederzeit die Stromknappheit oder Stromüberschüsse bzw. Netzauslastung widerspiegeln.

Variable Preise gibt es in verschiedenen Ausprägungen:

- Time-of-Use-Pricing (ToU): Starrer zeitvariabler Tarif, bei dem die Tarifstufen im Voraus festgelegt sind, z.B. Tag-Nacht-Tarife (Beispiel: Tarife für Nachtspeicherheizungen).
- Critical-Peak-Pricing (CPP): Dynamischer zeitvariabler Tarif, der sich mit kurzem Vorlauf (z.B. Bekanntgabe am Vorabend) an der Verfügbarkeit der Stromerzeugung und den Grenzkosten der Stromproduktion orientiert.
- Hourly-Pricing (HP): Stündlich variierender Tarif.
- Real-Time-Pricing (RTP): Echtzeittarif ohne Vorlauf, bei dem sich der Preis jederzeit ändern kann.

Die Frage, in welchem Maße Haushaltskunden auf dynamische Preissignale reagieren, wird in verschiedenen Untersuchungen unterschiedlich eingeschätzt. Allerdings ist die Vergleichbarkeit der vorliegenden Studien eingeschränkt. So haben amerikanische und norwegische Haushalte einen deutlich höheren Stromverbrauch (v.a. durch Klimatisierung und elektrische Heizungen) und

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

die Feldstudien betreffen Tarife mit unterschiedlichen Preisspreizungen. Die Aussagekraft der Feldtests ist außerdem dadurch eingeschränkt, dass die Teilnahme zumeist freiwillig war. Laut Hillemacher (2014) müsse man davon ausgehen, dass sich vor allem motivierte Verbraucher beteiligt hätten. Zudem verfügten nicht alle Testhaushalte über eine automatisierte Steuerung der Geräte, mussten die Lastverschiebung also nach Empfang des Preissignals manuell ausführen. Es sei davon auszugehen, dass eine Automatisierung durch einen stärkeren Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien ein höheres Potenzial schaffe (Hillemacher 2014). Trotzdem soll hier ein Überblick gegeben werden, um einen groben Eindruck der möglichen Lastverschiebepotenziale zu bekommen.<sup>8</sup>

Forschungsradar  
Vergleichsgrafik

### Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

#### Potenziale zur Reduzierung der Spitzenlast durch variable Stromtarife

Studie	Land	Projektart	Spitzenlastreduktion	Tariftyp
Duscha (2013)	Deutschland	Feldtest	1,6-18,6 %	• HP
Hillemacher (2014)	Deutschland	Feldtest	5,6 %	• CPP
Stamminger/Anstett (2013)	Deutschland	Feldtest	10 %	• HP
Ernst & Young (2013)	Deutschland	Abschätzung	3,0-2,5 %	• k.A.
B.A.U.M. (2014)	Deutschland	Feldtests	3-10 % 30 %	• TOU/CPP • RTP
Faruqui/Sergici (2009)	USA	Feldtests	3-6 % 13-20 % 27-44 %	• TOU • CPP • CPP mit spezieller IT
Wolak (2011)	USA	Feldtest	9-16,2 % 2,6-17,5 %	• CPP, CPR • HP
Jessee/Rapson (2014)	USA	Feldtest	0-7 % 8-22 %	• CPP/RTP • CPP/RTP (mit Display)
Saele/Grande (2011)	Norwegen	Feldtest	33 %	• HP
ofgem (2010)	GB	Abschätzung	5-10 %	• TOU



[www.forschungsradar.de](http://www.forschungsradar.de)

Abb. 7: Potenziale zur Reduzierung der Spitzenlast in privaten Haushalten durch variable Tarife

Das größte Potenzial wird in dem Vergleich von 15 Feldtests bei Faruqui/Sergici (2009) gesehen. Mit einem dynamischen, zeitvariablen Tarif (CPP) und IT-gestützter Heizungssteuerung sei eine Reduktion der Spitzenlast um bis zu 44 Prozent möglich. Das größte Potenzial zur Spitzenlastreduktion in einem deutschen Feldtest findet sich bei B.A.U.M (2014) mit bis zu 30 Prozent durch einen RTP-Tarif, das niedrigste bei Duscha (2013) mit nur 1,6 Prozent mit einem HP-Tarif.

Hillemacher (2014) zeigt anhand eines Feldtests, dass die Lastverlagerung tageszeitlich und saisonal genauso wie werktags und am Wochenende unterschiedlich ausfällt. So sei werktags eine Lasterhöhung durch die Aussendung von Preissignalen möglich, eine Lastabsenkung dagegen nicht. Am Wochenende und an Feiertagen sei das Lastverlagerungspotenzial deutlich symmetrischer. Ferner wirke sich auch die Zeitspanne der Preissignale aus. Lasterhöhung sei bei

<sup>8</sup> Der Studienvergleich beinhaltet auch relativ alte Studien, z.B. Faruqui/Sergici (2009) und Klobasa (2007). Diese werden aber in den anderen untersuchten Publikationen an vielen Stellen zitiert, weshalb sie auch hier Berücksichtigung finden.

längeren Niedrigpreisphasen besser realisierbar als bei kurzen Phasen. Eine Lastabsenkung sei dagegen bereits in kurzzeitigen Hochpreisphasen möglich.

B.A.U.M. (2014) beobachtete in den Feldtests eine höhere Flexibilität im Sommer, an Werk- und Samstagen, morgens und abends. Im Winter, an Sonntagen und tagsüber fiel die Flexibilität geringer aus. Die höchsten saisonalen Flexibilitäten traten in der Übergangszeit auf, wenn Stromheizung, Wärmepumpen und Klimaanlage einbezogen wurden. In den Feldtests hätten sich Geschirrspülmaschinen sowie Kühl- und Gefriergeräte als gut geeignet zur Lastverschiebung erwiesen. Bei Waschmaschinen und Trocknern wären die Kunden dagegen selbst im automatisierten Betrieb skeptisch gewesen.

Nach EWI (2012) besteht das größte Potenzial zur Lastverschiebung im Bereich Heizung und Warmwasser mit 36 Prozent, gefolgt von Kühlsystemen mit 14 Prozent. Weitere steuerbare Geräte wie Waschmaschine, Trockner und Spülmaschine kommen zusammen auf 10 Prozent. Bei Ernst & Young entfallen sogar 85 Prozent des Lastmanagementpotenzials auf Heizen und Warmwasser; auf Kühlen, Gefrieren, Waschen, Trocknen und Spülen jeweils nur ca. drei Prozent.

Im GHD-Sektor liegt das größte Potenzial zur Lastverschiebung laut EWI (2011) im Bereich Beleuchtung (41 %), gefolgt von Kälte/Wärme (13 %) und Belüftung (8 %). Bei Ernst & Young entfallen 54 Prozent auf die Klimatisierung, 38 Prozent auf Wärme/Kälte und auf Belüftung neun Prozent.

Den Untersuchungen kann entnommen werden, dass dynamische variable Tarife besser für Lastmanagement geeignet sind als starre variable Tarife. So fällt die Reduktion der Spitzenlast bei der Echtzeitbepreisung (RTP), stündlich variablen Tarifen (HP) und bei CPP deutlich höher aus als bei der ToU-Bepreisung.

Löschel/Werthschulte (2014) gehen davon aus, dass Haushalte und Unternehmen kaum auf Preisänderungen reagieren würden. Die Preisspreizung müsse groß genug sein. Derzeit gebe es aber nur geringe Preisvariationen. Sie stellen auch infrage, dass die für Anreize zur Lastverschiebung notwendigen Preisspitzen genügend Akzeptanz in der Bevölkerung genießen würden. Die Hans-Böckler-Stiftung (2018) weist darauf hin, dass unter den derzeit gegebenen Rahmenbedingungen lediglich vier bis fünf Cent pro Kilowattstunde für den Vertrieb variabel gestaltbar seien. Hinzu kämen immer sparsamer werdende Haushaltsgeräte. Deshalb sei der technische Aufwand zur Umsetzung variabler Preise höher als das erzielbare Kosteneinsparpotenzial.

### 6.3. Kostensparpotenzial

Das Einsparpotenzial für die Haushaltskunden lag bei B.A.U.M. (2014) bei bis zu 120 Euro pro Haushalt und Jahr (EUR/a). Die Kosteneinsparung im Feldversuch bei Hillemacher (2014) betrug im Durchschnitt 65 bis 75 EUR/a. Ernst & Young (2013) kommt in einer modellgestützten Schätzung auf ein Einsparpotenzial von 2,50 EUR/a in Haushalten mit einem Verbrauch von weniger als 2.000 kWh/a bis 130 EUR/a in Haushalten mit einem Verbrauch von mehr als 6.000 kWh/a.

Ob Investitionen in die notwendige Technik wirtschaftlich seien, sei deshalb fraglich (B.A.U.M. 2014). Die Miete eines Smart-Meters koste zwischen 60 und 105 EUR/a (Hillemacher 2014). Stiftung Warentest schätzt die Kosten auf ca. 100 EUR/a.<sup>9</sup> Ein durchschnittlicher Vier-Personen-Haushalt könnte nur unter den günstigsten Annahmen Kostenvorteile erzielen. Kleinere Haushalte

<sup>9</sup> [Stiftung Warentest \(2010\): Intelligenter Zähler: Revolution im Stromnetz.](#)

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

könnten die Mehrkosten dagegen nicht kompensieren. RWTH Aachen (2016) und acatech (2015) rechnen dagegen nur mit 30 EUR/a pro Haushalt, um das Lastmanagementpotenzial in den deutschen Haushalten zu heben. Hier würden sogar kleinere und mittlere Haushaltsgrößen (ca. 2.000 kWh/a) Kostenvorteile erzielen.

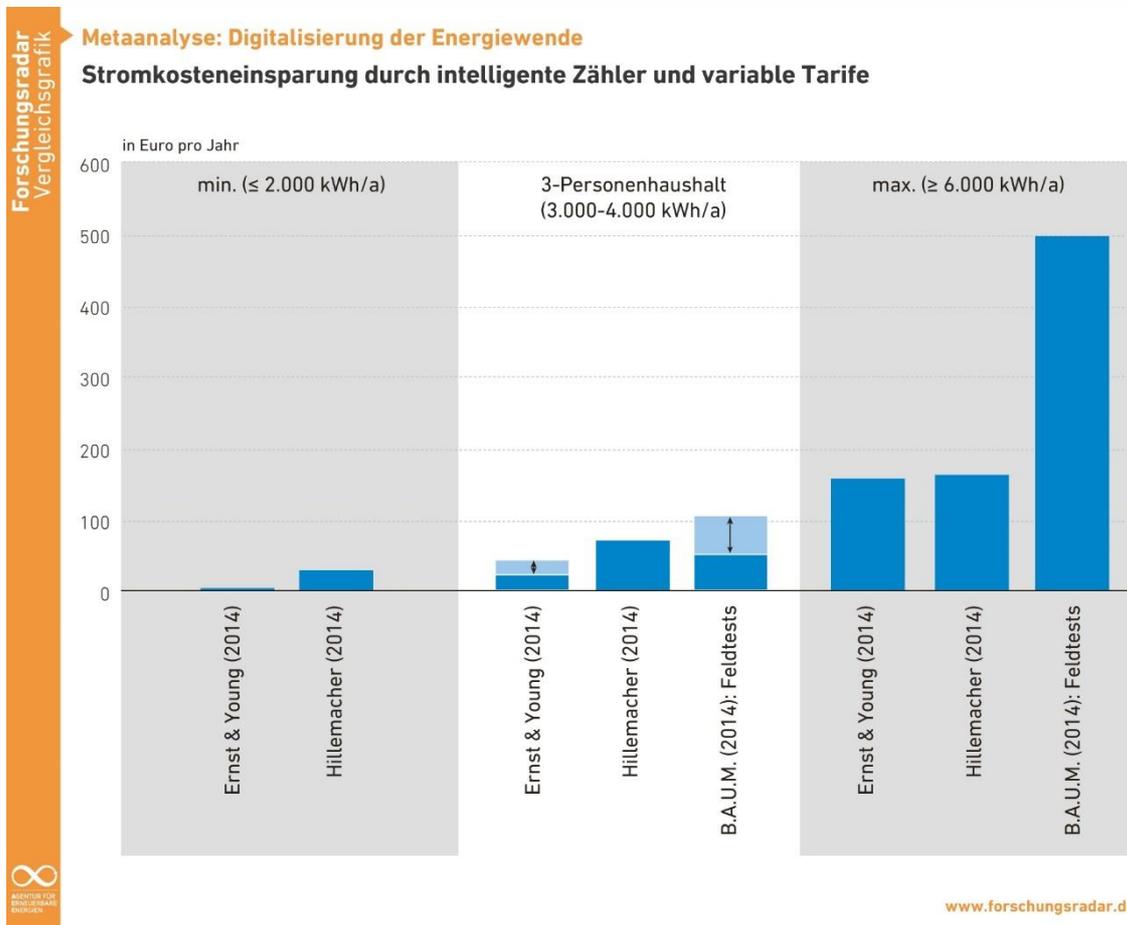


Abb. 8: Kostensparpotenzial in privaten Haushalten durch Digitalisierung

In der Studie von WIK (2015) sind die Investitionskosten für die Informationstechnik bereits berücksichtigt. Hier würde ein Durchschnittshaushalt (3.000 bis 4.000 kWh/a) durch variable Tarife mit Smart Meter bezogen auf das Jahr 2014 netto zwischen 12,33 EUR/a und 39,68 EUR/a mehr bezahlen (ohne Wärmepumpe und Elektrofahrzeug). Auch im Fall eines großen Haushalts (>6.000 kWh/a) könnten sich die Mehrkosten auf insgesamt fast 100 EUR/a belaufen. Kosteneinsparungen ergäben sich nur durch Speicherheizungen (bis zu 173 EUR/a) oder durch Wärmepumpen (bis zu 40 EUR/a). Der Nettonutzen könne aber günstiger ausfallen, wenn in den Haushalten mehrere Anwendungen (z.B. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) zum Einsatz kommen und alle über ein Messsystem gesteuert werden. Schließlich würden sich die Potenziale für die Verbraucher erhöhen, wenn Entgelte und Umlagen dynamisiert werden oder eine Flexibilitätsprämie eingeführt werden würde.

## 7. Energieverbrauch für Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)

Die Digitalisierung bietet perspektivisch die Möglichkeit durch intelligente Steuerung und Automatisierung Energieerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abzustimmen und durch Lastverschiebung Energiekosten zu sparen. Auf der anderen Seite geht mit dem Zuwachs an IKT auch ein höherer Energie- und Ressourcenverbrauch einher. Im Zentrum der Diskussion steht derzeit der immer weiter steigende Stromverbrauch der Rechenzentren. Dieser könne bis 2025 auf bis zu 18,8 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) steigen (Fraunhofer IZM/Borderstep 2015; Grauszenario). Außerdem müssten die Reboundeffekte berücksichtigt werden.

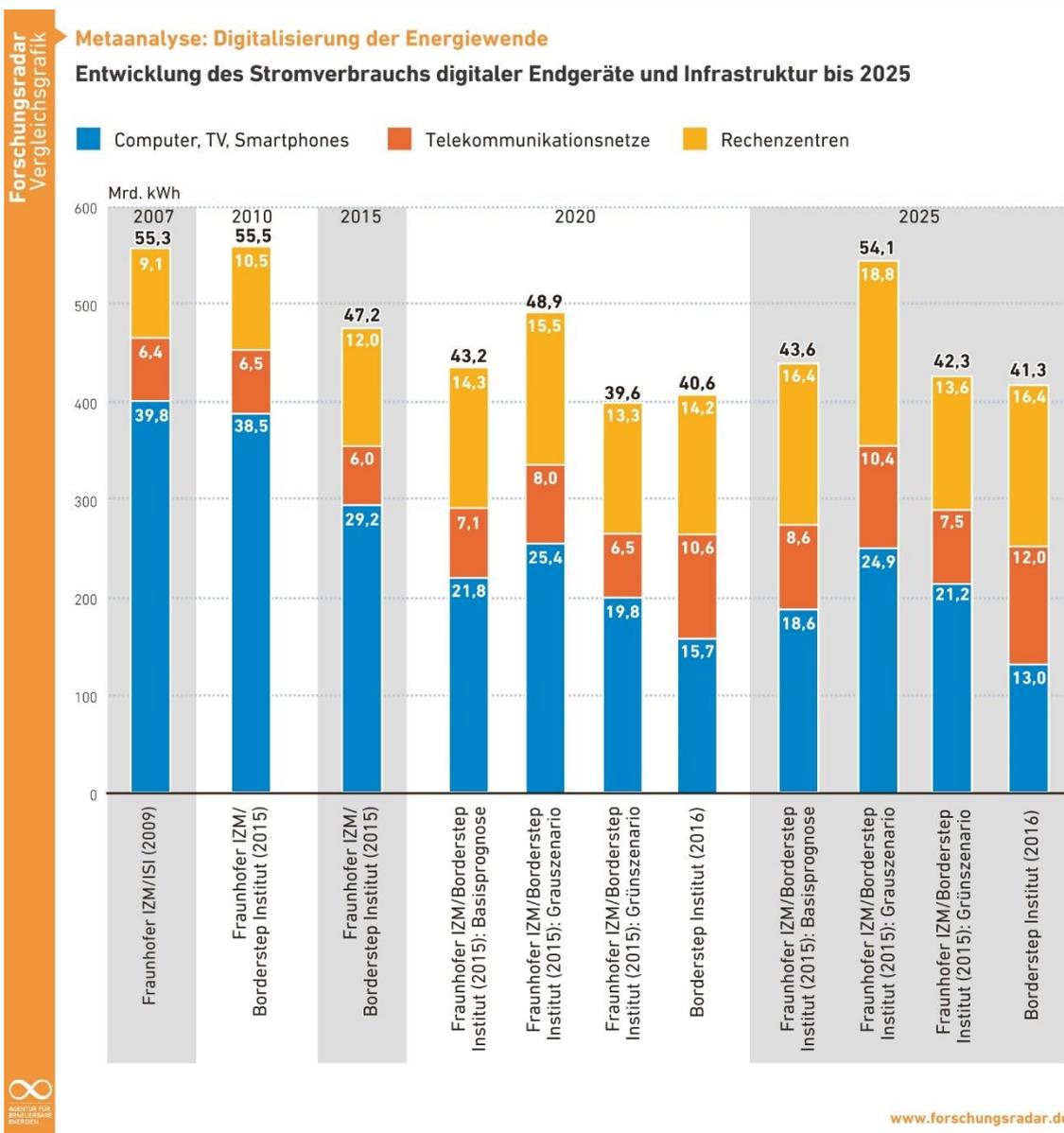


Abb. 9: Energieverbrauch durch IKT

Laut Fraunhofer IZM/Borderstep (2015) und Borderstep (2016) verringert sich der

Energieverbrauch der IKT in Deutschland bis 2025. Bereits in der Vergangenheit sei der Energiebedarf aufgrund immer effizienter werdender digitaler Endgeräte gesunken. Im Gegenzug steige aber der Stromverbrauch der damit zusammenhängenden Infrastruktur, d.h. der Telekommunikationsnetze und der Rechenzentren. Im ungünstigsten Fall könne der Energieverbrauch bis 2025 sogar steigen (Fraunhofer IZM/Borderstep 2015: Grauszenario). Darin sei der Stromverbrauch von Servern außerhalb Deutschlands noch nicht berücksichtigt.

Borderstep (2016) gibt außerdem zu bedenken, dass der Standby-Verbrauch der Schnittstellen bis 2025 auf drei Mrd. kWh steigen wird, langfristig auf bis zu 15 Mrd. kWh. Ein Durchschnittshaushalt müsse mit einem Mehrverbrauch von 330 kWh rechnen, was 100 EUR/a an zusätzlichen Stromkosten bedeuten würde.

## 8. Schlussfolgerungen und Ausblick

Eine zentrale Herausforderung der Digitalisierung wird sein, den Zielkonflikt zwischen der Datensouveränität der Verbraucher auf der einen Seite und dem „Datenhunger“ eines intelligenten Energiesystems auf der anderen Seite zu moderieren. Virtuelle Kraftwerke und Smart Grids sind auf eine hohe Quantität und Qualität von Daten angewiesen. Die komplexen Algorithmen funktionieren umso besser, je mehr „Datenfutter“ sie bekommen.

Die Zusammenfassung der Analysen zu Stärken und Schwächen der Blockchain-Technologie zeigt, dass sie noch vor großen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen steht. Sie muss noch an vielen Stellen weiterentwickelt werden, damit überhaupt die Möglichkeit besteht, sie großflächig einzusetzen. Damit die Blockchain-Technologie ihre Potenziale entfalten kann, müssen noch politische Weichen gestellt werden. So müssten Teilbereiche wie der Regelenergiemarkt liberalisiert werden. Um Anreize für systemdienliches Verhalten zu setzen, müssten die Strompreiskomponenten dynamisch gestaltet werden. Zur Erhöhung der Transaktionsgeschwindigkeiten und zur Reduzierung des Energieverbrauchs müssen alternative Konsensmechanismen entwickelt werden. Interoperabilität zwischen Blockchains muss durch Standardisierung und technologische Verbesserungen hergestellt werden.

Die Analyse zum Lastmanagementpotenzial durch Digitalisierung zeigt, dass schon heute ein erhebliches technisches Potenzial besteht. Feldtests zeigen, dass in der Praxis tatsächlich eine netzdienliche Lastverlagerung erreicht werden kann. Der hohe Investitionsbedarf für die IKT und die beschränkten Möglichkeiten zur Strompreisspreizung stehen dem noch entgegen. Preisvorteile für die Verbraucher und ein erhöhtes Lastmanagementpotenzial ergeben sich erst längerfristig, vor allem durch den höheren Stromverbrauch für Elektromobilität und Wärmepumpen. Je weiter die Sektorenkopplung voranschreitet, desto mehr wird das durch Digitalisierung erschließbare Lastmanagementpotenzial in Haushalten sowie kleineren und mittleren Betrieben in den Blickpunkt geraten.

Nicht missachtet werden darf, dass hinter der Digitalisierung eine Infrastruktur steckt, die einen hohen Energie- und Ressourcenverbrauch aufweist. Den Energieeinsparungen und der intelligenten Energieverbrauchssteuerung steht ein hoher Rechenaufwand gegenüber, der die Effizienzgewinne wieder aufwiegen kann.

## Ausgewertete Literatur und Datenquellen

- ▶ [acatech: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge, Dezember 2015.](#)

Ziel der Studie ist es, verschiedene Möglichkeiten aufzuzeigen, wie das Stromsystem der Zukunft bei hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien ausgestaltet werden könnte. Untersucht werden verschiedene Kombinationen von Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf die Kosten des Systems, den Klimaschutzeffekt und Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Für das Jahr 2050 sehen die Forscher ein Potenzial von insgesamt mehr als 65 Gigawatt an flexiblen Lasten, die über mehrere Stunden verschoben werden können. Es setze sich v.a. zusammen aus Photovoltaik-Batteriesystemen, Batterien in Elektrofahrzeugen und häuslichen Wärmeanwendungen. Gelingt es diese DSM-Potenziale zu erschließen, seien weitere Kurzzeitspeicher wie Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke nicht unbedingt notwendig.

- ▶ [Agora Energiewende: Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030, 2018.](#)

Das Impulspapier geht den Fragen nach, welche flankierenden Maßnahmen notwendig sind, um das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung bis 2030 zu erreichen. Es wird ein Maßnahmenkatalog vorgestellt, mit dem die Stromnetze auf die Integration von 65 Prozent Erneuerbare Energien gelingen kann. Es handelt sich dabei um eine Kombination aus technischen Neuerungen, Regionalsteuerung beim Anlagenzubau und intelligenter Verteilung der Stromflüsse. Bis 2030 werde das Stromnetz vom manuellen Betrieb auf einen automatisierten Netzbetrieb umgestellt.

- ▶ [Bauknecht, Dierk et al.: Nutzen von Smart Grids – Untersuchungen im E-Energy Projekt „eTelligence“, 2011.](#)

Der Fachbeitrag vertritt die These, dass die Implementation von IKT zur Netzsteuerung einen Beitrag zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien leisten kann. Es wird sowohl der ökonomische als auch der ökologische Nutzen von Smart Grids aufgezeigt.

- ▶ [B.A.U.M.: E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte, 2014.](#)

Der Abschlussbericht fasst die Ergebnisse des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekts E-Energy zusammen. E-Energy umfasste sechs Modellprojekte zu Verteilnetzen, Verbrauchsmanagement, Erzeugungsmanagement, Virtuelle Kraftwerke sowie digitale Plattformen und Marktplätze. Sie erforschten die Herausforderungen der Energiewende durch Dezentralisierung und fluktuierende Stromerzeugung für die Versorgungssicherheit. Die technische Funktionalität des Smart Grids sei auf Verteilnetzebene nachgewiesen und Fragen zur Standardisierung, Sicherheit und technischen Reife gelöst worden. Aus den Erkenntnissen wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet. Vorhandene Flexibilitätsoptionen könnten aber nicht erschlossen werden, da ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen nicht genügend Gestaltungsspielraum und Anreize hergäben.

- ▶ [BET Büro für Energiewirtschaft/Bundesverband Erneuerbare Energie \(BEE\): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, 2013.](#)

Die Studie ist im Rahmen der Plattform Systemtransformation des Bundesverbands Erneuerbare Energie erarbeitet worden. Sie stellt die verschiedenen Möglichkeiten zum Ausgleich der zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dar, bewertet sie

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

hinsichtlich ihrer quantitativen Bedeutung und ordnet sie hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende auf der Zeitachse ein.

- ▶ [BET/Ernst & Young: Das Veränderungspotenzial digitaler Technologien in der Energiewirtschaft, 2018.](#)

Die Studie stellt Lösungswege für die Entwicklung und Umsetzung neuer Geschäftsmodelle vor. Es werden Technologien und Geschäftsfelder identifiziert, die nach Ansicht der Autoren ein besonders großes Innovations-, Markt- und Veränderungspotenzial für die Energiewirtschaft aufweisen: Smart Meter, Blockchain, Robotic Process Automation, Internet of Things, Smart Cities, Smart Grids, Virtual Power Plants, Connected Home und Smart Storage. Die Analyse zeige, dass die Geschäftsfelder in der Energiewirtschaft mit dem größten Veränderungspotenzial alle auf digitalen Technologien beruhen.

- ▶ [Blockchain Research Lab: Die Vision eines integrierten Energiemarktes, 2017.](#)

Die Analyse geht der Frage nach, wie die Verknüpfung von Smart Metern, Blockchain und Echtzeitauktionen den Energiemarkt effizienter macht und den Regelleistungsbedarf reduziert. Durch eine Beteiligung aller Verbraucher am Regelleistungsmarkt könnten Ineffizienzen drastisch reduziert werden. Preissignale würden den Verbrauchern den Anreiz geben, zum Ausgleich von Last und Erzeugung beizutragen. Lastspitzen könnten verringert und Bereitstellungslücken umgangen werden. Dadurch sinken die Kosten und die Emissionen der Energiebereitstellung.

- ▶ [Bundesnetzagentur: Digitale Transformation in den Netzsektoren, 2017.](#)

Das Grundsatzpapier untersucht die digitale Transformation in den netzgebundenen Bereichen Telekommunikation, Post, Energie und Eisenbahnen. Diese würden durch die Digitalisierung komplexer und dynamischer. Das eröffne Chancen und Herausforderungen. Es werde zu einer Transformation entlang der gesamten Wertschöpfungskette kommen. Es wird schließlich der regulatorische Handlungsbedarf aufgezeigt.

- ▶ [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft \(BDEW\): Blockchain in der Energiewirtschaft, 2017.](#)

Die Studie gibt eine Einschätzung der technologischen Reife der Blockchain-Technologie und ihres wirtschaftlichen Potenzials. Sie basiert auf Experteninterviews mit Anbietern und Nutzern von Blockchain-Anwendungen. Die Befragten erwarten, dass die Technologie nahezu alle Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft optimieren könne und dabei helfe die steigende Komplexität im zunehmend dezentralen Energiesystem zu bewältigen.

- ▶ [Consetec: Netzstresstest, 2016.](#)

Der Bericht geht im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers TenneT der Frage nach, wie die Erschließung von Innovationspotenzialen im Übertragungsnetz den Netzausbaubedarf verändern würde. Das Zieljahr der betrachteten Szenarien ist das Jahr 2035. Der in den bestehenden Planungen vorgesehene Netzausbau sei in jedem Fall erforderlich. Der darüber hinausgehende Bedarf falle in den Szenarien sehr unterschiedlich aus.

- ▶ [Deutsche Energieagentur \(dena\): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, November 2010.](#)

Die Studie untersucht Systemlösungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem bis 2020 mit Ausblick 2025, um einen Anteil von 39 Prozent Erneuerbarer Energien an der

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Stromversorgung in Deutschland vollständig in das Übertragungsnetz zu integrieren. Es werden u.a. Potenziale, Kosten, technische Anforderungen und konkrete Ausgestaltungsformen von Lastmanagement untersucht. Es werden Möglichkeiten und Potenziale einer Glättung des Lastverlaufs sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das Lastmanagement bestimmt und bewertet. Insgesamt könne der positive Regelleistungsbedarf 2020 zu 60 Prozent durch Lastmanagement gedeckt werden, der negative Regelleistungsbedarf nur zu 2 Prozent. Der Bedarf an Regelkraftwerken zur Deckung der Spitzenlast reduziere sich dadurch um ca. 800 MW.

- ▶ [dena: Chancen und Herausforderungen der digitalen Energiewelt am Beispiel „Pooling“, 2017.](#)

Das Positionspapier erörtert die Chancen und Herausforderungen durch das digitale Zusammenschalten von Stromerzeugungsanlagen, verschiebbaren Lasten sowie Speichern zu einem Verbundsystem. Dadurch soll die Digitalisierung der Energiewelt anhand eines anschaulichen Beispiels veranschaulicht werden. Außerdem werden die wesentlichen Handlungsfelder identifiziert.

- ▶ [Duscha, Markus et al.: Modellstadt Mannheim. Evaluation der Feldtests und Simulationen Endbericht, 2013.](#)

Der Forschungsbericht beschreibt Ziele, Aufbau und Ergebnisse von drei Feldtests in der Stadt Mannheim. In den ersten beiden Feldtests wurde nur die technische Realisierbarkeit, die Ermittlung des Lastverschiebepotenzials mit statischen Strompreissignalen sowie die Akzeptanz der IT im Fokus. Im dritten Feldtest wurde schließlich ein dynamischer Stromtarif angewendet und untersucht, wie die Haushalte in ihrem Verbrauchsverhalten darauf reagieren. Die Stromkosteneinsparungen lagen bei 0,52 Euro und 44,71 Euro pro Monat. Die Preiselastizität lag im Schnitt bei -10,6 Prozent, d.h. bei einer Strompreiserhöhung um 100 Prozent ging der Stromverbrauch durchschnittlich um 10,6 Prozent zurück.

- ▶ [E-Bridge/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft \(IAEW\)/OFFIS: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ \(Verteilnetzstudie\), 2014.](#)

Die Studie untersucht den Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilnetzen und wie dieser gesenkt werden kann. Außerdem wird analysiert welche IKT notwendig ist, welche Umsetzungskonzepte sinnvoll sind und welche Konsequenzen sich aus der zunehmenden IKT-Abhängigkeit auf die Versorgungssicherheit ergeben. Schließlich wird der regulatorische Anpassungsbedarf aufgezeigt. Bis 2032 seien Investitionen in Höhe von 23 bis 49 Mrd. EUR erforderlich. Intelligente Technologien verringerten den Bedarf erheblich. Die Investitionskosten in IKT fielen moderat aus.

- ▶ [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln \(EWI\): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, März 2012.](#)

Die Studie setzt sich mit der Frage auseinander, ob der deutsche Strommarkt geeignet ist, langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit einem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 wird untersucht, inwieweit die zu erwartenden Erlöse auf den Strommärkten ausreichen, um ausreichende Investitionsanreize in Erzeugungskapazitäten zu bieten. Eine Flexibilisierung der Nachfrageseite könne den Bedarf an Back-up-Kapazitäten reduzieren. Die Potenziale für Lastmanagement seien aber zu gering ist, um in einem Energy-only-Markt ausreichend verlässliche Beiträge zur Versorgungssicherheit zu liefern.

- ▶ [Ernst & Young: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter](#)

### [Zähler, 2013.](#)

Das Gutachten gibt eine wirtschaftliche Bewertung der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler in Deutschland ab. Außerdem werden die Rahmenbedingungen untersucht, die eine flächendeckende Ausrüstung von Letztverbrauchern mit intelligenten Messsystemen und Zählern fördern. Die von der EU angestrebte Rolloutquote von 80 Prozent bis 2022 über eine Einbauverpflichtung sei für den Großteil der Verbrauchergruppen wirtschaftlich nachteilig. Selbst unter optimistischen Annahmen würden die Stromeinsparungen und Lastverlagerungen die damit verbundenen Kosten nicht kompensieren. Die Einbauverpflichtung gelte bisher nur für Kundengruppen mit hohem Stromverbrauch, bei denen ein hohes Stromeinspar- und Lasterverlagerungspotenzial bestehe. Doch auch hier ergibt sich im Szenario kein wirtschaftlicher Vorteil. Erst durch die Möglichkeit zu einem aktiven Einspeisemanagement könne ein positiver Nettokapitalwert erzielt werden. Ein hohes Potenzial von Smart Metering liege also nicht in der reinen Verbrauchsmessung, sondern als Element eines intelligenten Netzes. Der größte Nutzen ergebe sich durch einen reduzierten Netzausbaubedarf.

### ▶ [Faruqi, Ahmad/Sergici, Sanem: Household Response to Dynamic Pricing of Electricity – A Survey of the Experimental Evidence, Januar 2009.](#)

Die Analyse wertet die Ergebnisse von 15 Feldtests mit variablen Stromtarifen aus. Sie zeigten, dass Haushalte auf hohe Preise durch Verbrauchssenkung reagierten. Die Höhe der Verbrauchsverlagerung hänge von mehreren Faktoren ab: die Preisspanne, das Vorhandensein einer Klimaanlage und die Anwendung von IT (vernetzte Thermostate, Schnittstellen zur Fernsteuerung der Haushaltsgeräte). Je nach Tariftyp und Technologie sei eine Spitzenlastreduktion zwischen 3 und 44 Prozent erreicht worden. Die Autoren gehen weiter davon aus, dass die Investitionskosten für die notwendigen intelligenten Zähler zu 60 Prozent über das Weiterreichen der Systemkosteneinsparungen an die Verbraucher finanziert werden könnten. Die fehlenden 40 Prozent könnten über Einsparungen bei den Stromerzeugungskosten gedeckt werden.

### ▶ [Forschungsstelle für Energiewirtschaft \(FfE\): Die Blockchain-Technologie. Chance zur Transformation der Energieversorgung?](#)

Die Studie beschreibt unterschiedliche Ausprägungsarten der Blockchain-Technologie. Sie zeigt zudem die technischen Zusammenhänge der Technologie auf sowie bestehende Herausforderungen und Lösungsansätze zu ihrer Überwindung. Abschließend werden die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten für die Blockchain-Technologie aufgezeigt und aktuelle Projekte in der Energiewirtschaft dargestellt.

### ▶ [Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik \(IWES\)/Energy Brainpool/BEE: Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte, Januar 2015.](#)

Die Studie untersucht, welche politischen Weichenstellungen vorgenommen werden sollten, um Flexibilitätshemmnisse im Strommarkt abzubauen und zusätzliche Flexibilitäten zu erschließen. Zu diesem Zweck erörtern die Autoren Flexibilitätspotenziale, bestehende Hemmnisse in Fördersystemen und sonstigen regulatorischen Rahmenbedingungen und Ansätze zu ihrer Beseitigung. Darüber hinaus suchen sie nach weiteren Möglichkeiten, Flexibilitätsoptionen auf der Erzeugungs- und der Nachfrageseite technologieoffen und wettbewerbsfähig zu erschließen. Den wesentlichen Ansatz für mehr Flexibilität im Stromsystem sehen die Autoren in der Weitergabe und Stärkung des Preissignals aus dem Spotmarkt an die Marktakteure sowohl auf der

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite. Die bestehenden Tarifstrukturen geben der Studie zufolge den Stromverbrauchern keine Anreize, sich an die aktuelle Angebots- und Nachfragesituation anzupassen. Um das Preissignal für den Endverbraucher zu stärken, sei es sinnvoll, die EEG-Umlage und die Netzentgelte dynamisch zu gestalten. Ihre Höhe solle jeweils die Situation am Spotmarkt bzw. in den Stromnetzen spiegeln. Um den Kurzfristhandel zu unterstützen, seien Anpassungen bei der Datenbereitstellung und der Handlungsoptionen sinnvoll. Dazu gehörte zum Beispiel die Übermittlung von Messwerten in Echtzeit an die Bilanzkreisverantwortlichen und die Stärkung des Viertelstundenhandels.

► [Friedrich-Ebert-Stiftung \(FES\): Blockchain in der Energiewirtschaft, 2016.](#)

Der Fachbeitrag erläutert die Funktionsweise der Blockchain und stellt Chancen und Risiken gegenüber. Die Blockchain-Technologie könne eine Schlüsselfunktion für die Energiewende ausfüllen. Ihr Potenzial sei vielversprechend, v.a. ihr Beitrag zur Dezentralisierung und Demokratisierung des Energiesystems. Es bestünde aber noch ein technischer Verbesserungsbedarf und regulatorische Fragen müssten beantwortet werden.

► [Frontier Economics/FORMAET: Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Juli 2014.](#)

Die Studie untersucht die Funktionsfähigkeit des bestehenden Strommarktdesigns (Energy-Only-Markt, EOM) im Hinblick auf die mittel- bis langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Grundsätzlich sei der Energy-Only-Markt in der Lage, zu den geringstmöglichen Kosten Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings müssten sich im Stromgroßhandelsmarkt echte Knappheitspreise bilden können, damit die Marktdynamik und Investitionen mittel- bis langfristig zunehmen. Insgesamt gelte es, durch entsprechende Maßnahmen sicherzustellen, dass mögliche Knappheitssituationen spürbare ökonomische Auswirkungen bei allen Marktteilnehmern hätten. Erzeuger oder Nachfrager, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, müssten dies positiver merken als im heutigen Regime. Nachfrageflexibilität könne erheblich zur Funktionsfähigkeit des EOM beitragen.

► [Germanwatch: Chancen und Risiken der Blockchain für die Energiewende, 2018.](#)

Das Hintergrundpapier beschreibt die Funktionsweise, Anwendungsbereiche und Chancen sowie Risiken und Handlungsbedarf der Blockchain-Technologie. Ihre Eigenschaften wie Dezentralität, Kryptographie und konsensbasierte Entscheidungsfindung böten Vorteile gegenüber etablierten Technologien. Die Energiewende könne durch Blockchains eine neue Dynamik entfalten. Machtstrukturen und Marktrollen in der Energiewirtschaft würden sich ändern. Aus reinen Verbrauchern würden „Prosumer“. Energieversorger würden verstärkt Dienstleistungsanbieter. Von überzogenen Hoffnungen in die Technologie rät der Autor ab. Sie werde zunächst eine Ergänzung zum bestehenden Energiemarkt sein, kein Ersatz. Sie könne die Energiewende zwar beschleunigen, aber nicht die notwendigen politischen Weichenstellungen ersetzen.

► [Hans-Böckler-Stiftung: Digitalisierung in der Energiewirtschaft. Technologische Trends und ihre Auswirkungen auf Arbeit und Qualifizierung, 2018.](#)

Die Studie fokussiert sich auf die Auswirkungen und Folgen der fortschreitenden Digitalisierung. Sie basiert neben einer Literaturanalyse auch auf Experteninterviews und Workshops. Im Bereich der Energieerzeugung und der Netze sei v.a. der Trend zur vorausschauenden Anlagen- und Netzwartung zu beobachten. Durch Automatisierung könnten Arbeitsplätze in Abrechnung und Kundenmanagement, Netz- und Anlagensteuerung sowie Zählerablesen wegfallen. Dem stünde

neue Beschäftigung in den Bereichen Netzausbau, Projektarbeit, Datenanalyse, Kundenkommunikation sowie neue Geschäftsfelder und Dienstleistungen wie Elektromobilität und intelligente Gebäudetechnik gegenüber.

- ▶ [Hillemacher, Lutz: Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden, 2014.](#)

Die Dissertation untersucht, ob und in welchem Ausmaß eine Lastverschiebung von privaten Haushalten durch variable Stromtarife angeregt werden kann. Anhand der Daten eines Feldversuchs wird die Reaktion der Haushaltskunden auf dynamische Preissignale überprüft. Es werden zudem Einflussfaktoren auf das Verbraucherverhalten, wie Tages- und Jahreszeit sowie Preisstufen berücksichtigt. Der Autor stellt fest, dass variable Strompreise praktikabel seien. Es habe sich gezeigt, dass die Lastverlagerung tageszeitlichen, saisonalen und tagesstypbedingten Schwankungen unterliege. Auch die Tarifstufenkombination habe einen Einfluss auf die Lastverschiebung. Der Untersuchung des Lastverschiebepotenzials folgt abschließend eine ökonomische Betrachtung hinsichtlich der Skalierbarkeit, d.h. eine Abschätzung der Kosteneinsparpotenziale aus Sicht der Haushalte.

- ▶ [Institut für ökologische Wirtschaftsforschung \(IÖW\): Das Smart Grid aus technischer und marktlicher Perspektive, Juli 2014.](#)

Die Studie betrachtet die technische und marktliche Dimension des Smart Grids. Es werden die Zeithorizonte untersucht, wann verschiedene Technologien und Marktfelder anwendungsreif und attraktiv sein werden. Als Technologiefelder wurden der Stromnetzausbau, erneuerbare Energieerzeuger, Energiespeicher, IKT, Smart Meter, Lastmanagement, virtuelle Kraftwerke sowie das Smart Home identifiziert. Unter Marktfelder werden das zukünftige Strommarktdesign, last- und zeitvariable Tarife sowie staatliche Förderung und Gesetze gefasst. Zentrale Herausforderungen ergäben sich in Zusammenhang mit Regulierungen und Standards, wirtschaftliche Faktoren sowie Technologiefragen. Darunter fielen der Ausbau des Stromnetzes, Standards für eine einheitliche Sprache in der IKT oder ansteuerbare Geräte für das Lastmanagement und das Smart Home. Davon am weitesten fortgeschritten seien die politischen Regelungen. Die Umsetzung des intelligenten Energieversorgungssystems könne ab ca. 2020 begonnen werden, da hier alle Technologiefelder den Status der Anwendungsreife erreicht hätten. Nach weiteren ca. 8 Jahren würde das Gesamtsystem attraktiv.

- ▶ [Jessee, Katrina/ Rapson, David: Knowledge Is \(Less\) Power: Experimental Evidence from Residential Energy Use, in: American Economic Review, 104 \(4\): 1417-38, 2014.](#)

Der Fachbeitrag untersucht den Effekt von Informationen in Echtzeit zum Energieverbrauch auf die Preiselastizität des Strombezugs. Die Autoren stellen fest, dass variable Preise das Verbrauchsverhalten beeinflussen können. Sie reduzieren zudem Energieverbrauch und dadurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromverbrauchs im Haushaltssektor um ein bis zwei Prozent.

- ▶ [Löschel, Andreas/Wertschulte, Madeline: Smart Energy zur Flexibilisierung und Senkung des Energieverbrauchs – Handlungsoptionen und offene Fragen, 2017.](#)

Der Fachbeitrag beschäftigt sich mit dem Lastverschiebepotenzial privater Haushalte sowie der Industrie und dessen Beitrag zur Integration der Erneuerbaren Energien. Es wird schließlich den Fragen nachgegangen, ob Lastverschiebung durch variable Tarife möglich ist und ob Echtzeitinformationen das Verbrauchsverhalten beeinflussen.

- ▶ [Office of Gas and Electricity Markets \(ofgem\): Demand Side Response, Juli 2010.](#)

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Das Diskussionspapier des Office of Gas and Electricity Markets (ofgem) betrachtet, wie die Flexibilisierung des Stromverbrauchs privater Haushalte zur Versorgungssicherheit beitragen sowie finanziellen und ökologischen Mehrwert generieren kann. Die in diesem Projekt getroffenen Annahmen einer Spitzenlastreduktion um 5 bis 10 Prozent würde zu einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 0,5 Prozent führen.

- ▶ [PricewaterhouseCoopers \(PwC\): Blockchain – Chance für Energieverbraucher? 2016.](#)

Die Studie untersucht im Auftrag der Verbraucherzentrale NRW das Potenzial der Blockchain-Technologie aus Sicht der Energieverbraucher. Dabei werden Erfahrungen der Blockchain in anderen Branchen (v.a. im Finanzsektor) sowie Erfahrungen im Energiebereich in anderen Ländern beschrieben. Als nächstes werden die energierechtlichen Rahmenbedingungen und die regulatorischen Herausforderungen aufgezeigt. Abschließend werden die Chancen und Risiken der Blockchain aus Verbrauchersicht bewertet. Im Ergebnis sei die Technologie vielversprechend und habe das Potenzial zunächst Teilbereiche und langfristig den gesamten Energiemarkt gravierend zu verändern. Viele Fragen, v.a. rechtlicher Natur, seien aber noch offen.

- ▶ [Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen \(RWTH\): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge, April 2016.](#)

In dem Fachvortrag werden verschiedene Stromszenarien im Jahr 2050 vorgestellt. Dabei wird die Residuallast abgeleitet, d.h. der Strombedarf, der nicht von den fluktuierenden Erneuerbaren Energien abgedeckt werden kann. Daraufhin werden die Flexibilitätsoptionen untersucht, die diese Lücken füllen können. Es wird unterschieden zwischen kurzfristiger Flexibilität (z.B. Batteriespeicher, Lastmanagement) und Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung längerer Zeiträume (z.B. flexible Kraftwerke, Biogasanlagen, Power-to-Gas).

- ▶ [Saelem, Hanne/Grande, Ove. S.: Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway, April 2011.](#)

Der Fachbeitrag wertet die Ergebnisse eines Pilotprojekts mit Fokus auf Haushalte, die mithilfe von intelligenten Zählern, Fernsteuerung und variablen Preisen ihren Stromverbrauch flexibilisierten. Demnach könnten die Hälfte der norwegischen Haushalte insgesamt 4,2 Prozent der Spitzenlast verschieben.

- ▶ [Stamminger, Rainer/Anstett, Verena: Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff modell, 2013.](#)

Die Autoren werten die Ergebnisse eines Feldtests mit 67 beteiligten Haushalten aus, die mit intelligenten Zählern und 41 davon mit vernetzten Geräten ausgestattet wurden. Der Stromtarif wechselte dabei stündlich, abhängig von der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse zeigen, dass die Motivation der Stromverbraucher ihre Energiekosten zu senken alleine nicht ausreicht. Dafür seien die Einsparungen zu gering. Zusätzlich müssten die Verbraucher das Gefühl bekommen, zum Umweltschutz beizutragen. Der maximale Potenzial zur Lastverschiebung betrage 10 Prozent. Die maximale Preisspanne zwischen dem günstigsten und dem teuersten Tarif betrug 60 Prozent, was noch relativ gering sei. Mit höheren Preisspannen könne sich der Verbrauch noch weiter flexibilisieren.

- ▶ [Stiftung Neue Verantwortung: Welche Chancen ein digitales Energie-Marktdesign bietet, 2017.](#)

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Das Impulspapier stellt die Ergebnisse einer über mehrere Monate laufenden Konsultation von 30 Experten vor. Der Autor entwickelt verschiedene Marktdesign-Szenarien für die Digitalisierung in der Energiewirtschaft, bewertet diese und gibt Handlungsempfehlungen. Der Autor schlussfolgert, dass ein auf Digitalisierung ausgerichtetes Marktdesign das Potenzial besitze, Kosten zu reduzieren, die Effizienz zu verbessern und Akteure besser einzubinden. Neben den Chancen der Digitalisierung zeigt er die Grenzen des derzeitigen Marktdesigns und die notwendigen politischen Weichenstellungen für eine digitale Energiewelt auf.

- ▶ [Stötzer, Martin/Gronstedt, Philipp/Styczynski, Zbigniew: Demand Side Management Potential. A Case Study for Germany, Juni 2011.](#)

Der Fachbeitrag zeigt Lastmanagementpotenzial im Haushalt, im GDH-Bereich und in der Industrie auf. Im Haushalt sei ein positives Potenzial von 5,4 GW und ein negatives von 23,8 GW vorhanden, im GHD-Sektor 6,5 GW, in der Industrie 2,8 GW. Gleichzeitig könnten allerdings nur 5,2 GW aktiviert werden. Bis 2020 könne das Potenzial aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen auf 4,6 GW sinken.

- ▶ [Weltenergiematr: Blockchain – digitaler Treiber für die Energiewende, in: Weltenergiematr: Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, S. 7-30, 2017](#)

Der Beitrag bildet das Schwerpunktthema der Broschüre „Energie für Deutschland“. Darin wird aufgezeigt, welche Potenziale in der Blockchain-Technologie stecken und wie sie nutzbar gemacht werden können. Vorreiter in der Energiebranche werden vorgestellt. Die Autoren erwarten, dass die Technologie 2019 bis 2020 in der Energiewirtschaft Fuß fasst und Anwendungen marktreif werden. Sie werde sich als Standard im transaktionsintensiven Energiesektor etablieren.

- ▶ [Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste \(WIK\): Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten, 2015.](#)

Die Kurzstudie untersucht die Voraussetzungen für variable Tarife und deren monetäre Auswirkungen auf die Verbraucher. Es wurden fünf verschiedene Haushaltsgrößen definiert. Wärmepumpen, Speicherheizungen und Elektrofahrzeuge wurden separat berechnet. Die Berechnungen erfolgen anhand von drei variablen Stromtarifen. Entgegen andere Analysen nimmt der Nutzen variabler Stromtarife mit steigender Haushaltsgröße ab. Es zeige sich, dass variable Tarife aktuell keinen Mehrwert bringen.

- ▶ [Wolak, Frank A.: Do Residential Customers Respon to Hourly Prices? Evidence from a Dynamic Pricing Experiment, 2011.](#)

Der Fachbeitrag bedient sich der Ergebnisse eines Feldtests zu dynamischen Strompreisen im District of Columbia in den Vereinigten Staaten. Ziel der Analyse ist es, zu zeigen, ob sich die Lastverlagerung durch stündlich variierende Tarife (HP) von Preissignalen mit längeren Zeitspannen unterscheidet. Das Ergebnis zeige, dass die Spitzenlastreduktion durch HP ähnlich hoch ausfällt, wie bei Preissignalen mit längeren Zeitspannen.

Bearbeiter:

## Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende

Magnus Maier

Weitere Informationen und Grafiken finden Sie im Forschungsradar Energiewende:

[www.forschungsradar.de](http://www.forschungsradar.de).

Kontakt:

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Magnus Maier

Referent für Energiewirtschaft

Tel: 030-200535-55

E-Mail: [m.maier@unendlich-viel-energie.de](mailto:m.maier@unendlich-viel-energie.de)

[www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages