

FACHARTIKEL

Die Digitalisierung des Energiesystems muss unter nachhaltigen Prämissen erfolgen

Die Energiewende erfordert einen Umbau des Energiesystems und durch die Dezentralisierung auch eine zunehmende Digitalisierung zur Einbindung und Flexibilisierung aller Akteur:innen. Die Digitalisierung ist aber gestaltbar und sollte unter ökologischen und sozialen Prämissen erfolgen.

Von Swantje Gährs, Astrid Aretz, Friederike Rohde und Hendrik Zimmermann

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 die gesamte Stromversorgung treibhausgasneutral bereitzustellen und den Energiebedarf um 50 Prozent zu senken. Beide Ziele zusammen bilden die Grundlage einer nachhaltigen Energieversorgung. Der Anteil Erneuerbarer Energien am deutschen Strommix liegt aktuell bei 42,1 Prozent des Bruttostromverbrauches (UBA 2020), was mit Herausforderungen für den Netzbetrieb sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsebene verbunden ist. Denn Energie ist nicht mehr kontinuierlich verfügbar, sondern schwankend. Viele kleine, räumlich verteilte Erzeugungseinheiten machen eine größere Flexibilität im Energiesystem notwendig. Dadurch nimmt auch eine wachsende Zahl an Akteur:innen durch kleinteilige Interaktionen am Energiemarktgeschehen teil, indem sie beispielsweise mit Photovoltaik-Anlagen, Windenergieanlagen oder Wärmepumpen selbst Strom oder Wärme erzeugt und zum Teil auch in die Netze einspeist. Mit dieser Dezentralität und Akteur:innenvielfalt steigen jedoch auch die Komplexität des Energiesystems und dessen Steuerungs- und Regelungserfordernisse. Damit eine Versorgung mit nahezu 100 Prozent erneuerbaren Energien überhaupt möglich ist, müssen die Lastflüsse im Energiesystem und die Netze intelligent gesteuert werden. Die Digitalisierung mit der Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien, Big Data, lernenden Systemen und neuen digitalen Lösungen sowie den darauf basierenden Geschäftsmodellen wird daher als wichtige Voraussetzung zur erfolgreichen Energiewende gesehen (dena 2016). Es werden wesentlich mehr Informationen über Netzzustände gebraucht, da zusätzlich Speicher integriert und die Verknüpfung mit anderen Sektoren wie Mobilität und Wärme koordiniert werden müssen. Durch digitale Technologien, so die Vision, können Energieflüsse in Echtzeit gemessen, gesteuert und gehandelt werden. Die physikalischen Veränderungen im Energiesystem erfordern jedoch auch neue Koordinationsformen (z.B. Strommarktdesign) und neue regulatorische Rahmenbedingungen. Treiber dieser Zukunftsvision sind demnach politische Zielsetzungen und Prozesse (z.B. der Klimaschutzplan 2050 oder das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende), Akteur:innen auf dem Markt, die versuchen, neue Geschäftsfelder zu erschließen oder Prozesse zu automatisieren und flexibilisieren (vgl. z.B. Maier 2018, Lied 2017) sowie auch eine starke Zivilgesellschaft, die die Veränderungen nicht nur akzeptiert, sondern auch durch politischen Druck sowie neue Ideen und Kooperationen fördert.

Flexible Verbraucher:innen und neue Koordinationsformen

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz haben Verbraucher:innen die Möglichkeit bekommen, auch als Erzeuger:innen von erneuerbarem Strom aktiv am Strommarkt teilzunehmen. Zunächst war die Rolle dieser so genannten Prosumer:innen auf die Erzeugung des Stroms und dessen vollständige Einspeisung in das Stromnetz beschränkt. Durch den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms wurde jedoch der Gestal-

tungsspielraum deutlich vergrößert. Verbraucher:innen konnten selbst steuern, zu welchen Zeiten sie elektrische Geräte in ihrem Haushalt einschalten und damit den Eigenverbrauch mitbestimmen, der gegenüber der Einspeisung des Stroms wirtschaftlicher ist. Automatische Steuerungen und Stromspeicher haben diesen Spielraum noch vergrößert. Mit der Digitalisierung können aus einzelnen Akteur:innen auf Haushaltsebene durch deren Vernetzung und Aggregation auf Quartiersebene neue Organisationsformen und zusätzliche Flexibilitätsoptionen geschaffen werden. Entwicklungen wie der nähräumliche Eigenverbrauch (Peer-to-Peer oder Bürger:innen-Stromhandel) oder auch lokale bzw. regionale Strommärkte, bei denen Betreiber:innen ihren Überschussstrom direkt an andere Verbraucher:innen verkaufen, sind zwar derzeit durch gesetzliche Rahmenbedingungen noch schwierig zu realisieren, ihre Umsetzung wurde jedoch in Pilotprojekten¹ schon erfolgreich gezeigt.

Diese Entwicklungen stärken die Rolle der Verbraucher:innen im Energiemarkt. Dies entspricht den Zielen des „Clean Energy Package“ der EU, die bis Ende 2020 von allen EU-Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden sollen (Europäisches Parlament 2019). Gleichzeitig ermöglicht es Verbraucher:innen Flexibilität bereitzustellen, die zur Stabilisierung des Stromsystems beitragen kann. Es ist sinnvoll, dass vor allem größere Stromverbraucher:innen den eigenen Verbrauch managen und an Marktsignale anpassen. Diese Flexibilisierung muss stärker gefördert werden. Weitere Speicher, wie sie etwa durch die Elektromobilität aufkommen, würden dieses Potenzial nochmal deutlich vergrößern. Dies erfordert jedoch einen enormen Koordinationsbedarf, der nicht nur durch digitale Lösungen geregelt werden kann, sondern auch ein neues Strommarktdesign erfordert.

Digitalisierte Netzsteuerung im Smart Grid

Durch die erhöhte Komplexität im Energiesystem im Zuge räumlich verteilter und zeitlich schwankender Energieeinspeisung wird die gleichmäßige Auslastung der Netze immer herausfordernder. Das Risiko instabiler Netzzustände steigt. Durch intelligente Stromnetze (Smart Grids) soll diese Komplexität gemeistert und eine Stabilität der Stromnetze gesichert werden. In einem Smart Grid werden neben der Energie auch Daten transportiert, die es Netzbetreiber:innen ermöglichen, in kurzen Abständen Informationen zu Stromproduktion, -transport, -speicherung und -verbrauch zu erhalten. Sie können so zum Beispiel genau wissen, wann und wo eine dezentrale Erzeugungsanlage Strom ins Netz einspeist. Die größere Verfügbarkeit von Daten durch Sensorik (insbesondere durch intelligente Messsysteme) erlaubt den Netzbetreiber:innen eine bessere Erfassung ihres Netzes und – bei vorhandener Aktorik² – auch steuernd einzugreifen. Dadurch können auch bei einem hohen Anteil dezentraler Stromerzeugung jederzeit eine stabile Netzsituation gewährleistet und vorhandene Netze höher ausgelastet werden (Expertengruppe Intelligente Energienetze 2019).

Einige anstehende Herausforderungen im Hinblick auf Smart Grids sind jedoch noch nicht gemeistert. So gibt es zwar Regeln, die es ermöglichen, dass Netzbetreiber:innen bei Netzengpässen einzelne Erzeuger:innen oder Verbraucher:innen abschalten dürfen, um einen Stromausfall zu vermeiden. Ungeklärt ist aber, nach welchen wirtschaftlichen und technischen Kriterien die Auswahl der Abschaltungen in einem komplexen Kontext aus einer Vielzahl von Optionen funktionieren soll. Hier sollen Algorithmen und digitale Tools unterstützen. Auch ist zwar grundsätzlich die Zuständigkeit zwischen Verteilnetzbetreiber:innen und Übertragungsnetzbetreiber:innen nach Netzebenen im bisherigen Energiesystem geklärt. Doch die veränderten

¹ z.B. der Tal.Markt der Stadtwerke Wuppertal

Rollen, wenn es vielschichtige Wechselwirkungen zwischen diesen Ebenen gibt, sind noch in der Aushandlung. Ebenso ungeklärt ist, wie der Zugriff auf die erhobenen Daten organisiert wird und welche Plattformen sich dafür eignen.

Die materielle Basis des digital vernetzten Energiesystems

Eine Notwendigkeit für das Erreichen der Klimaschutzziele ist die Senkung des absoluten Energieverbrauchs. Nur durch die Reduktion um 50 Prozent bis 2050 ist eine vollständige Umstellung auf Erneuerbare Energien überhaupt realistisch“ (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2020). Doch rechtfertigen die für die Digitalisierung benötigten Ressourcen, Datenflüsse und ggf. zusätzlichen Energiebedarfe die dadurch zu erzielenden Einsparungen? Insbesondere die Herstellung ist bei digitalen Geräten mit hohem Energieaufwand verbunden. So verursacht die Herstellung einer modernen Messeinrichtung (IMS) (ohne Smart-Meter-Gateway) beispielsweise nach eigenen Berechnungen aufbauend auf Sias (2017) 91 kg CO₂-Äquivalente, während ein Ferraris-Zähler bei ca. 8 kg CO₂-Äquivalenten liegt. Auch der Stromverbrauch im Betrieb liegt etwas höher bei einer IMS, wenn man den Smart Meter Gateway hinzunimmt. Für eine umfassende Bewertung der Umweltwirkung müssen auch Lebensdauer, Energieverbräuchen von Datacentern und Produktionsbedingungen betrachtet werden (see Pohl et al. this issue).

Der Inanspruchnahme von Energie und Ressourcen müssen nun die positiven Wirkungen der digitalen Technologien gegenübergestellt werden. Diese sind zunächst dort zu erwarten, wo die digitale Technik eingebaut wurde, und können erwartete Effizienzgewinne betreffen. Zum Beispiel liegt die Stromeinsparung bei Einsatz einer Wetterprognosesteuerung in einem Mehrfamilienhaus jährlich zwischen 4 und 20 Prozent (Hengstenberg 2018; Oschatz und Mailach 2017) und bei einer Online-Effizienzüberwachung zwischen 2,5 und 5 Prozent (Hermann et al. 2019). Die erwarteten Effizienzgewinne können jedoch durch die Anschaffung zusätzlicher vernetzter Geräte wieder gemindert werden.

Gerade im Strombereich zielt die Digitalisierung häufig auf positive Wirkungen auf einer höheren Ebene ab. Eine wichtige Wirkebene aber in der Netzsteuerung, die durch das Wissen über die Netzzustände und das Verbrauchsverhalten zu einer besseren Auslastung der Stromnetze bei gleichzeitig hohem Anteil an Erneuerbaren Energien führen soll. Eine ähnliche systemische Wirkung wird bei fernsteuerbaren Lasten wie Wärmepumpen erwartet. Bei der Steuerung flexibler Lasten ist die Erwartung, dass sich eine digital koordinierte Lastverschiebung einerseits positiv auf die Netze auswirkt und andererseits zu einer verringerten Abregelung von erneuerbaren Energien führt.

Die intendierten Wirkungen eines digitalisierten Energiesystems können also sehr vielfältig sein. Gleichzeitig sind sie an vielen Stellen noch sehr ungewiss. Erste Studien weisen dennoch darauf hin, dass im Bereich Smart Energy Systems die erreichten Einsparungen größer sind als die negativen Umweltwirkungen durch die Herstellung und den Betrieb von Sensorik, Messgeräten und IKT sowie Datentransfer (Ipsen et al. 2019).

Neue Verwundbarkeiten

Das zukünftige Leben und Wirtschaften mit einer wachsenden Anzahl an elektrischen und elektronischen Geräten beruhen maßgeblich auf einer stabilen und zuverlässigen Stromversorgung. Digitalisierte Stromnetze bergen Risiken für Angriffe, welche die Versorgungssicherheit gefährden können. Dadurch wird das System verletzbarer, seine sogenannte Vulnerabilität steigt. Vor dem Hintergrund solcher potentiell katastrophaler und ökonomisch sowie sozial kaum tragbarer Folgen ist die Frage der Vulnerabilität und Resilienz des Stromversorgungssystems zentral.

In der derzeit stattfindenden fundamentalen Transformation des Stromsystems bietet sich die Möglichkeit, Resilienzstrategien in das Design des Stromsystems zu integrieren. Ein wesentliches Augenmerk liegt hierbei auf der Granularität der Systemarchitektur. Damit ist die Größe des kleinsten zu stabilisierenden Netzelements der Stromversorgung gemeint. Ob granulare Systeme systemimmanent als resilienter zu bewerten sind, wird derzeit in Fachkreisen diskutiert (z. B. Hirschl et al. 2018). Einigkeit besteht darüber, dass zentral ausgerichtete Systeme andere Verwundbarkeiten aufweisen können als dezentral ausgerichtete Systeme: So sind zentrale Komponenten höchst verwundbar, weil deren Ausfall weitreichende Folgen für die Systemstabilität haben kann, während von kleiner dimensionierten Komponenten in einem dezentralen System nicht so weitreichende Folgewirkungen ausgehen. Andererseits wird eine Verwundbarkeit in der Vielzahl ähnlicher Systemkomponenten (wie Bauteile, Software, Protokolle und Standards) gesehen, die möglicherweise schlechter gesichert oder gewartet werden und daher in der Gesamtheit ein Angriffsziel darstellen. Deshalb wird die Diversifizierung der Systemkomponenten und der Software als eine Strategie gesehen, die Verwundbarkeit zu reduzieren (acatech 2017). In diesem Zusammenhang wird auch die Nutzung von offenen Standards und Open Source Software diskutiert (Pohl et al. 2020). Ebenso ist die Bereitstellung von Redundanzen eine wichtige weitere Maßnahme, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies geht jedoch mit einem erhöhten Ressourcenbedarf einher. Zudem sind die Themen IT-Sicherheit sowie Datenschutz und Datensicherheit in einem digitalisierten Energiesystem von Bedeutung. In Deutschland ist im IT-Sicherheitsgesetz geregelt, wie Messstellenbetreiber:innen ihre Systeme vor Manipulation und Zugriff von außen schützen müssen. Aus Perspektive der Verbraucher:innen könnte ein besserer Datenschutz durch verständlichere AGB mit privacy-by-design und privacy-by-default und durch eine strenge e-privacy-Verordnung gewährleistet werden.

Soziale Aspekte eines digitalisierten Energiesystems

Die sozialen Aspekte eines digitalisierten Energiesystems zeigen sich auf verschiedenen Ebenen. Die Digitalisierung hat zunächst Auswirkungen auf die Kosten für Verbraucher:innen. Eine intelligente Netzsteuerung kann beispielsweise durch einen Beitrag zur Netzstabilisierung perspektivisch die Kosten des Netzbetriebs und damit die Netzentgelte senken. Da Netzentgelte einen großen Anteil an den Strompreisen ausmachen und Strompreise regressiv wirken, ist insbesondere die Ausstattung der Netze von Mittel- bis Höchstspannung mit Sensorik und Aktorik erstrebenswert.

Die Digitalisierung des Netzbetriebes kann darüber hinaus sozialen Ausgleich befördern: So könnte ein Rechenalgorithmus, der die Transaktionskosten gering hält, eine günstige horizontale Gleichverteilung der Verteilnetzentgelte ermöglichen. Das kann Menschen auf dem Land (mit wenigen Netzanschlüssen in der Nachbarschaft) oder in Regionen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (und dadurch starken Netzzustandsschwankungen) finanziell entlasten.

Auch der Einsatz von Smart Metern in der Niederspannung hat das Potenzial, langfristig die Gesamtsystemkosten und damit Kosten auch für sozial schlechter gestellte Menschen zu senken (Faruqi et al. 2010). Smart Meter rentieren sich derzeit vor allem für Menschen mit Energietechnologien wie Solaranlage, Hauspeicher oder Elektroauto oder bei einem besonders hohen Stromverbrauch, weshalb relativ gesehen die Kosten dieser Verbrauchsgruppen stärker gesenkt werden. Aus sozialer Sicht sollten daher die Kosten von Smart Metern für Geringverbraucher:innen (anteilig) staatlich finanziert werden. Smart Meter sollen durch ausreichend Sensorik und Aktorik Flexibilität ermöglichen und anreizen, und die physikalischen Potentiale der Flexibilität ausschöpfen. Dafür sind marktseitig variable Preissignale notwendig, die zum Beispiel mittels variabler Netzentgelte umgesetzt werden können. Smart Meter können Verbraucher:innen in die Lage versetzen ihren Stromverbrauch stärker kostenorientiert zu regeln. Sogenannte Pre-Payment-Meter (PPM) mit einer Vorkassefunktion können beispielsweise zur Entlastung von Mahnabteilungen in Unternehmen

beitragen (Kopatz 2012). Diese werden derzeit allem bei sozial schlechter Gestellten genutzt und häufig wird ein Teil des Ladungsbetrages zur Tilgung von Schulden eingesetzt. Dies soll verhindern, dass sich sozial schlechter Gestellte (weiter) verschulden. Gerade in energiearmen Haushalten sind Energieeinsparpotentiale jedoch gering. Schuldentilgung und Stromverbrauch werden in der Regel nicht separat wahrgenommen, was der besseren Kontrolle eigener Verbräuche entgegenwirkt (Berger 2017). Da die Verantwortung für die Versorgung durch PPM auf die Verbraucher:innen abgewälzt wird, kann es in finanziellen Notlagen zu sogenannten „Selbstabschaltungen“ kommen (Coutard & Guy 2007). Wo zuvor Menschen Nachsicht walten lassen konnten, entscheidet dann die Technik ohne Empathie (Ingram et al. 2007). Neben der Beleuchtung fallen jedoch auch Kühlschränke, Kochmöglichkeiten oder das Internet aus. Strom- und Lichtlosigkeit können in der Nachbarschaft wahrgenommen werden und zu Stigmatisierungen führen. Die Folgekosten trägt häufig die Gesellschaft (Reibling & Jutz 2017). Dem Einsatz von PPM ist daher unter sozialen Gesichtspunkten zu widersprechen.

Jenseits dieser Kostenfrage wird durch die Digitalisierung die Einbindung von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen und damit häufig auch die Teilhabe von Bürger:innen an der Energieversorgung ermöglicht. Digitale Technologien ermöglichen neue Versorgungsstrukturen, die allen, wenn nicht als Erzeuger:in, so doch zumindest als Verbraucher:in, eine Partizipation ermöglichen. Damit jedoch nicht nur Haus- oder Grundeigentümer:innen profitieren, müssen die Rahmenbedingungen für Mieterstrom deutlich verbessert werden. Darüber hinaus sind gemeinschaftliche Eigenversorgung oder peer-to-peer-Handel vielversprechende Modelle, die in Zukunft eine immer größere Bedeutung bekommen können. Damit wird die Rolle der Bürger:innen gestärkt. Gleichzeitig eröffnet sich die Chance, die Teilhabe am Energiesystem und die Akzeptanz für die Transformationserfordernisse des Energiesystems (z.B. Ausbau der erneuerbaren Energien) zu erhöhen.

Politische Steuerung zwischen Energiemarkt und Netzregulation

Die Digitalisierung des Energiesystems bringt neue Herausforderungen im Hinblick auf die politische Steuerung mit sich. Die Komplexität der Steuerung im Spannungsfeld zwischen stark reguliertem Netzbetrieb und liberalisiertem Energiemarkt wächst.

Mit dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“³, dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“⁴ sowie dem „Grünbuch Energieeffizienz“⁵ als Ergebnis von Konsultationsprozessen im BMWi wurden wichtige regulatorische Grundlagen gelegt. Bedeutende Herausforderungen auf regulatorischer Ebene liegen in den Bereichen digitales Messwesen, Flexibilität der Letztverbraucher:innen sowie Schaffung von Rahmenbedingungen für neue Geschäftsmodelle (z.B. flexible Tarife). So hat sich beispielsweise im Zuge des Smart Meter-Rollouts gezeigt, dass es zunächst gar keine Geräte auf dem Markt gab, die den hohen Sicherheitsanforderungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) genügten. Mittlerweile wurden hier Fortschritte erzielt, etwa indem die Frage, wer wann auf welche Daten aus intelligenten Messsystemen zugreifen darf, künftig in das Prinzip der sternförmigen Kommunikation etabliert wird. Es beinhaltet, dass die Messdaten im Smart-Meter-Gateway aufbereitet und direkt mittels Ende-zu-Ende-Verschlüsselung den entsprechenden Akteuren zur Verfügung gestellt werden.

³ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33

⁴ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4

⁵ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=26

Darüber hinaus gibt es im Bereich der Flexibilisierung der Verbrauchsseite noch viele ungeklärte rechtliche Fragestellungen, die derzeit im Rahmen einer Überarbeitung des §14a EnWG diskutiert werden. Dies betrifft insbesondere Fragen der Ausgestaltung netzdienlicher Flexibilität. Es darf jedoch kein zu starker Schwerpunkt auf kleine, private Verbraucher:innen gelegt werden und es muss auf Regionen mit starkem Ausbau erneuerbarer Energie fokussiert werden. Offene Fragen gibt es auch im Bereich der Regelungen von Speichern als Verbrauchsanlagen und der Harmonisierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), die aktuell in Bearbeitung sind (Ernst & Young 2020).

Die künftige Herausforderung für die Digitalisierung des Energiesystems besteht insbesondere darin, die politische Gestaltung in Einklang mit technischen Entwicklungen zu bringen und dabei nicht nur die Versorgungssicherheit, Verlässlichkeit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung, sondern auch den Klima- und Ressourcenschutz, den Datenschutz und die soziale Gerechtigkeit im Blick zu behalten. Diese Aspekte der Nachhaltigkeit sollten im Zentrum der Ausgestaltung eines digitalisierten Energiesystems stehen.

Literatur

- acatech (2017): Das Energiesystem resilient gestalten: Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung. Berlin.
- Berger, T. (2017): Energie prepaid. Sozio-technische Implikationen im Management energiearmer KonsumentInnen durch Prepayment-Meter. In: Großmann, K. et al. (Hrsg., 2017): Energie und soziale Ungleichheit. Springer VS. Wiesbaden.
- Coutard, O., Guy, S. (2007): STS and the City Politics and Practices of Hope. In: Science, Technology, & Human Values 32 (6): 713-734.
- Dena (2016): Grundsatzpapier der Plattform Digitale Energiewelt.
- Europäisches Parlament (2019): Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.
- Expertengruppe Intelligente Energienetze (2019): Nutzen und Anwendungen Intelligenter Energienetze.
- Faruqi, A., Sergici, S., Sharif, A. (2010): The impact of informational feedback on energy consumption – A survey of the experimental evidence. In: Energy 35 (4): 1598-1608.
- Hengstenberg, Johannes (2018): Die vorausschauende Steuerung von Heizanlagen - Vortrag von Johannes Hengstenberg. Oktober.
- Hermann, Laurenz, Peter Hennig, Sebastian Metzger, Martin Köhrer, Larissa Pauser, Daniel Yanev, Andreas Homburg und Matthias Knauff (2019): Energiemonitoring und Informationsaustausch bei Geräten und Anlagen (Zählerstudie). Endbericht. Berlin: BAFA, BMWi, UBA.
- Hirschl, Bernd; Aretz, Astrid; Bost, Mark; Tapia, Mariela; Gößling-Reisemann, Stefan (2018): IKT und Stromversorgung: Potenziale und Risiken der Kopplung in Bezug auf Vulnerabilität und Resilienz. Schlussbericht. Berlin, Bremen.
- Ingrim, J., Shove, E., Watson, M. (2007): Products and Practices: Selected Concepts from Science and Technology Studies and from Social Theories of Consumption and Practice. In: Design Issues 23 (2): 3-16.
- Ipsen, K. L., Zimmermann, R. K., Nielsen, P. S., & Birkved, M. (2019). Environmental assessment of Smart City Solutions using a coupled urban metabolism—life cycle impact assessment approach. The International Journal of Life Cycle Assessment, 24(7), 1239-1253.

- Kopatz, Michael (2012): Energiearmut lindern: Prepaid statt Sperre. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (11): 90-92.
- Lied, Andreas (2017): Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft. München: Becker Büttner Held Consulting AG.
- Maier, Magnus (2018): Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- O’Sullivan, K.C., Howden-Chapman, P.L., Fougere, G. (2011): Making the connection: The relationship between fuel poverty, electricity disconnection, and prepayment metering. In: Energy Policy 39 (2): 733-741.
- Oschatz, Bert und Bettina Mailach (2017): Kurzstudie Energieeinsparungen Digitale Heizung. Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden.
- Pohl, Johanna, Lorenz M. Hilty und Matthias Finkbeiner (2019): How LCA contributes to the environmental assessment of higher order effects of ICT application: A review of different approaches. Journal of Cleaner Production 219 (Mai): 698–712.
- Pohl, J., Höfner, A., Albers, E., Rohde, F.: Missing Link (2020): Nachhaltige Hard- und Software - für eine bessere (IT-)Welt. <https://www.heise.de/hintergrund/Missing-Link-Nachhaltige-Hard-und-Software-fuer-eine-bessere-IT-Welt-4851588.html>
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität
- Reibling, N., Jutz, R. (2017): Energiearmut und Gesundheit. Die Bedeutung von Wohnbedingungen für die soziale Ungleichheit im Gesundheitszustand. In: Großmann, K. et al. (Hrsg., 2017): Energie und soziale Ungleichheit. Springer VS. Wiesbaden.
- Sias, Glenn Gregory (2017): Characterization of the Life Cycle Environmental Impacts and Benefits of Smart Electric Meters and Consequences of their Deployment in California. Los Angeles: University of California.
- Umweltbundesamt (2020): Erneuerbare Energien in Zahlen.

AutorInnen und Kontakt

Dr. Swantje Gähns ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am IÖW und forscht unter anderem an den Auswirkungen der Digitalisierung auf das Energiesystem.

Dr. Astrid Aretz ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am IÖW und befasst sich mit verschiedenen Aspekten einer nachhaltigen Energieversorgung.

Friederike Rohde ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am IÖW und forscht zu sozialen Themen der Digitalisierung.

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gemeinnützig, Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin. Tel.: +49 30 884594-0; E-Mail: mailbox@ioew.de

Hendrik Zimmermann ist Referent für Energiewendeforschung und Digitale Transformation bei Germanwatch.

Germanwatch e.V., Stresemannstr. 72, 10963 Berlin. Tel: +49 30 2888 356-72, E-Mail: zimmermann@germanwatch.org

Redaktion: Janina Longwitz

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter: www.germanwatch.org/de/19979

März 2021

Herausgeber: Germanwatch e.V.

Büro Bonn

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Tel. +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Internet: www.germanwatch.org

Büro Berlin

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 2888 356-0, Fax -1

E-Mail: info@germanwatch.org

Mit finanzieller Unterstützung des/der Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Für den Inhalt sind alleine das IÖW und Germanwatch verantwortlich.

