

# Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich

Von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Friedrich Kunz und Claudia Kemfert

Ausgehend von einem niedrigen Niveau ist die Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern in Deutschland in den letzten Jahren deutlich gewachsen. Diese Entwicklung ging insbesondere auf den gegenläufigen Trend von Haushaltsstrompreisen und Einspeisetarifen sowie eine staatliche Förderung der Speicher zurück. Verschiedene Argumente sprechen dafür, dass die batterieunterstützte solare Eigenversorgung im Kontext der Energiewende künftig eine positive Rolle spielen könnte. Dazu gehören die Berücksichtigung entsprechender KonsumentInnenpräferenzen, die Steigerung der Akzeptanz der Energiewende und private Partizipationsmöglichkeiten an entsprechenden Investitionen sowie eine Entlastung der Verteilnetze. Die solare Eigenversorgung bringt jedoch auch potenzielle Nachteile mit sich, insbesondere in Hinblick auf die ökonomische Effizienz.

Im Vergleich zu einem rein auf die Eigenversorgung fokussierten Betrieb dezentraler Speicher sinken die Gesamtkosten im Stromsystem, wenn die Speicher systemorientiert betrieben werden und für weitere Aktivitäten im Strommarkt zur Verfügung stehen. Dies zeigt eine am DIW Berlin durchgeführte Modellanalyse. Die Politik sollte daher darauf hinwirken, dass Photovoltaik-Batteriesysteme möglichst systemorientiert ausgelegt und betrieben werden. Im Gegenzug sollte die EEG-Umlagepflicht für eigenerzeugten Solarstrom abgeschafft werden. Daneben sollten Mieterstrommodelle nicht benachteiligt und die solare Eigenversorgung in energiepolitisch relevanten Politikenszenarien adäquat berücksichtigt werden. Die politischen Rahmenbedingungen für Photovoltaik-Batteriespeicher müssen so ausgestaltet werden, dass unerwünschte Effekte minimiert werden.

Im Kontext der Energiewende ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von ungefähr drei Prozent im Jahr 2000 auf 31,5 Prozent im Jahr 2015 gestiegen.<sup>1</sup> Bis zum Jahr 2025 strebt die Bundesregierung einen Anteil von 40 bis 45 Prozent an, im Jahr 2050 sollen es mindestens 80 Prozent sein.<sup>2</sup>

Neben der Windkraft und der Bioenergie hat die Photovoltaik einen großen Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland; im Jahr 2016 waren es gut 20 Prozent. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien bieten sich dezentrale Solarenergieanlagen besonders für die Eigenversorgung an: Strom aus Aufdachanlagen, die auf privaten oder gewerblichen Gebäuden installiert sind, kann ohne Einspeisung in das Stromnetz direkt vor Ort genutzt werden. Die photovoltaische Stromerzeugung deckt sich jedoch nur teilweise mit der Nachfrage vor Ort. So ist die Stromerzeugung in der Mittagszeit am höchsten, die Verbrauchsspitze in Privathaushalten liegt dagegen in der Regel in den Abendstunden. Daher erreichen Haushalte mit Aufdach-Photovoltaikanlagen in Europa ohne weitere Maßnahmen typischerweise nur Eigenversorgungsanteile von circa 30 bis 37 Prozent.<sup>3</sup> Diese Anteile lassen sich weiter steigern, wenn die Photovoltaikanlage mit einem dezentralen Batteriespeicher gekoppelt wird.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> BMWi (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand: Dezember 2016 (online verfügbar, Abgerufen am 7. März 2017. Dies gilt auch für alle anderen Onlinequellen in diesem Bericht).

<sup>2</sup> Diese Ziele sind unter anderem in §1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verankert.

<sup>3</sup> Sylvain Quoilin et al. (2016): Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. *Applied Energy* 182: 58–67.

<sup>4</sup> Dieses Konzept wird auch Prosumage genannt: *producing, consuming* und *storage*. Hier wird Prosumage definiert als solare Eigenversorgung von grundsätzlich immer noch netzverbundenen (Klein-)Verbrauchern mit Hilfe von Batteriespeichern. Die Begriffe *Prosuming* und Eigenstromversorgung werden im Allgemeinen etwas weiter gefasst; sie können auch andere erneuerbare Energien, andere Energiespeichertechnologien, nachfrageseitige Maßnahmen sowie gewerbliche oder industrielle Großverbraucher und Off-Grid-Anwendungen mit einschließen.

In diesem Wochenbericht wird die mögliche Rolle einer solchen batterieunterstützten Eigenversorgung aus Photovoltaikanlagen im Kontext der Energiewende in Deutschland beleuchtet. Dabei wird davon ausgegangen, dass Eigenversorgung betreibende Haushalte weiterhin mit dem Verteilnetz verbunden bleiben und in vielen Stunden nach wie vor Strom aus dem Netz beziehen oder in das Netz einspeisen. Es wird ein Überblick gegeben über Argumente, die für oder gegen eine Ausweitung dieses Konzepts sprechen, über die Anreize für die Eigenversorgung aus Solaranlagen mit Batteriespeichern sowie über die Entwicklung dieses Marktsegments in Deutschland. Mögliche Systemeffekte werden mit Hilfe eines quellenoffenen Optimierungsmodells ermittelt.<sup>5</sup>

### Die Eigenversorgung mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern bietet Chancen...

In der energiepolitischen Debatte werden verschiedene Argumente für oder gegen eine Ausweitung der batterieunterstützten Eigenversorgung aus Photovoltaikanlagen angeführt.<sup>6</sup> Einige dieser Argumente sind nur aus bestimmten Perspektiven gültig, beispielsweise aus Sicht von Anlagen- oder Stromnetzbetreibern; andere beziehen sich eher auf die volkswirtschaftliche oder Systemperspektive.<sup>7</sup> Als impliziter Vergleichsmaßstab dient im Folgenden ein zentral optimiertes System ohne dezentrale Speicher, aber mit vergleichbaren erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten.

### Präferenzen von KonsumentInnen, Partizipation und höhere Akzeptanz der Energiewende

StromverbraucherInnen können Präferenzen für die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien und eine vom

Stromnetz sowie klassischen Energieversorgern zumindest zeitweise unabhängige Stromversorgung haben.<sup>8</sup> Befragungen haben gezeigt, dass derartige Präferenzen wichtige Treiber für die Installation von Batteriespeichern sind.<sup>9</sup> Welcher Anteil aller KonsumentInnen derartige Präferenzen hat und wie stark diese ausgeprägt sind, ist jedoch nicht bekannt.

Eine Eigenstromversorgung aus Solarstrom kann aus Sicht der VerbraucherInnen auch den Vorteil mit sich bringen, dass ihre Elektrizitätskosten sich für den durch Eigenversorgung gedeckten Anteil ihres Strombedarfs von den Entwicklungen am Strommarkt abkoppeln und dies einen Teil der Ausgaben für Strom planbarer macht.<sup>10</sup>

Auch könnte die batterieunterstützte solare Eigenversorgung die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung erhöhen, da sie für viele VerbraucherInnen die Möglichkeit einer aktiven Partizipation bietet. Die Erschließung privater Dachflächen für Photovoltaikanlagen könnte dadurch erleichtert werden. Zudem dürfte die Akzeptanz höher sein als bei größeren Infrastrukturprojekten, beispielsweise beim Übertragungsnetzausbau, großen Stromerzeugungsanlagen oder Pumpspeicherprojekten – allerdings dürfte sich derartige Infrastruktur durch den Ausbau dezentraler Photovoltaik-Batteriespeichersysteme nur teilweise ersetzen lassen.

Genauso könnte die solare Eigenversorgung privates und vergleichsweise zinsgünstiges Kapital für im Kontext der Energiewende benötigte Investitionen aktivieren.<sup>11</sup> Dieses Argument ist jedoch nur in dem Maße plausibel, in dem die derart angereizten dezentralen Investitionen aus Sicht des Gesamtsystems auch sinnvoll sind. So besteht beispielsweise bei Stromspeichern derzeit kaum Bedarf für zusätzliche Investitionen.<sup>12</sup>

<sup>5</sup> Dieser Wochenbericht basiert auf einem im März 2017 erschienenen Fachartikel, vgl. WolfPeter Schill, Alexander Zerrahn, Friedrich Kunz (2017): Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6(1): 7–31. Eine was die Modellierung betrifft etwas detailliertere Fassung ist auch als DIW Diskussionspapier 1637 erhältlich (online verfügbar). Teile dieser Arbeit wurden im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts RealValue (Horizon 2020, Grant Agreement 646116) entwickelt.

<sup>6</sup> Hier werden ohne Anspruch auf Vollständigkeit nur ausgewählte Argumente präsentiert. Eine etwas erweiterte Diskussion der Vor- und Nachteile des Konzepts findet sich in Schill, Zerrahn, Kunz (2017) a. a. O.

<sup>7</sup> Vgl. International Energy Agency (2014): Residential prosumers – drivers and policy options (RE-PROSUMERS). IEA-RETD. September 2014 (Revised version of June 2014) (online verfügbar); vgl. auch Council of European Energy Regulators (2016): CEER Position Paper on Renewable Energy Self-Generation. September 2016 (online verfügbar); vgl. aktuell auch Agora (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte (online verfügbar). In einem etwas weiteren, multidisziplinären Kontext werden Vor- und Nachteile von eher dezentralen (d. h. eigenversorgungsorientierten) und eher zentralen Versorgungskonzepten auch im Rahmen des Leibniz-Forschungsverbands Energiewende untersucht, vgl. Weert Canzler et al. (2016): Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 4/2016. Im Erscheinen.

<sup>8</sup> Vgl. RWTH (2016): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016. ISEA, RWTH Aachen. Vergleiche auch Tilmann Rave (2016): Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neoinstitutionalistische Perspektiven. ENERGIO – Working Paper Nr. 8, Juli 2016 (online verfügbar).

<sup>9</sup> Vgl. Swantje Gährs, Katrin Mehler, Mark Bost, Bernd Hirschl (2015): Acceptance of Ancillary Services and Willingness to Invest in PV-storage-systems. *Energy Procedia* 73: 29 – 36; sowie Christian A. Oberst, Reinhard Madlener (2015): Prosumer Preferences Regarding the Adoption of Micro-Generation Technologies: Empirical Evidence for German Homeowners. FCN Working Paper 22/2014 (online verfügbar).

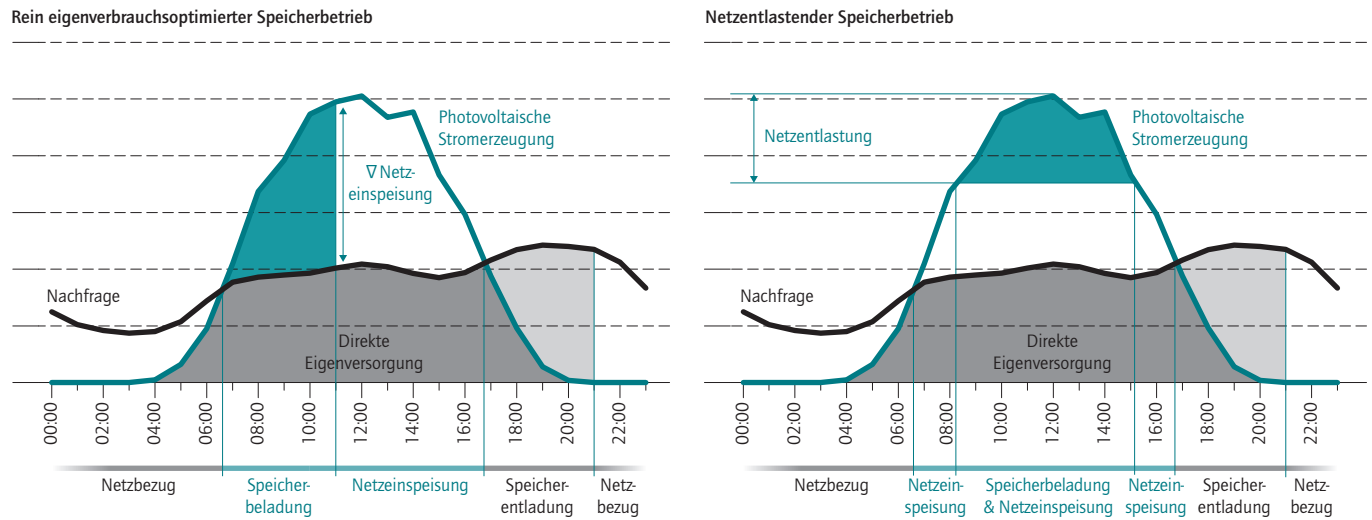
<sup>10</sup> Vgl. Joern Hoppmann et al. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39: 1101–1118.

<sup>11</sup> Vgl. Jürgen Blazejczak et al. (2013): Energiewende erfordert hohe Investitionen. DIW Wochenbericht Nr. 26.

<sup>12</sup> Vgl. WolfPeter Schill, Jochen Diekmann, Alexander Zerrahn (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht Nr. 10.

Abbildung 1

**Illustrative Tagesverläufe von Nachfrage, Stromerzeugung und Speicherbetrieb bei solarer Eigenversorgung**  
Leistung in kW (illustrativ)



Dargestellt ist ein illustratives Standardlastprofil für 2013 basierend auf ESTW AG (2017) (online verfügbar).

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Schill et al. (2017) a. a. O.

© DIW Berlin 2017

Bei netzentlastendem Speicherbetrieb werden sowohl die maximale Netzeinspeisung als auch die Einspeisegradienten verringert.

**Entlastung der Stromnetze**

An Photovoltaikanlagen gekoppelte Batteriespeicher können bei entsprechender Betriebsweise dazu beitragen, die Verteilnetze zu entlasten. Durch eine netzorientierte Speicherbetriebsweise kann beispielsweise der Höchstwert der Netzeinspeisung der Solaranlage gegenüber einem Vergleichsfall mit nicht netzorientiertem Speicherbetrieb reduziert werden (Abbildung 1). Gleiches gilt für die zeitliche Änderung der Netzeinspeisung (Gradienten). Somit kann der Bedarf für Verteilnetzinvestitionen verringert werden. Ob die dadurch eingesparten Kosten des Verteilnetzausbaus höher oder niedriger liegen als die Speicherkosten, dürfte stark von den spezifischen Gegebenheiten in einzelnen Netzen und der Kostenentwicklung der Batteriespeicher abhängen. In jedem Fall erfordert ein derartiger Speicherbetrieb entsprechende Ladestrategien, beispielsweise auf Basis von Prognoseverfahren oder Fernsteuerung, sowie entsprechende Anreize für die Eigentümer der Systeme.<sup>13</sup> Falls

der Netzausbaubedarf im Bereich der Übertragungsnetze aus Spitzen in der solaren Stromerzeugung resultiert, könnten dezentrale, an Photovoltaikanlagen gekoppelte Batteriespeicher den Investitionsbedarf möglicherweise auch auf dieser Netzebene verringern.

**Weitere ökonomische Argumente**

Daneben könnte die batterieunterstützte solare Eigenversorgung bei den betreffenden Haushalten ein erhöhtes Bewusstsein für bisher ungenutzte Potenziale zur Flexibilisierung und Effizienzsteigerung des Stromverbrauchs schaffen und möglicherweise entsprechende Verhaltensänderungen anregen.<sup>14</sup> Umgekehrt könnte eine Eigenversorgung mit als preiswert wahrgenommenem Solarstrom Energieeffizienz-Anstrengungen aber auch konterkarieren. Darüber hinaus kann die solare Eigenversorgung den weiteren Ausbau von kleinen Photovoltaikanlagen bei tendenziell niedrigeren Einspeisetarifen für den nicht selbst verbrauchten Strom – und damit auch bei geringeren EEG- Förderkosten – ermöglichen.

<sup>13</sup> Ein weitgehend systemdienlicher Speicherbetrieb kann beispielsweise mit Hilfe von Prognosestrategien auch ohne Fernsteuerung erreicht werden. Vgl. Johannes Weniger et al. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin. Juni 2015 (online verfügbar); sowie Janina Moshöver et al. (2015): Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. Applied Energy 137: 567-575.

<sup>14</sup> Vgl. für den Fall von Smart Metern Martin Anda, Justin Temmen (2014): Smart metering for residential energy efficiency: The use of community based social marketing for behavioural change and smart grid introduction. Renewable Energy 67: 119-127.

## ... birgt aber auch Risiken

### Effizienzverluste

Zieht man als Vergleichsmaßstab ein zentral optimiertes Stromsystem mit vergleichbaren Erzeugungskapazitäten, aber ohne dezentrale Solarspeicher heran, so führt die batterieunterstützte solare Eigenversorgung zu Mehrkosten beziehungsweise Effizienzverlusten. Wenn die Fluktuationen von solarer Stromerzeugung und Stromnachfrage zu einem größeren Teil lokal, das heißt am Standort der Anlage, ausgeglichen werden, können die Kostenvorteile eines großräumigen Stromverbunds mit teilweise komplementären Last- und Stromerzeugungsprofilen nur in geringerem Maße realisiert werden.<sup>15</sup> Auch die im Übertragungsnetz bereits vorhandenen zentralen Speicher sowie andere erzeugungs- oder nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen werden weniger genutzt. Zudem können am Eigenverbrauch orientierte dezentrale Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher aus System Sicht zu klein dimensioniert und geographisch ungünstig verteilt sein.<sup>16</sup> Auch der Betrieb dezentraler Photovoltaik-Speicher-Kombinationen kann gegenüber einer systemorientierten Betriebsweise unvorteilhaft sein, wenn er beispielsweise zu hohen zeitlichen Gradienten der Netzeinspeisung führt.<sup>17</sup>

### Verteilungseffekte

Abhängig von der regulatorischen Ausgestaltung von Strompreisbestandteilen wie Netzentgelten, Umlagen und Steuern kann die batterieunterstützte solare Eigenversorgung unerwünschte Verteilungseffekte mit sich bringen. Dabei stehen insbesondere die Netzentgelte in vielen Ländern im Zentrum der Debatte. Noch auf längere Sicht dürften sich die meisten solaren EigenversorgerInnen nicht vollständig vom Stromnetz abkoppeln<sup>18</sup>, sondern in den für die Auslegung der Netze relevanten

<sup>15</sup> Vgl. für eine europäische Illustration derartiger Verbundvorteile beispielsweise Markus Haller, Sylvie Ludig, Nico Bauer (2012): Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy* 47: 282-290; sowie für ein US-Beispiel Alexander E. MacDonald et al. (2015): Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO<sub>2</sub> emissions. *Nature Climate Change* 6: 526-53.

<sup>16</sup> Eigenversorgungs-orientierte Solaranlagen dürften in der Regel eher klein dimensioniert sein, so dass vorhandene Dachflächen nur teilweise genutzt werden. Zudem gibt es bei dezentralen Speichern Skaleneffekte, sodass kleine Einheiten im Vergleich zu größeren (zentraleren) Systemen relativ teuer sind. Vgl. auch Severin Borenstein (2015): The private net benefits of residential solar PV: the role of electricity tariffs, tax incentives and rebates. NBER Working Paper 21342 (online verfügbar); sowie Europäische Kommission (2015): Commission Staff Working Document: Best practices on Renewable Energy Self-consumption. SWD (2015) 141 final. Brüssel, 15. 7. 2015 (online verfügbar).

<sup>17</sup> Vgl. rechter Teil der Abbildung 1 sowie für ein illustratives Fallbeispiel Richard Green, Iain Staffell (2017): 'Prosumage' and the British electricity market. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6(1): 33-50.

<sup>18</sup> Für einzelne Märkte in den USA wird argumentiert, dass auch eine vollständige Netzzabkopplung mittel- bis langfristig für viele VerbraucherInnen rational sein könnte; vgl. Rocky Mountain Institute (2014): *The Economics of*

Stunden nach wie vor Strom aus dem Netz beziehen, beispielsweise an Tagen mit hoher Nachfrage und geringer solarer Einspeisung. In einem solchen Fall führt eine verstärkte solare Eigenversorgung unter der Annahme einer weiterhin energiebasierten Abrechnung von Netzentgelten (das heißt pro Kilowattstunde, kWh) tendenziell dazu, dass die praktisch unveränderten Kosten der Aufrechterhaltung der Stromnetze stärker von denjenigen VerbraucherInnen getragen werden, die keine solare Eigenversorgung betreiben können.

Dabei sind die Verteilungswirkungen tendenziell regressiv, also zugunsten besser situerter Haushalte, da die batterieunterstützte solare Eigenversorgung ein entsprechendes Hausdach sowie kapitalintensive Investitionen erfordert. Abhilfe könnte eine stärker leistungsorientierte Ausgestaltung von Netzentgelten und anderen energiebezogen abgerechneten Bestandteilen der Haushaltsstrompreise schaffen.<sup>19</sup> In Hinblick auf die EEG-Umlage sollte ein regressiver Effekt allerdings derzeit kaum auftreten, unter anderem da EigenstromversorgerInnen das EEG-Konto durch vermiedene Einspeisevergütungen entlasten.

## Anreize für Eigenversorgung mit Photovoltaik-Batteriespeichern in Deutschland

Grundsätzlich ist die batterieunterstützte Eigenversorgung aus Solarstrom in den meisten Ländern noch nicht wirtschaftlich. In Deutschland sind die Anreize für dezentrale Batteriespeicher jedoch im internationalen Vergleich besonders hoch<sup>20</sup> – bewirkt durch indirekte und direkte Fördermaßnahmen.

### Indirekte Fördermaßnahmen

Die Haushaltsstrompreise in Deutschland bestehen zu einem großen und in den letzten Jahren weiter angestiegenen Teil aus Netzentgelten, Abgaben, Steuern und Umlagen, die energiebasiert (pro kWh) abgerechnet werden. Im Jahr 2009 machten sie 63 Prozent des durchschnittlichen Haushaltstrompreises aus, im Jahr 2016 betrug dieser Anteil 79 Prozent.<sup>21</sup> Da der Verbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom mit diesen Preisbestandteilen – mit Ausnahme einer anteiligen EEG-Umlage für größere Anlagen – nicht belastet wird, ergibt sich ein Anreiz zur Eigenversorgung. Gleichzeitig ist der Ein-

Grid Defection: When and Where Distributed Solar Generation Plus Storage Competes with Traditional Utility Service. February 2014 (online verfügbar).

<sup>19</sup> Vgl. Ignacio Pérez-Arriaga, Jesse D. Jenkins, Carlos Batlle (2017): A regulatory framework for an evolving electricity sector: highlights of the MIT Utility of the Future Study. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6(1): 71-92.

<sup>20</sup> International Energy Agency (2014): a. a. O.

<sup>21</sup> BDEW (2016): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016: Haushalte und Industrie. Berlin, 24. Mai 2016.

speisetarif für kleine Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren merklich gesunken. War er beispielsweise im Jahr 2009 mit rund 43 Cent pro kWh noch deutlich höher als der durchschnittliche Haushaltsstrompreis,<sup>22</sup> lag er im Jahr 2016 mit gut 12 Cent pro kWh deutlich darunter (Abbildung 2).

Aus diesen beiden Trends – steigende Haushaltsstrompreise und sinkende Einspeisetarife – ergibt sich ein Anreiz, möglichst viel eigenerzeugten Photovoltaikstrom selbst zu nutzen. Die wachsende Differenz zwischen Solarstromgestehungskosten und Haushaltsstrompreisen gibt bereits heute zunehmende Anreize für Investitionen in Batteriespeicher. Allerdings wurde mit dem 2014 novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz eine anteilige EEG-Umlagepflicht auch für eigenverbrauchten Photovoltaikstrom aus größeren Anlagen eingeführt, was eine gegenteilige Anreizwirkung hat.<sup>23</sup>

### Direkte Förderung durch KfW-Programm

Das KfW-Programm 275<sup>24</sup>, nun in seiner zweiten Förderphase mit einem Volumen von 30 Millionen Euro von 2016 bis 2018, sieht vergünstigte Kredite und Tilgungszuschüsse für Photovoltaik-Batteriespeicher vor. Diese Förderung ist mit Auflagen verbunden, die eine systemorientierte Auslegung und Betriebsweise der Batteriespeicher anreizen sollen. So wird die maximale Netzeinspeisung der Photovoltaikanlage über ihre gesamte Lebensdauer zu jedem Zeitpunkt auf 50 Prozent der Anlagenleistung reduziert. Dadurch soll ein Anreiz zu einem das Verteilnetz entlastenden Speicherbetrieb gegeben werden. Außerdem wird unter anderem die Einrichtung geeigneter elektronischer Schnittstellen zur Fernparametrierung der Netzeinspeisung und zur Fernsteuerung gefordert.

### Ein Nischensegment mit starkem Wachstum

Der letzte verfügbare Monitoringbericht zum Zubau von Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen weist für Ende Januar 2016 einen Bestand von rund 34 000 Photovoltaik-Batteriespeichern mit einer kumulierten Kapazität von etwa 200 MWh in Deutschland aus.<sup>25</sup> Basierend auf

<sup>22</sup> Das EEG 2009 enthielt eine Eigenverbrauchsprämie zur Überbrückung der Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Haushaltstarifen. Sie betrug im Jahr 2009 25 Cent pro kWh, sank aufgrund steigender Haushaltsstrompreise und sinkender Stromgestehungskosten danach schnell ab und wurde im Jahr 2012 wieder abgeschafft. Nennenswerte Anreize zur Installation von Batteriespeichern dürften sich daraus aber nicht ergeben haben.

<sup>23</sup> Mit dem EEG 2014 wurde eine 30-prozentige Umlagepflicht für Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kW und einem Eigenverbrauch von mehr als 10 MWh pro Jahr eingeführt. Mittlerweile wurde sie auf 40 Prozent erhöht.

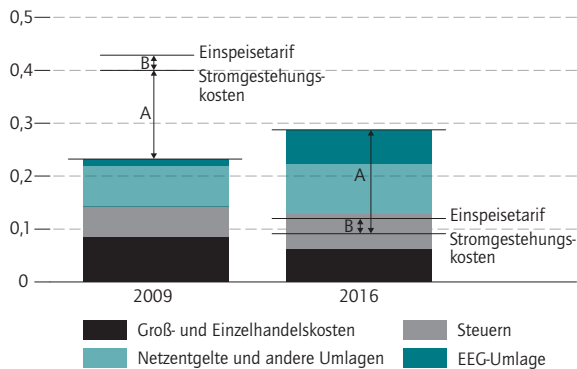
<sup>24</sup> Vgl. KfW (2016): Merkblatt Erneuerbare Energien „Speicher“. Frankfurt, August 2016 (online verfügbar).

<sup>25</sup> RWTH (2016) a. a. O.

Abbildung 2

### Haushaltsstrompreis sowie Einspeisetarif und Stromgestehungskosten für kleine Photovoltaikanlagen 2009 und 2016

In Euro pro Kilowattstunde



A Beschreibt die Differenz zwischen Haushaltsstrompreisen und solaren Stromgestehungskosten. Sie war 2009 noch deutlich negativ, 2016 dagegen deutlich positiv. B beschreibt die Differenz zwischen Einspeisetarifen und Stromgestehungskosten. Die Eigenversorgung ist gegenüber der Netzeinspeisung wirtschaftlich, wenn A größer als B ist. Die Darstellung der Stromgestehungskosten ist illustrativ zu verstehen.

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf BDEW (2016) a. a. O. und Schill et al. (2017) a. a. O.

© DIW Berlin 2017

Gestiegene Haushaltsstrompreise und gefallene Einspeisevergütungen haben Anreize zur solaren Eigenversorgung gesetzt.

KfW-Angaben<sup>26</sup> lässt sich für Ende 2016 ein Bestand von rund 50 000 Speichern abschätzen.

Somit wächst der Photovoltaik-Batteriespeichermarkt zwar stark, allerdings von einem sehr geringen Startniveau aus. Die kumulierte Energiespeicherkapazität der Batterien liegt bisher unter einem Prozent der Kapazität der deutschen Pumpspeicher.<sup>27</sup> Das künftige Wachstum hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie den Entwicklungen bei den Batteriekosten ab. Diese könnten auch durch die Second-Life-Nutzung von Batterien aus der Elektromobilität weiter sinken.<sup>28</sup> Eine aktuelle Studie geht für kleine Solaranlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern

<sup>26</sup> KfW (2017): Förderreport KfW Bankengruppe. Stichtag: 31. Dezember 2016 (online verfügbar).

<sup>27</sup> Vgl. Schill et al. (2015) a. a. O. In Deutschland installierte sowie direkt mit dem deutschen Übertragungsnetz verbundene Pumpspeicher in Luxemburg und Deutschland haben eine kumulierte Leistung von ungefähr 9 400 MW. Mit einer abgeschätzten durchschnittlichen Entladedauer von sechs bis sieben Stunden ergibt sich eine Speicherkapazität von circa 56 000 bis 67 000 MWh.

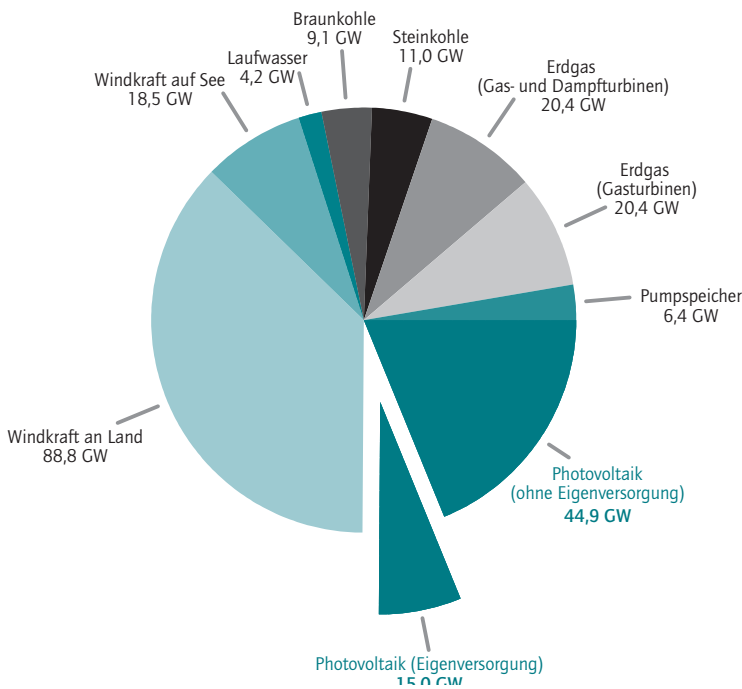
<sup>28</sup> Vgl. Sebastian Fischhaber et al. (2016): Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen – Analyse von Nutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potentialen. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW). Ergebnisrapport Nr. 18 (online verfügbar).

Kasten 1

**Modellierung der Systemeffekte der batterieunterstützten solaren Eigenversorgung mit DIETER**

Abbildung 1

**Angenommene Stromerzeugungsleistungen in den Modellrechnungen**



Quelle: Bundesnetzagentur (2014) a. a. O., eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2017

Ein Viertel der installierten Photovoltaikleistung wird dem Eigenversorgungssegment zugeordnet.

Die Berechnungen, die diesem Bericht zugrunde liegen, wurden mit dem quellenoffenen Strommarktmodell DIETER (Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables)

durchgeführt. Der Modellcode sowie alle Eingangsdaten sind unter einer Open-Source-Lizenz auf der Website des DIW Berlin abrufbar.<sup>1</sup> DIETER minimiert die Investitions- und Betriebskosten von verschiedenen Stromerzeugungstechnologien sowie von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen für ein Jahr in stündlicher Auflösung. Randbedingungen gewährleisten die Erfüllung technischer und ökonomischer Anforderungen sowie die Deckung der Stromnachfrage.

Für den vorliegenden Bericht wurde ein fixer Kraftwerkspark für das Jahr 2035 angenommen, der weitgehend dem Szenario B1 des sogenannten Szenariorahmens 2025 des Netzentwicklungsplans entspricht (Abbildung 1).<sup>2</sup> In diesem Szenario wird ein Anteil erneuerbarer Energien von circa 66 Prozent erreicht. Zusätzliche Investitionen sind annahmegemäß nur für Speicher möglich. Die Modellergebnisse umfassen neben diesen Speicherkapazitäten den stündlichen Einsatz aller Technologien sowie die Systemkosten.

Zur Analyse der Photovoltaik-Batteriespeicher wurden 25 Prozent der Photovoltaikleistung dem Eigenversorgungssegment zugeordnet sowie – passend dessen jährlicher solarer Stromproduktion – knapp drei Prozent der Stromnachfrage. Zusätzliche Nebenbedingungen stellen sicher, dass ein spezifizierter Anteil dieser Nachfrage durch Eigenerzeugung gedeckt wird. In den Berechnungen variiert diese Anforderung zwischen 40 und 70 Prozent. Hierzu kann Photovoltaik-Strom entweder direkt verbraucht oder mit einer Batterie für den Konsum zu einem späteren Zeitpunkt für mehrere Stunden gespeichert werden. Ergänzend können EigenversorgerInnen ihre Nachfrage über Netzbezug

1 Vgl. www.diw.de/dieter. In diesem Bericht wurde die Version 1.2.0 verwendet.

2 Bundesnetzagentur (2014): Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025: Genehmigung (online verfügbar).

von einem maximal erschließbaren Potenzial von Batteriespeichern von 41 000 bis 65 000 MWh bis zum Jahr 2035 aus. Dies wäre vergleichbar mit der heutigen Pumpspeicherkapazität.<sup>29</sup>

29 Vgl. Prognos (2016): Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin; insbesondere S. 29. Die Studie weist die kumulierte Batteriespeicherkapazität nicht aus, diese lässt sich jedoch aus dem präsentierten Material ableiten.

**Speicherboom nach zwanzigjähriger EEG-Förderdauer möglich**

Die weitere Entwicklung des Photovoltaik-Speichersegments könnte dadurch getrieben werden, dass in Zukunft zunehmend Photovoltaikanlagen aus der EEG-Förderung herausfallen. Mitte des Jahres 2016 waren in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 42 GW installiert, davon rund sechs GW dezentrale Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als zehn kW und noch einmal sechs GW zwischen zehn und 25 kW. Es ist davon auszugehen, dass die meisten dieser Anlagen nach dem Ende der zwanzigjährigen

decken sowie solare Stromerzeugung in das Netz einspeisen, das heißt den übrigen NachfragerInnen zur Verfügung stellen (Abbildung 2).

Drei Fälle der Betriebsweise von Photovoltaik-Batteriesystemen wurden untersucht:

- „Zusätzliche Marktinteraktion“: Hier dienen dezentrale Batteriespeicher nicht nur der systemorientierten Eigenversorgung, sondern stellen auch Flexibilität für weitere Strommarktinteraktionen zur Verfügung. Sie speichern systemorientiert vom Strommarkt ein bzw. in diesen aus (gestrichelte Pfeile in Abbildung 2).
- „Systemorientierte Eigenversorgung“: Gegenüber dem vorherigen Fall gibt es hier keine Marktinteraktion der Speicher, sodass die Batterien ausschließlich zur zeitlichen aber systemorientierten Verschiebung der solaren Eigenenergie dienen.
- „Reine Eigenversorgung“: Hier wird vereinfacht ein nicht system- bzw. marktpreisorientierter Speicherbetrieb angenommen. Sobald die dezentrale Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt, werden die Speicher so lange geladen, bis ihre Kapazität erschöpft ist. Sobald die Erzeugung unter die Nachfrage fällt, werden die Speicher entladen, bis sie vollständig entleert sind (vergleiche linke Seite von Abbildung 1, Seite 225). Die Speicherkapazitäten werden hierbei aus dem Fall „systemorientierte Eigenversorgung“ übernommen.<sup>3</sup>

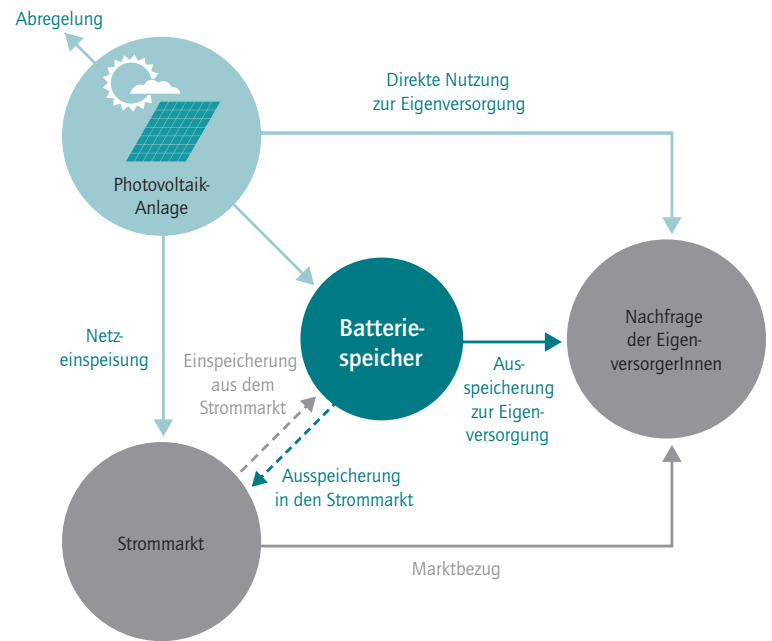
In den beiden ersten Fällen wird implizit angenommen, dass der Speicherbetrieb von Strommarktpreissignalen in Echtzeit geleitet wird. Dies könnte beispielsweise durch Dienstleister (Aggregatoren) erreicht werden. Dadurch wird – unter den gegebenen Nebenbedingungen – eine möglichst effiziente, an Knappheiten orientierte Verwendung des Stroms im gesamten

<sup>3</sup> Dieser Fall wurde für diesen Wochenbericht neu simuliert. Er ist im Journal-Artikel von Schill, Zerrahn und Kunz (2017) a. a. O. nicht enthalten.

Förderdauer – gegebenenfalls mit etwas verminderter Leistung und nach Ersatz von Wechselrichtern – technisch in der Lage sind, noch lange Strom zu erzeugen. In diesem Fall wäre eine Nachrüstung mit Batteriespeichern zur Erhöhung des Eigenversorgungsanteils naheliegend. Bis zum Jahr 2030 kann die Leistung der Anlagen außerhalb des Förderregimes bei Anlagen kleiner als 25 kW auf gut vier GW ansteigen, bis 2035 auf über 11 GW (Abbildung 3).

Abbildung 2

**Schematische Darstellung der Stromflüsse bei Eigenversorgung mit Solaranlagen und Batteriespeichern in den Modellrechnungen**



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill et al. (2017) a.a.O.

© DIW Berlin 2017

Im Fall zusätzlicher Marktinteraktion kann auch Netzstrom ein- und ausspeichert werden (gestrichelte Pfeile).

System erreicht. Beispielsweise wird in Stunden hoher Nachfrage tendenziell eher Strom aus dezentraler Erzeugung den übrigen NachfragerInnen zur Verfügung gestellt.

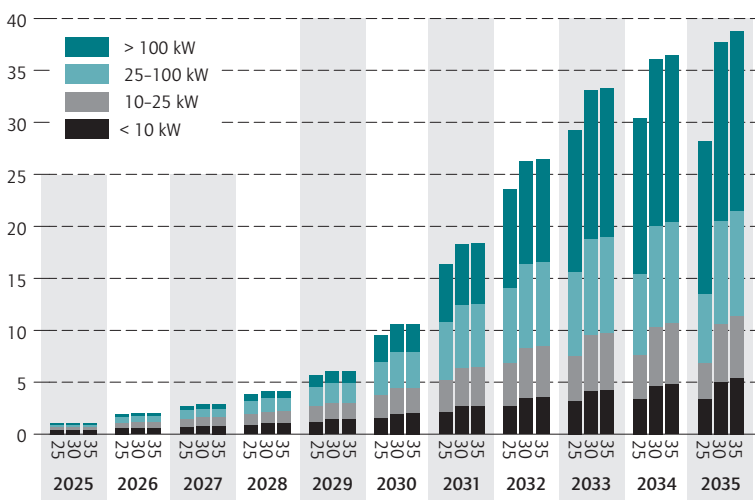
**Modellierung der Auswirkungen auf den Strommarkt**

Mögliche Systemeffekte einer künftigen Ausweitung der batterieunterstützten Eigenversorgung mit Solarstrom wurden am DIW Berlin mit einer hierfür weiterentwickelten Variante des Open-Source-Modells DIETER analysiert (Kasten 1). Das Modell, das unterschiedliche Betriebsweisen der dezentralen Speichersysteme abbilden kann, wurde auf ein etabliertes Szenario des Jahres 2035 kalibriert. Es wird angenommen, dass ein Viertel der gesamten Photovoltaikleistung zur Eigenversorgung mit Hilfe von Batteriespeichern genutzt wird. Es

Abbildung 3

**Photovoltaische Stromerzeugungsleistung außerhalb der EEG-Förderung ab dem Jahr 2025**

In Gigawatt



Dargestellt sind aggregierte Leistungen verschiedener Größenklassen unter der Annahme einer technischen Lebensdauer von 25, 30 oder 35 Jahren.

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Open Power System Data (online verfügbar), Data Package Renewable Power Plants, version 2016-10-21.

© DIW Berlin 2017

Ab Mitte der 2020er-Jahre fallen zunehmend Photovoltaikanlagen aus der zwanzigjährigen EEG-Förderung heraus.

werden verschiedene Fälle untersucht, in denen ein zu erreichender Eigenversorgungsanteil zwischen 40 und 70 Prozent unterstellt wird.

**Speicherkapazitäten wachsen mit dem Eigenversorgungsanteil**

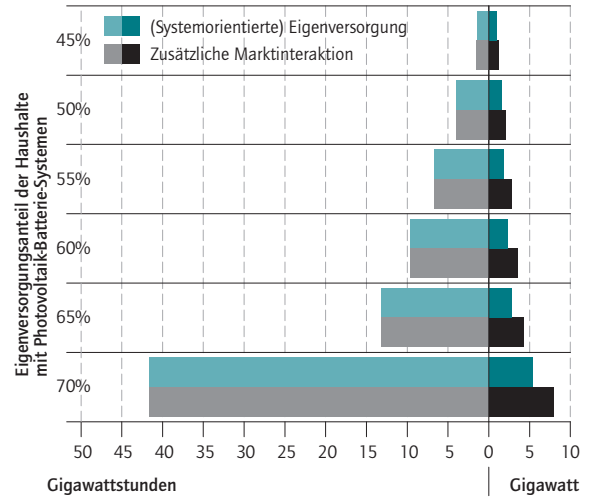
Unter den hier getroffenen Annahmen werden auch ohne Batteriespeicher Eigenenerzeugungsanteile von rund 40 Prozent erreicht.<sup>30</sup> Danach steigt die erforderliche Speicherkapazität bis zu einem geforderten Eigenenerzeugungsanteil von 65 Prozent moderat an (Abbildung 4). Bei weiter steigenden Anforderungen an die Eigenversorgung wächst der Speicherbedarf aufgrund des steigenden Aufwands zum Ausgleich längerfristiger Schwankungen der Stromerzeugung überproportional. Das Verhältnis von Energiespeicherkapazität und Ein- bzw. Ausspeicher-

<sup>30</sup> Die Berechnungen haben einen illustrativen Charakter, da sie für das Eigenversorgungssegment von den gleichen Last- und Photovoltaikprofilen wie im restlichen Strommarkt ausgehen. Die ohne Speicher erreichbaren Eigenversorgungsanteile sind daher etwas höher als von Quoilin et al. (2016) a. a. O. berichtet.

Abbildung 4

**Batterieleistung und -kapazität des Eigenversorgungssegments**

In Gigawatt und Gigawattstunden



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Höhere Eigenversorgungsanteile erfordern eine deutliche steigende Speichergröße, um Strom über längere Zeiträume verschieben zu können.

leistung (das heißt die maximale Speicherdauer) wächst ebenfalls von unter zwei Stunden für einen Eigenenerzeugungsanteil von 45 Prozent auf fünf bis acht Stunden im 70-Prozent-Fall. Die optimale Leistung der Speicher ist außerdem höher, wenn zusätzliche Marktinteraktionen möglich sind, da durch größere Ein- und Ausspeicherleistungen ein größerer Systemnutzen der Speicher erreicht werden kann; es zeigt sich, dass ihre Energiespeicherkapazität jedoch konstant bleibt, da sie sich am Eigenenerzeugungsanteil bemisst.

**Systemkosten steigen am geringsten bei systemorientierter Betriebsweise**

Der Modelllogik zufolge müssen die Systemkosten im Vergleich zu einem Fall ohne Eigenverbrauch mit wachsenden Eigenverbrauchsanforderungen steigen, da hierdurch zusätzliche Einschränkungen für einen optimalen Systembetrieb eingeführt werden. Diesen Mehrkosten stehen die oben genannten, teilweise schwer zu quantifizierenden Nutzenwirkungen entgegen. Auch Vorteile eines verringerten Verteilnetzausbaubedarfs können hier nicht modelliert werden; sie müssten fallspezifisch untersucht werden.

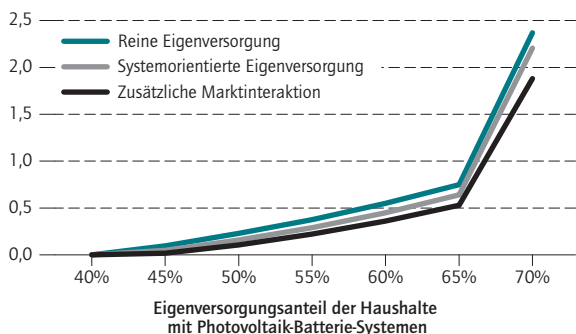
Durch den zusätzlichen Speicherbedarf steigen die Systemkosten, bezogen auf den gesamten deutschen Stromverbrauch, bis zu einem Eigenversorgungsanteil



Abbildung 5

**Zusätzliche Systemkosten bezogen auf die gesamte Stromnachfrage**

In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Höhere Eigenerzeugungsanforderungen führen zu steigenden Systemkosten.

von 65 Prozent je nach Speicherbetriebsweise auf 0,53 bis 0,75 Euro pro MWh an. Danach steigen die Kosten deutlich stärker (Abbildung 5). Können Batteriespeicher neben der Erfüllung der Eigenversorgungsanforderung für zusätzliche Marktinteraktionen genutzt werden, ist der Kostenzuwachs am geringsten, da die Speicher hier einen zusätzlichen Systemnutzen erbringen. Im Fall der systemorientierten Eigenversorgung ohne solche Marktinteraktionen sind die Kosten etwas höher; im Fall einer reinen Eigenversorgung liegen sie am höchsten.<sup>31</sup> Dies wird noch deutlicher, wenn man die Kosten der beiden letztgenannten Fälle mit dem Fall „Zusätzliche Marktinteraktion“ vergleicht (Abbildung 6).

In einer Sensitivitätsanalyse wird der Effekt einer 50-prozentigen Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage simuliert. Es zeigt sich, dass diese Begrenzung nur zu sehr geringen Mehrkosten führt, im schlechtesten hier modellierten Fall von unter einem Drittel Eurocent pro MWh, und eine Verteilnetzentlastung daher ohne große Kostensteigerungen möglich ist. Bei hohen Eigenversorgungsanforderungen gibt es praktisch keinen Unterschied mehr, da hier ohnehin keine hohe Netzeinspeisung der Photovoltaikanlagen mehr auftritt.

**Fazit und energiepolitische Schlussfolgerungen**

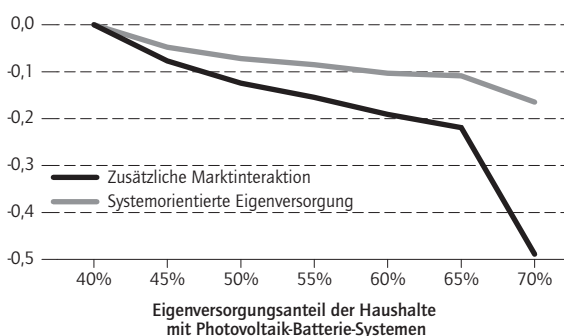
Ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau ist die Eigenversorgung aus dezentralen Solaranlagen mit Bat-

<sup>31</sup> Die Simulation der reinen Eigenversorgung ist im Journal-Artikel von Schill, Zerrahn und Kunz (2017) a. a. O. nicht enthalten.

Abbildung 6

**Gesamtkostenersparnis gegenüber einer nicht systemoptimierten reinen Eigenversorgung bezogen auf die gesamte Stromnachfrage**

In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Systemorientierte Eigenversorgung, insbesondere mit zusätzlicher Marktinteraktion der Speicher, führt zu Kostenvorteilen gegenüber reiner Eigenversorgung.

teriespeichern in Deutschland in den letzten Jahren deutlich gewachsen. Diese Entwicklung ging insbesondere auf die gegenläufige Entwicklung von Haushaltsstrompreisen und Einspeisetarifen sowie die Förderung der Batteriespeicher durch die KfW zurück. Dennoch handelt es sich bis heute um ein relativ kleines Nischensegment.

Verschiedene Argumente sprechen dafür, dass die batterieunterstützte Eigenversorgung mit Solaranlagen im Kontext der Energiewende eine positive Rolle spielen könnte. Dazu gehören insbesondere die Berücksichtigung entsprechender KonsumentInnenpräferenzen, die Steigerung der Akzeptanz der Energiewende und private Partizipationsmöglichkeiten an entsprechenden Investitionen sowie eine Entlastung der Verteilnetze. Die solare Eigenversorgung bringt jedoch auch potenzielle Nachteile mit sich. Dies betrifft vor allem Aspekte der ökonomischen Effizienz, verursacht insbesondere durch einen nicht systemorientierten Betrieb und eine zu kleine Anlagenauslegung. Da viele Effekte schwer zu quantifizieren sind und die empirische Evidenz oft lückenhaft ist, lässt sich keine abschließende Gesamtbewertung vornehmen.

Die Modellierung der Systemeffekte einer künftigen Ausweitung der solaren Eigenversorgung zeigt, dass der Speicherbedarf um so stärker ansteigt, je mehr die Haushalte von ihrem eigenerzeugten Strom selbst nutzen wollen. Ähnliches gilt für die Systemkosten, getrieben vom zusätzlichen – und aus Sicht eines zentral optimierten Systems redundanten – Batteriespeicherzubau.

## Kasten 2

**Politische Handlungsfelder****Netz- und systemorientierter Speicherbetrieb**

Die Politik sollte Anreize für einen möglichst netz- und systemorientierten Betrieb dezentraler Photovoltaik-Batteriespeicher setzen. In Hinblick auf die Entlastung der Verteilnetze sind die im Rahmen der KfW-Förderung gesetzten Einspeisebeschränkungen ein erster Schritt. Zu prüfen ist, inwiefern derartige Bestimmungen auch außerhalb eines Förderprogramms auf regulatorischem Wege umgesetzt werden könnten. Eine darüber hinausgehende Systemorientierung des Speicherbetriebs würde angereizt, wenn EigenversorgerInnen bei allen Netzeinspeise-, Netzbezugs- und Speicherentscheidungen von Marktpreissignalen geleitet würden, sodass der Systemnutzen bzw. die Systemkosten der jeweiligen Aktivitäten zumindest teilweise internalisiert würden. Ein marktorientierter Speicherbetrieb könnte durch Dienstleister (Aggregatoren) effizient bewerkstelligt werden, sofern der regulatorische Rahmen dies nicht behindert.

**EEG-Umlage auf Eigenstrom**

Die anteilige Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage wurde mit dem Ziel einer Verbreiterung der Umlagebasis eingeführt, erscheint aber in Hinblick auf den Gesetzeszweck unsystematisch. Sie sollte im Rahmen einer gleichzeitigen Behebung von Verzerrungen bei Netzentgelten und Einspeisetarifen abgeschafft werden. EigenversorgerInnen profitieren derzeit nicht nur von einer energiebasierten Netzentgeltabrechnung, sondern tendenziell auch

von der Tatsache, dass der Marktwert des nicht selbst verbrauchten, sondern in das Netz eingespeisten Solarstroms bei nicht systemorientiertem Speicherbetrieb deutlich unter dem Marktwert des durchschnittlichen Solarstroms liegen dürfte.<sup>1</sup> Dennoch erhalten sie den gleichen Einspeisetarif wie Betreiber von ausschließlich in das Netz einspeisenden Photovoltaikanlagen. Daraus ergibt sich ein tendenziell negativer Effekt für das EEG-Konto, der durch die anteilige Umlagepflicht des eigenverbrauchten Stroms bei größeren Anlagen derzeit teilweise kompensiert werden dürfte.

**Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik**

Unerwünschten Verteilungseffekten der Eigenversorgung mit Solarstrom könnte im Rahmen einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik begegnet werden.<sup>2</sup> Im Fall einer steigenden solaren Eigenversorgung ließe sich dies beispielsweise durch stärker leistungsorientierte Netzentgelte erreichen, wobei es verschiedene Gestaltungsoptionen gibt, die unterschiedliche Anreiz- und Verteilungswirkungen haben und deren Gesamtbewertung Fragen aufwirft, die weit über den Aspekt der solaren Eigenver-

<sup>1</sup> Dies legen eigene Berechnungen und Befunde von Prognos (2016) a. a. O. nahe.

<sup>2</sup> Eine „faire“ und „systemdienliche“ Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ist auch das erklärte Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums. Vgl. BMWi (2016): Impulspapier – Strom 2030 Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. 15. 09. 2016 (online verfügbar).

Die Systemkosten steigen, wenn die dezentralen Speicher nur zur Erfüllung der Eigenversorgungsanforderungen genutzt werden und nicht für weitere Marktinteraktionen zur Verfügung stehen; sie liegen noch höher, wenn die speicherunterstützte Eigenversorgung in nicht systemorientierter Weise betrieben wird.

Auf Basis der Analyse lassen sich energiepolitische Schlussfolgerungen für verschiedene Handlungsfelder ableiten (Kasten 2). So sollte die Politik darauf hinwirken, dass Photovoltaik-Batteriesysteme möglichst systemorientiert ausgelegt und betrieben werden. Darüber hinaus sollten weitere Marktinteraktionen der Speicher ermöglicht werden, um ihren vollen Nutzen im System zu realisieren. Dazu können auch hier nicht betrachtete Systemdienstleistungen wie die Regelleistungsvorhaltung gehören.<sup>32</sup> Dies dürfte sowohl informations- und kommunikationstechnische Vorleistungen als auch regulatorische Anpassungen erfordern. Dabei müssen auch

Fragen der IT-Sicherheit und des Datenschutzes beachtet werden. Langfristig sollten sich solare EigenversorgerInnen bei allen Netzeinspeise- und -bezugsaktivitäten an Marktpreissignalen orientieren, die den jeweiligen Systemnutzen widerspiegeln.

Daneben sollten im Kontext weiterer regulatorischer Anpassungen bei Netzentgelten und Einspeisevergütungen die EEG-Umlagepflicht für eigenerzeugten Solarstrom abgeschafft und gleichberechtigte Mieterstrommodelle ermöglicht werden. Zudem sollte die batterieunterstützte Eigenversorgung mit Solarstrom in allen energiepolitisch relevanten Szenarien adäquat berücksichtigt werden.

Die politischen Rahmenbedingungen für Photovoltaik-Batteriespeicher sollten so ausgestaltet werden, dass ökonomische Ineffizienzen minimiert und unerwünschte Pfadabhängigkeiten vermieden werden. Beispielsweise könnte ein unkoordinierter Boom von Photovoltaik-Batterie-Systemen dazu führen, dass deren technische Auslegung einen systemorientierten Betrieb nicht erlaubt, oder dass die einzelwirtschaftlichen Interessen der entspre-

<sup>32</sup> Dena (2017): dena-NETZFLEXSTUDIE. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, März 2017.

sorgung hinausgehen.<sup>3</sup> Werden dezentrale Batteriespeicher auch für weitergehende Marktinteraktionen genutzt (z. B. Arbitrageaktivitäten), so sollten sie bei den Netzentgelten für die Ein- und Ausspeicherung vom bzw. in das Netz grundsätzlich mit anderen Stromspeichern gleich gestellt werden.

### Mieterstrom

Bisher sind MieterInnen bei der Eigenversorgung aus Aufdach-Photovoltaikanlagen gegenüber EigentümerInnen schlechter gestellt.<sup>4</sup> Dies betrifft sowohl eine volle EEG-Umlagepflicht für selbst verbrauchten als auch eine fehlende Vergütung der Netzeinspeisung von nicht selbst verbrauchtem Strom. Dadurch ergeben sich unerwünschte und potenziell regressive Verteilungseffekte. Da die Anreize für die Eigenstromversorgung nicht von den Eigentumsverhältnissen der Wohngebäude bzw. Anlagen abhängen sollten, erscheint eine Angleichung des Regulierungsrahmens für MieterInnen und EigentümerInnen sinnvoll. Derzeit wird eine Verordnung basierend auf §95 EEG 2017 zur Förderung des Mieterstroms vorbereitet. Einem Eckpunktepapier zufolge soll die volle EEG-Umlagepflicht jedoch erhalten bleiben und stattdessen auf eine direkte Förderung gesetzt werden.<sup>5</sup>

<sup>3</sup> Vgl. Nils May, Karsten Neuhoff (2016): „Eigenversorgung mit Solarstrom“ – ein Treiber der Energiewende? DIW Roundup 89 (online verfügbar).

<sup>4</sup> Vgl. Prognos, BH&W (2017): Schlussbericht Mieterstrom Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Projekt Nr. 17/16 – Fachlos 9 03MAP342. Berlin, 17. Januar 2017 (online verfügbar).

<sup>5</sup> Vgl. BMWi (2017): Eckpunktepapier Mieterstrom. Berlin, 9. März 2017 (online verfügbar).

### Zukunft der Photovoltaik-Batteriespeicherförderung

Sowohl die erste als auch die zweite Förderphase des KfW-Programms zur Förderung von Photovoltaik-Batteriespeichern waren politisch umstritten. Begründet wurde die Förderung insbesondere mit einer Entlastung der Verteilnetze. Vor einer Verlängerung des Programms sollten die bisherigen Erfahrungen und der weitere Förderbedarf gründlich evaluiert werden. Dabei sollte überprüft werden, ob einzelne Förderziele, insbesondere die Systemdienlichkeit der Anlagen, auch durch alternative, budgetneutrale Maßnahmen erreicht werden könnten.

### Berücksichtigung der solaren Eigenversorgung in relevanten Szenarien

Die Möglichkeit der Eigenversorgung mit Photovoltaik-Speicher-Systemen sollte in allen politikrelevanten Studien und Referenzszenarien mit einem langfristigen Betrachtungshorizont berücksichtigt werden. Beispielsweise findet dies derzeit Anwendung im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, wobei das Vorgehen nicht vollständig nachvollziehbar ist.<sup>6</sup> Dabei sollten Annahmen zur Betriebsweise der dezentralen Speicher transparent dokumentiert und idealerweise unterschiedliche Grade der Systemorientierung der Anlagen berücksichtigt werden.

<sup>6</sup> Vgl. 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Szenariorahmen, Ausführliche Fassung (online verfügbar).

chenden Haushalte im politischen Prozess ein übergroßes Gewicht bekommen. Letzteres könnte unter anderem spätere Anpassungen der Netzentgeltsystematik erschweren.

Spätestens wenn in den 2020er-Jahren zunehmend Photovoltaikanlagen aus der zwanzigjährigen EEG-

Förderung herausfallen, sollte ein Förder- und Regulierungsrahmen etabliert sein, der auf eine Systemorientierung der solaren Eigenversorgung hinwirkt und gleichzeitig potenziell negative Auswirkungen minimiert.

**Dr. WolfPeter Schill** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [wschill@diw.de](mailto:wschill@diw.de)

**Dr. Alexander Zerrahn** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [azerrahn@diw.de](mailto:azerrahn@diw.de)

**Dr. Friedrich Kunz** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [fkunz@diw.de](mailto:fkunz@diw.de)

**Prof. Dr. Claudia Kemfert** ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [ckemfert@diw.de](mailto:ckemfert@diw.de)

JEL: C61, Q42, Q48

Keywords: Prosumage, battery storage, PV, energy transformation

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 12/2017:

[www.diw.de/econbull](http://www.diw.de/econbull)





DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e. V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
84. Jahrgang

#### Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Prof. Dr. Lukas Menkhoff  
Prof. Johanna Möllerström, Ph.D.  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Dr. Franziska Bremus  
Prof. Dr. Christian Dreger  
Sebastian Kollmann  
Ilka Müller  
Mathilde Richter  
Miranda Siegel  
Dr. Alexander Zerrahn

#### Lektorat

PD Dr. Elke Holst  
Nils May  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. (01806) 14 00 50 25  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304  
ISSN 1860-8787 (Online)

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.