

Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?

Eine erste Abschätzung für das Stromsystem und die Energiepolitik

von Matthias Deutsch und Patrick Graichen ¹

Verschiedene energiewirtschaftliche Analysen kommen übereinstimmend zu dem Schluss, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht auf Speicher warten muss, weil andere Flexibilitätsoptionen günstiger sind. Demzufolge werden Speicher erst ab einem Erneuerbare-Energien-Anteil von ca. 60 Prozent am Bruttostromverbrauch gebraucht.² Laut EEG-Ausbaukorridor wären neue Speicher insofern erst nach dem Jahr 2035 notwendig.

Andererseits sind die Preise von Batteriespeichern zuletzt erheblich gefallen.³ Insbesondere Teslas Ankündigung des *Powerwall* beflügelt die Erwartungen vieler Akteure, weil sie – bei optimistischen Annahmen – Kosten eines Batteriezyklus (inklusive Ladung und Entladung) in Höhe von etwa 20 ct/kWh impliziert.⁴ Addiert man hierzu Solar-Stromgestehungskosten von etwa 10 ct/kWh, kostet Strom aus der Batterie unter diesen Annahmen etwa 30 ct/kWh – dem aktuellen Niveau der Haushaltsstrompreise. Als untere Grenze der weiteren Entwicklung erwartet Tesla momentan Speicherkosten von 5 ct/kWh. Kombiniert man diese mit dann zu erwartenden Solar-Stromgestehungskosten von ebenfalls 5 ct/kWh⁵, liegen die Kosten für dezentral gespeicherten Strom bei nur noch 10 ct/kWh. Hinzu kommt die Option, dass Batterien in Elektromobilen quasi „umsonst“ für die Stromversorgung zur Verfügung stehen könnten, weil ihre Anschaffung über die Zahlungsbereitschaft für E-Mobilität bereits finanziert wurde.

Derzeit ist offen, welche dieser beiden möglichen Zukünfte – eine Welt mit wenigen oder mit vielen Speichern – sich realisieren wird. Im Folgenden sollen ein möglicher Durchbruch von Batteriespeichern und die sich daraus ergebenden energiepolitischen Fragestellungen genauer betrachtet werden. Relevant in diesem Zusammenhang sind insbesondere

- das technische Potenzial der Batteriespeicher in Deutschland, inklusive Hausspeicher und Elektromobilität,
- Speicherbetriebsweisen, die sich mehr oder weniger günstig auf das Gesamtsystem auswirken könnten und
- die Auswirkungen auf die resultierende Residuallast und die konventionellen Kraftwerke.

¹ Wir danken Andreas Jahn, Lars Waldmann und Kai-Philipp Kairies für hilfreiche Anmerkungen.

² FENES et al. (2014): *Stromspeicher in der Energiewende*; Fh-IWES et al. (2014): *Roadmap Speicher*.

³ IRENA (2015): *Battery storage for renewables; market status and technology outlook*. Analog zur Photovoltaik-Preisentwicklung lassen sich Lernkurven für Batteriespeicher ableiten. Hoffmann (2014): *Importance and evidence for cost efficient electricity storage*. Forum Solarpraxis, 27.11.2014, Berlin

⁴ IRENA (2015): *Renewables and electricity storage*. WirtschaftsWoche (2015): *Der Stromspeicher-Check: Wie günstig ist Teslas Powerwall wirklich?* Unterstellt sind hierbei die von Tesla angegebenen 5.000 Batteriezyklen. Da in Deutschland nur etwa 250 Zyklen pro Jahr zu erwarten sind, setzt dies eine Lebensdauer der Batterie von 20 Jahren voraus. Dabei ist zu beachten, dass die Garantie von Tesla nach zehn Jahren endet.

⁵ Fh-ISE (2015): *Current and future cost of photovoltaics. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*.

1 Speicherpotenzial

Das technisch-ökonomische Potenzial für Batteriespeicher mit den hier angenommenen geringen Anschaffungskosten in Deutschland ist grundsätzlich sehr groß.⁶ Es lässt sich auf Basis bisheriger Studien in erster Näherung insgesamt mit knapp 200 GW abschätzen, darunter 68 GW stationäre und 125 GW mobile Speicher.

Den größten Teil hierbei bildet die Elektromobilität (125 GW), gefolgt von Hausspeichern (40 GW), Speichern im Gewerbesektor (23 GW) und in der Regelreserve (5 GW).⁷

Tabelle 1: Batteriespeicher-Potenziale

Anwendung/ Bereich	Leistung (GW)	Kapazität (GWh)
Hausspeicher	40	120
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	23	46
Regelreserve	5	10
Zwischensumme stationäre Speicher	68	176
Elektromobilität inkl. Plug-in-Hybride	125	250
Summe	193	426

Quelle: FENES et al. (2014), Weniger et al. (2015)

In Summe liegt das Speicherpotenzial über alle hier genannten Anwendungsbereiche bei einer Leistung von etwa 193 GW und einer Kapazität von 426 GWh. Dieses Potenzial stellt nicht nur ein Vielfaches der gegenwärtigen in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke dar, die bei einer Leistung von knapp 7 GW eine Speicherkapazität von etwa 40 GWh haben. Es ist auch wesentlich höher als derzeit in den verschiedenen Szenarien für die Zukunft erwartet wird: Zwei aktuelle Szenarien für das Jahr 2050 erwarten eine Batteriespeicherleistung im Bereich von insgesamt rund 40 bis 70 GW.⁸

Für die weiteren Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass im Zusammenhang mit einem Batteriespeicher-Durchbruch die dezentrale Photovoltaik (PV) zum Zwecke der Eigenerzeugung massiv ausgebaut würde. Dementsprechend unterstellen wir eine installierte Leistung von insgesamt 150 GW Photovoltaik (davon 70 GW PV ohne Speicher und 80 GW PV mit 40 GW Hausspeichern bei 120 GWh Speicherkapazität) und 72 GW Wind. Dabei vernachlässigen wir hier das große Potenzial im Bereich der Elektromobilität. Außerdem wäre grundsätzlich denkbar, dass noch mehr PV auf Gebäuden installiert wird. So reichen die PV-Potenzialschätzungen für Dachflächen und Fassaden in Deutschland bis zu einer Leistung von insgesamt etwa 300 GW.⁹

⁶ Der hier verwendete Potenzialbegriff bezieht sich auf *Bottom-Up*-Abschätzungen zu einem technisch plausiblen Speichereinsatz in verschiedenen Anwendungsbereichen. Maßgebliche Einflussgröße bei Hausspeichern ist zum Beispiel die Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser in Deutschland. In Deutschland gab es laut Statistischem Bundesamt Ende 2013 rund 12 Mio. Ein- und 3 Mio. Zweifamilienhäuser. Da der Speichereinbau nicht am Platzmangel in den Häusern scheitern dürfte, wird die installierte Kapazität letztlich durch ökonomische Abwägungen begrenzt, die hier aber im Detail nicht weiter untersucht werden.

⁷ Die Leistungsangaben für Elektromobilität, Hausspeicher und Regelreserve sind Maximalwerte für 2050, gerundet, aus: FENES et al. (2014); unterstellte Ausspeicherdauer: zwei Stunden beziehungsweise drei Stunden für Hausspeicher. Der Wert für Elektromobilität unterstellt eine Anschlussleistung von 3 kW/Fahrzeug und rund 42 Millionen Fahrzeuge. Für den Gewerbesektor ist zu erwarten, dass in vielen Fällen ein relativ hoher direkter Eigenverbrauch ohne Speichernutzung möglich ist, da die Lastkurven oft besser zur PV-Einspeisekurve passen. Ein Speichereinsatz wäre dann höchstens zur Steigerung des Autarkiegrads relevant. (Europäische Kommission (2015): *Best practices on renewable energy self-consumption*. SWD(2015) 141 final; VDE (2015): *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*)

⁸ Fh-IWES (2015): *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr*; Acatech (2015): *Energie.System.Wende. Fachgespräch Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050* vom 12.6.2015; vgl. auch Weniger et al. (2015): *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*.

⁹ Fh-IWES (2012): *Vorstudie zur Integration großer Anteile PV in die elektrische Energieversorgung*.

2 Speicherbetriebsweisen

Je nach regulatorischem Rahmen kann sich der Betrieb von Speichern mehr oder weniger günstig auf das Gesamtsystem auswirken. Hier werden zunächst ungünstigere Betriebsweisen skizziert, zu denen es kommen könnte, wenn der Speicherbetrieb ungeregelt erfolgt. Danach folgen günstigere Betriebsweisen und Ansätze zu ihrer Umsetzung.

2.1 Ungünstige Speicherbetriebsweisen

Der Betrieb von Speichern kann sich negativ auswirken, wenn viele Speicher gleichzeitig ungeregelt betrieben werden, wie Tabelle 2 mit zwei unterschiedlichen Konstellationen zeigt: **Hausspeicher** können bei hoher Gleichzeitigkeit in Summe Einspeisespitzen mit steilen Gradienten verursachen, wenn nach dem Aufladen des Speichers der überschüssige PV-Strom unvermittelt ins Netz eingespeist wird. Vergleichbares ist bei **Elektrofahrzeug-Batterien** möglich durch sehr hohe Lastspitzen, die beim gleichzeitigen Aufladen der Elektrofahrzeug-Batterien entstehen – typischerweise abends zu Hause, nach der letzten Fahrt.

Tabelle 2: Ungünstige Betriebsweisen von Hausspeichern und Elektrofahrzeug-Batterien

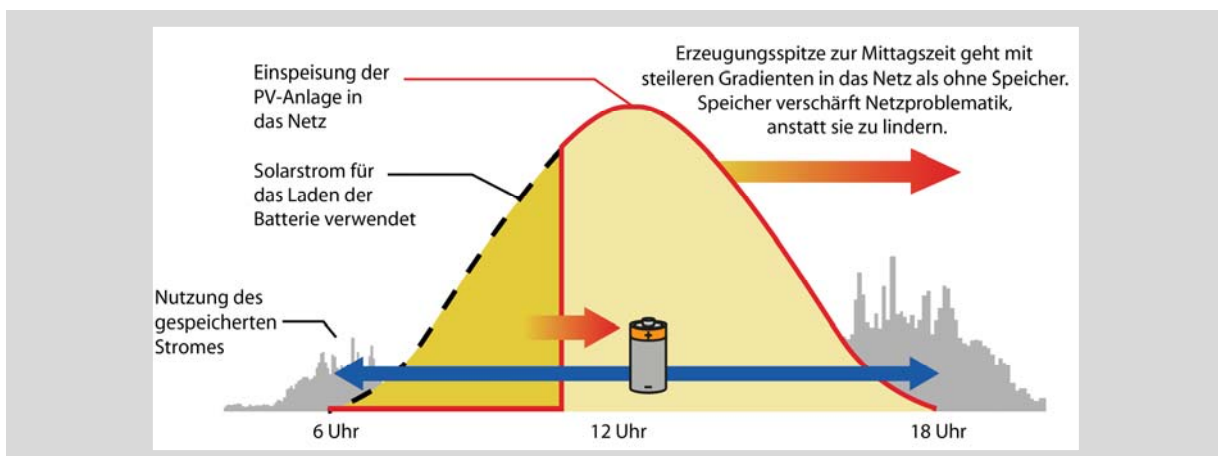
	Hausspeicher-Einzelsystem	Elektrofahrzeug-Batterien
Betriebsweise	Ungeregelt eigenverbrauchsoptimiert: direkte Netzeinspeisung nach der Speicherladung	Ungeregelt: direktes Aufladen zu Hause nach letzter Fahrt
Auswirkung bei hoher Gleichzeitigkeit	Einspeisespitzen mit steilen Gradienten	Lastspitzen mit steilen Gradienten

Quelle: Eigene Darstellung nach Sterner et al. (2015), Weniger et al. (2015), Zimmer et al. (2015), VDE (2015)

Im Folgenden werden Hausspeicher genauer betrachtet. Für den Betrieb von Elektrofahrzeug-Batterien gilt dies jedoch in ähnlicher Weise.

Bei **Hausspeichern** ist die Optimierung des Eigenverbrauchs eine zentrale Motivation für viele Investoren. Sie verbrauchen den mit Photovoltaik erzeugten Strom vor Ort und speichern Überschüsse direkt ein, da sie sich über eine spätere Sonneneinstrahlung und Erzeugung der PV-Anlage nicht sicher sind (dunkelgelb; Abbildung 1). Ist der Speicher gefüllt, beginnt unmittelbar die Netzeinspeisung.

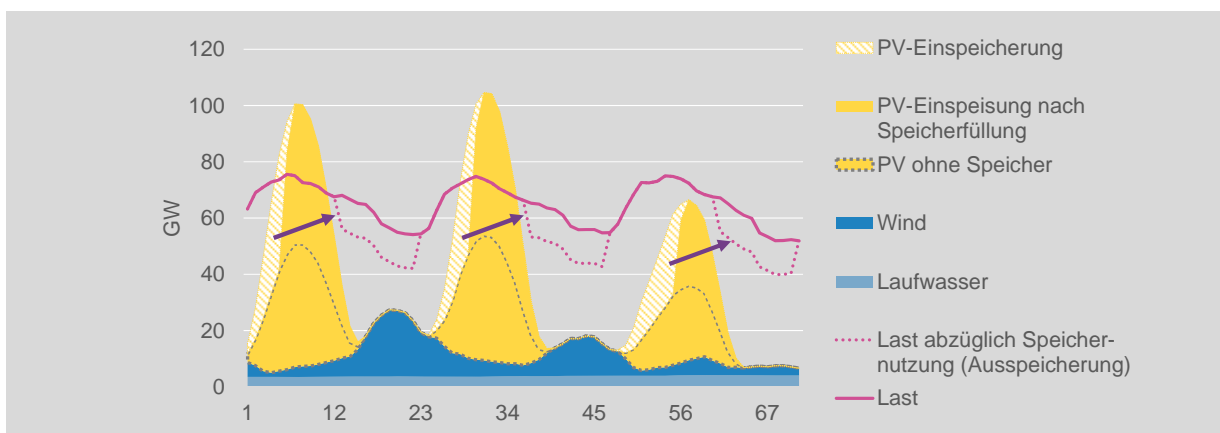
Abbildung 1: Ungeregelter eigenverbrauchsoptimierter Betrieb von Hausspeichern führt zu steilen Einspeiserampen bei einzelnen Speichersystemen



Quelle: Sterner et al. (2015)

Die Auswirkung auf das Gesamtsystem ergibt sich dann aus der Summe vieler Einzelsysteme (siehe Abbildung 2). Dabei gehen wir von 80 GW PV mit 40 GW Speichern aus. In der Abbildung repräsentiert der untere Teil der PV-Einspeisung die Anlagen **ohne** Speicher, welche die bekannte Glockenkurve beschreiben. Dagegen speisen die PV-Systeme **mit** Speicher, während sie ihre Speicher füllen, anfänglich nicht ins Netz ein (schraffierter Bereich). Sobald die Speicher voll sind, beginnt unvermittelt die Netzeinspeisung. In diesem Zeitraum steigt die PV-Einspeiseleistung besonders steil an. Später am Tag wird der Speicher wieder entladen (hier vereinfacht gepunktet dargestellt durch eine Absenkung der Netzlast).

Abbildung 2: Ungeregelter eigenverbrauchsoptimierter Betrieb von vielen Millionen Hausspeichern führt zu steilen Einspeiserampen im Gesamtsystem



Quelle: eigene Abschätzung auf der Basis von Agorameter-Daten für den 21.-23.5.2014, skaliert auf 72 GW Wind und 150 GW Photovoltaik (70 GW PV ohne Speicher; 80 GW PV mit 40 GW Speicherleistung, 120 GWh Speicherkapazität)

Auswirkungen auf die Residuallast

Die oben beschriebene Einspeisung ins Netz hätte Auswirkungen auf die Residuallast, welche durch regelbare Kraftwerke oder Lastmanagement in der Industrie gedeckt werden müsste. Unter den oben beschriebenen Wind- und PV-Annahmen könnten die Residuallast-Gradienten an den betrachteten Tagen bis zu -40 GW pro Stunde erreichen. Diese stündlichen Gradienten würden an diesen Tagen mehr als der Hälfte der Nachfragelast entsprechen und wären somit erheblich höher als sie bisher in entsprechenden Szenarien angenommen werden.¹⁰

Insgesamt würde insofern ein vollkommen unregelter Betrieb aller installierten Hausspeicher – welcher sich durch ein eigenverbrauchsoptimiertes, direktes Laden der Speicher mit anschließender Netzeinspeisung auszeichnet – das Stromsystem vor erhebliche zusätzliche Flexibilitäts-Herausforderungen stellen. Einschränkend muss hinzugefügt werden, dass diese Abschätzungen die obere Grenze der erwartbaren Effekte abbilden. In der Realität würde der Effekt durch eine stochastische Verteilung verschiedener Anlagenkonfigurationen abgemildert.¹¹

¹⁰ Vgl. die Maximalgradienten von +22 und -19 GW/h bei 120 GW Photovoltaik in dem 80 Prozent-Szenario von BET (2013): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag des BEE, beziehungsweise der Maximalgradient von -26,5 GW/h in Schill (2013): *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*. DIW Discussion paper 1316

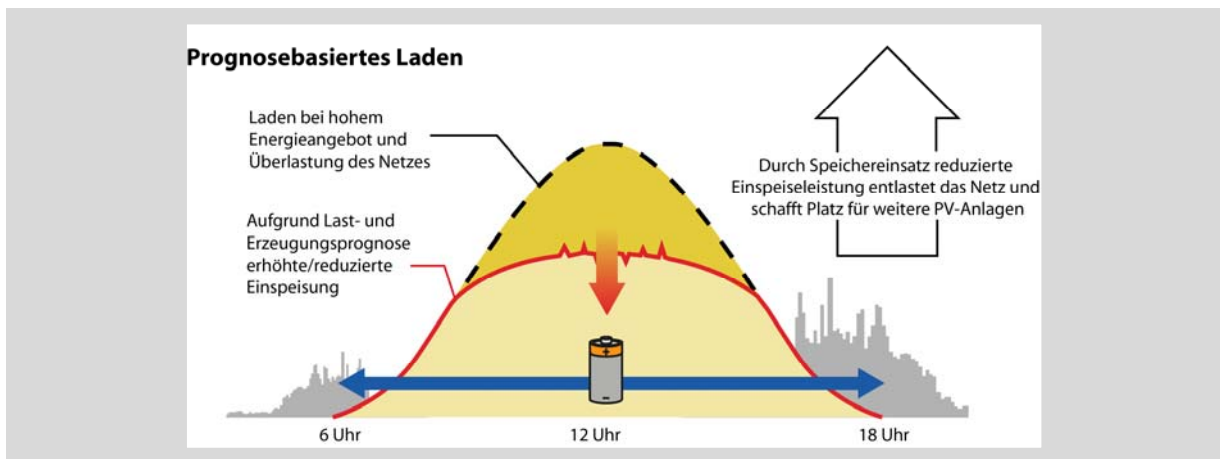
¹¹ Weniger et al. (2015): *Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme*. Die mögliche Auswirkung auf die Residuallast ist Gegenstand laufender Forschung. So

2.2 Günstige Speicherbetriebsweisen

Der Betrieb von Hausspeichern ist dann günstig, wenn er nicht ausschließlich der Eigenverbrauchsoptimierung dient, sondern netz- oder systemdienlich stattfindet.¹²

Ein Speicherbetrieb ist **netzdienlich**, wenn er aktiv zu einem reibungslosen und stabilen Netzbetrieb beiträgt. Solche Beiträge können die Bereitstellung von Regelenergie beinhalten, ebenso wie die Spannungshaltung oder den Versorgungswiederaufbau. Vor allem darf ein netzdienlicher Speicherbetrieb keine so steilen Einspeisespitzen verursachen wie oben beschrieben. Um zu verhindern, dass ein Speicherbetreiber direkt einspeichert, weil er unsicher ist über den weiteren Verlauf von Sonneneinstrahlung und Last, bedarf es einer Prognose. Abbildung 3 veranschaulicht das prognosebasierte Laden. Dabei wird überschüssiger PV-Strom zunächst ins Netz eingespeist und dann später der Speicher geladen (dunkelgelber Bereich). Während der Ladung werden Einspeisespitzen zur Mittagszeit verringert.

Abbildung 3: Prognosebasiertes Laden verringert die Einspeisespitzen



Quelle: Sterner et al. (2015)

Ein Speicherbetrieb ist darüber hinaus **systemdienlich**, wenn er dazu beiträgt, das Energiesystem insgesamt zu flexibilisieren, sich an variable Erneuerbaren-Erzeugung anzupassen und damit die Residuallast zu minimieren. Dies bedeutet, den Speicherbetrieb zusätzlich auch am Börsenstrompreis auszurichten.

wird im Rahmen des „PV Nutzen“-Projekts gegenwärtig ein Szenario mit 120 GW PV (davon 80 GW Kleinanlagen) und PV-Speichereinsatz analysiert. Cramer (2015): *Auswirkungen von PV-Speichern auf Netze und Stromerzeugung*. Präsentation vom 2.6.2015

¹² Dabei werden diese beiden Begriffe zum Teil unterschiedlich interpretiert. Wir folgen hier im Wesentlichen Sterner et al. (2015). Siehe dazu auch VDE (2015), die stärker zwischen Netzebenen unterscheiden.

Prognose-Arten und IKT-Anforderungen

Für eine netzdienliche Betriebsweise, die gleichzeitig die Eigenversorgung optimiert, kommen zwei Arten von prognosebasiertem Laden des Speichers in Betracht (siehe Tabelle 3):

Die einfache **Persistenzprognose** stützt sich für die Vorhersage von Last und Einstrahlung auf lokale Daten und benötigt daher keine Kommunikationsinfrastruktur. Obwohl sehr einfach gehalten, liefert sie nach ersten Abschätzungen hinreichende Vorhersagen und reduziert die hohen Einspeiseleistungen.

Demgegenüber wirkt eine **IKT-basierte Prognose** mit Kommunikationsinfrastruktur nicht nur netz-, sondern auch systemdienlich, indem externe Last- und Wetterprognosen in den Speicherbetrieb einbezogen werden. Nach dem ungünstigen eigenverbrauchsoptimierenden direkten Laden des Speichers erreicht das Laden mit einer IKT-basierten Prognose den höchsten Eigenverbrauch.¹³

Damit haben Verbraucher die Wahl: Vor dem Hintergrund eines zu beobachtenden Autarkie-Strebens bei PV-Anlagenbetreibern¹⁴ könnte die Persistenz-Prognose mit autonomer Steuerung und ohne Zugriff von außen als günstiger Standardansatz angesehen werden. Eine IKT-basierte Prognose dürfte dagegen zunächst stärker für Batterie-Pools, Quartier-, GHD- oder Industriespeicher in Betracht kommen. Denkbar ist auch, dass Versorger einen stundenscharfen Stromtarif anbieten, der jedoch an die Speicher bestimmte IKT-Anforderungen stellt. Dabei können diese beiden Prognose-Ansätze grundsätzlich nebeneinander existieren beziehungsweise gegebenenfalls in aufeinander aufbauenden Stufen umgesetzt werden. Ist die entsprechende IKT erst einmal vorhanden, so besteht auch die Möglichkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie Primärregelung.¹⁵

Für die weitere Entwicklung sind zum einen erwartbare Preissenkungen bei der notwendigen IKT mit entscheidend und zum anderen die vorgesehene Verpflichtung zum Einbau eines *Smart Meters* bei Installation von PV-Anlagen größer als 7 kW, die sich perspektivisch auch auf kleinere Anlagen erstrecken dürfte. Zudem sind die Grenzkosten der Einrichtung eines zusätzlichen *Smart Meters* gering: Sobald in einer Straße grundsätzlich eine *Smart Meter*-Infrastruktur vorhanden ist, können die Datenpunkte sehr kostengünstig um weitere Teilnehmer erweitert werden. Damit stehen einer IKT-Steuerung von Hausspeichern perspektivisch nicht mehr so sehr die Kosten im Weg als vielmehr das Streben vieler Speicherbetreiber nach Unabhängigkeit. Aber auch dann können Speicher mittels Persistenzprognose netzdienlich betrieben werden.

Tabelle 3: Prognose-Arten

Art der Prognose	Persistenz-Prognose	IKT-basierte Prognose
Kommunikationsinfrastruktur	nein	ja
Last- und Wetterprognose	mit lokalen Daten	mit externen Daten
Eigenversorgungsoptimiert	x	x
Netzdienlich	x	x
Systemdienlich		x
Möglichkeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen	begrenzt	umfangreicher

Quelle: Sterner et al. (2015), Weniger et al. (2015), PV Nutzen (2015)

¹³ Kairies et al. (2015): *Aktuelle Ergebnisse der Begleitforschung zum KfW-Förderprogramm für PV-Speicher*. Präsentation vom 2.7.2015; Sterner et al. (2015)

¹⁴ Hirschl (2015): *Nutzen der Eigenversorgung durch Solarstromspeicher. Ökonomische, ökologische und soziale Wirkungen*. Demzufolge wollen rund 80 Prozent von 532 Befragten unabhängiger vom Energieversorgungsunternehmen werden.

¹⁵ FENES et al. (2014); VDE (2015). Außerdem ermöglicht IKT einen dynamischen Wechsel zwischen marktorientiertem und netzdienlichem Betrieb.

3 Auswirkungen einer hohen PV- und Speicher-Welt auf Wind- und Netzausbau

Die Auswirkungen einer Welt mit sehr hohen Solaranteilen auf den Netz- und Windausbau wurden bisher kaum analysiert. Die einzige bekannte Analyse in diesem Zusammenhang ist das *PV-Battery-Breakthrough*-Szenario in der Optimierungsstudie von Consentec für Agora Energiewende (2013).¹⁶ Darin wird eine Welt mit 150 GW PV und 40 GW Hausspeichern (mit 120 GWh Speicherkapazität) dem Leitszenario B des Netzentwicklungsplans 2013 (NEP) als Basisszenario kostenseitig gegenübergestellt (siehe Tabelle 4). Ziel war es zu berechnen, um wie viel die PV-Speichersysteme billiger werden müssen, damit ein solches Stromsystem gleich viel kostet wie das Basisszenario.

Der NEP 2013 sieht für das Jahr 2033 eine installierte Leistung von rund 65 GW PV vor, zusammen mit 66 GW Wind Onshore und 25 GW Wind Offshore.¹⁷ Das *PV-Battery-Breakthrough*-Szenario hat demgegenüber im Jahr 2033 insgesamt knapp 20 GW weniger Windkraftanlagen (vor allem Offshore), kommt aber aufgrund der 150 GW Photovoltaik auf die gleiche EE-Stromerzeugungsmenge.

Die Schwerpunkte der PV-Einspeisung befinden sich aufgrund des verbrauchsnahe angenommenen Zubaus der zusätzlichen PV-Anlagen im Westen und Südwesten Deutschlands. Zusammen mit dem geringeren Zubau an Windkraftanlagen verändert sich die Lastflusssituation im Übertragungsnetz. So sind einige Netzausbauprojekte des Bundesbedarfsplans 2013 in einem solchen Szenario nicht mehr erforderlich. Dafür ergibt sich aufgrund der zeitweise sehr großen Einspeisung von PV-Anlagen ein zusätzlicher Ausbaubedarf in Regionen mit hoher PV-Erzeugung. Die Studie hat diese Netzausbau-Unterschiede kostenseitig beziffert (vgl. Tabelle 4), trifft jedoch keine Aussagen darüber, welche Leitungen in einer solchen Welt wegfallen beziehungsweise hinzukommen würden. Hierfür wäre eine detaillierte Netzanalyse erforderlich.

Tabelle 4: Basisszenario und PV-Battery-Breakthrough-Szenario für 2033

Szenario für 2033	Basis (NEP 2013, B 2033)	PV-Battery-Breakthrough
Netzausbau*	verzögert	schnell
<i>Installierte Leistung (GW)</i>		
PV	65	150
Hausspeicher	~0	40
Wind Onshore	66	65
Wind Offshore	25	7
Summe Wind	91	72
<i>Erzeugungsmengen (TWh)</i>		
PV	67	147
Wind Onshore	190	185
Wind Offshore	103	29
<i>Kostendifferenzen ggü. Basisszenario (Mio. €/Jahr)</i>		
EE-Ausbau PV		n.a.
Speicherausbau		n.a.
EE-Ausbau Wind		-7.500
Verteilnetzausbau (HS)		64
Verteilnetzausbau (MS)		-15
Verteilnetzausbau (NS)		20
Übertragungsnetzausbau		-35
Residuale Erzeugungskosten		-1.600

* siehe Fußnote 16
Quelle: Consentec (2013), Werte gerundet

¹⁶ Consentec (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Studie und Datenanhang, im Auftrag von Agora Energiewende

¹⁷ Demgegenüber enthält der genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2015/2025 im Szenario B1 2035 etwas weniger PV (rund 60 GW), mehr Wind Onshore (89 GW) und weniger Wind Offshore (19 GW). BNetzA (2014): *Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG*.

Differenziert nach Kostenblöcken führt das *PV-Battery-Breakthrough*-Szenario gegenüber dem Basisszenario zu Mehrkosten beim PV-, Speicher- und Verteilnetzausbau (Hoch- und Niederspannung) sowie zu Kosteneinsparungen beim Wind-, Übertragungs- und Verteilnetzausbau (Mittelspannung). Außerdem verringern sich die Kosten der residualen Erzeugung, weil die Einspeisung vor allem tagsüber – zu Zeiten hoher Last – Kraftwerke mit höheren Grenzkosten verdrängt und weil aufgrund der vielen Speicher pro Jahr rund 27 TWh weniger Abregelungen auftreten und damit weniger konventionelle Erzeugung benötigt wird. Zentrale Kostenblöcke sind dabei nicht die Netzkosten, sondern vielmehr die Kosten für Wind Offshore- und Residualkraftwerke im Vergleich zu den Kosten für die PV-Speichersysteme.

Für den Einsatz der Hausspeicher wird in der Modellierung grundsätzlich ein marktorientierter Betrieb angenommen. Abweichend davon kommt es immer dann zu einer erzwungenen Einspeicherung von Strommengen, wenn diese im Falle der Einspeisung zu einer größeren Belastung der Verteilnetze führen würde als im ebenfalls modellierten Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“.¹⁸

Ergebnis der Untersuchung ist, dass eine Kostensenkung bei den PV-Batterie-Systemen um 80 Prozent bis 2033 gegenüber 2013 nötig ist, damit das *PV-Battery-Breakthrough-Szenario* aus volkswirtschaftlicher Sicht zu den gleichen Gesamtkosten des Stromsystems kommt wie die anderen betrachteten Szenarien mit höheren Windstromanteilen.

¹⁸ Daher ist der Verteilnetzausbau in beiden Szenarien gleich groß (Consentec (2013)).

4 Auswirkungen einer hohen PV- und Speicher-Welt auf das Abgaben- und Umlagensystem

Die Höhe der Abgaben und Umlagen hängt von der insgesamt verbrauchten Strommenge ab, auf die die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der KWK-Anlagen sowie der Infrastruktur verteilt werden. Dieser sogenannte nicht-privilegierte Letztverbrauch reduziert sich mit zunehmendem Eigenverbrauch der privaten Haushalte, da diese mit ihren kleinen PV-Anlagen in der Regel für den selbstverbrauchten Strom weder EEG-Umlage noch Netzentgelte oder KWK-Umlage zahlen.¹⁹ PV-Anlagenbetreiber mit Speichern haben dabei mehr Möglichkeiten zur Erhöhung ihres Eigenverbrauchs als andere. Während PV-Anlagen ohne Speicher typischerweise einen Eigenverbrauchsanteil von bis zu 30 Prozent erreichen, erhöht sich dieser in Verbindung mit Speichern auf bis zu 70 Prozent. In einer hohen PV- und Speicher-Welt steigt damit das Risiko einer Umverteilung der Kosten von EEG-Umlage, Netzentgelten und KWK-Umlage von den dezentralen Eigenversorgern hin zu den restlichen Verbrauchern, die ihren Strom weiterhin aus dem Netz beziehen.²⁰ Durch diese steigenden Kosten erhöht sich wiederum für letztere der Anreiz, selbst Eigenversorger zu werden.

Bisher ist dieses Problem kaum relevant. So lag der Anteil der von der EEG-Umlage befreiten Kleinanlagen an der jährlich in Deutschland installierten PV-Leistung seit 2009 immer unter 20 Prozent.²¹ Eine hohe PV- und Speicherwelt impliziert jedoch eine starke Zunahme der befreiten Anlagen. So setzt das betrachtete *PV-Battery-Breakthrough*-Szenario mit einer insgesamt installierten Leistung von 150 GW PV in 2033 voraus, dass 80 GW PV-Dachanlagen mit Speichern und dementsprechend hohem Eigenverbrauch betrieben werden. Geht man davon aus, dass das geltende Recht so fortbesteht, würde die EEG-Umlage im *PV-Battery-Breakthrough*-Szenario 2033 rund 1 ct/kWh höher ausfallen als im Basisszenario.²² Vergleichbares dürfte sich bei den Netzentgelten ergeben. Diese Kosten würden auf den Stromverbrauch aus dem öffentlichen Netz umgewälzt.

¹⁹ Die Bagatellgrenze gilt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 kWp und max. 10 MWh selbst verbrauchtem Strom pro Kalenderjahr (EEG 2014 §61 Absatz 2 Nummer 4).

²⁰ Weniger et al. (2015); IEA-RETD (2014): *Residential prosumers – drivers and policy options*.

²¹ Fh-ISE (2015): *Photovoltaics report*. 10 August 2015

²² Vgl. Öko-Institut (2015): *EEG-Rechner*. Tool erarbeitet für Agora Energiewende, Modellversion 3.0.5. Annahmen: 80 GW PV mit Speichern mit 78 TWh Stromerzeugung und einem Eigenverbrauchsanteil von 70 Prozent ergeben rund 55 TWh Eigenverbrauch. Die Referenzentwicklung des EEG-Rechners sieht für 2033 eine EEG-Umlage von 4,5 ct/kWh vor (reale Preise, Basis 2015).

5 Notwendige Anpassungen in der Energiepolitik

Die Energiepolitik sollte so gestaltet werden, dass ein möglicher flächendeckender *Rollout* von PV-Speichersystemen erfolgen kann, ohne dass dies zu Fehlinvestitionen führt, negative Folgewirkungen für das Energiesystem hätte oder negative Verteilungswirkungen auslösen würde. Zentral erscheinen vor diesem Hintergrund folgende notwendige Anpassungen des Regulierungsrahmens:

- **Regulatorischen Rahmen für einen günstigen Speicherbetrieb anpassen:** Damit ein massiver Zubau von Speichern nicht zu den oben genannten Einspeise- beziehungsweise Lastspitzen führt, sollten hier die Anreize richtig gesetzt werden. Eine mögliche Stellschraube ist dabei die **Einspeisebegrenzung** von PV-Anlagen. Schon heute müssen laut EEG kleine Hausspeichersysteme, die in Verbindung mit PV-Anlagen bis 30 kWp betrieben werden, ihre maximale Netzeinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.²³ Diese Begrenzung könnte für PV-Hausspeichersysteme weiter verschärft werden, zum Beispiel kurzfristig auf 50 Prozent und mittelfristig auf 40 Prozent der installierten Nennleistung. Unter den Bedingungen einer begrenzten Einspeiseleistung ist es für den Betreiber am effizientesten, seinen Speicher prognosebasiert zu laden, weil er damit Abregelungsverluste verringert und den höchstmöglichen Eigenverbrauch erzielt.²⁴ Zudem sollten auch die **technischen Anschlussrichtlinien** für Speicher so angepasst werden, dass sie in Richtung dezentraler Selbststeuerung erweitert werden.²⁵ Auch die **KfW-Förderrichtlinien** für Hausspeicher sollten in Richtung Mindeststandards für Systemdienlichkeit weiterentwickelt werden, um den Innovationsdruck auf die Hersteller von Speichersystemen aufrecht zu erhalten.²⁶
- **Schaffung eines regulatorischen Rahmens für die Bewirtschaftung von Verteilnetzengpässen:** Damit der flächendeckende Ausbau von PV-Systemen nicht zu Problemen in den am meisten betroffenen Verteilnetzen führt, müssen Regelungen für die Situationen gefunden werden, in denen in den betroffenen Netzen sehr viel Strom ins regionale Netz ein- oder ausgespeist werden soll (zum Beispiel aufgrund von Börsenpreissignalen). Ein

²³ § 9 (2) EEG 2014. Diese Regelung ist kaum praxisrelevant, da ohnehin nur an sehr wenigen Stunden im Jahr die 70 Prozent erreicht werden. Bei der KfW-Speicherförderung liegt diese Begrenzung bei 60 Prozent, was eine wirksamere Restriktion darstellt. Die KfW-Förderung wird momentan durch rund die Hälfte aller Betreiber von kleinen Speicheranlagen genutzt. Sterner et al. (2015): *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung*.

²⁴ Weniger et al. (2015); Sterner et al. (2015); PV Nutzen (2015): *Handlungsempfehlungen*. Workshop vom 2.6.2015. So ließen sich bei einer Verringerung der Einspeiseleistung auf 40 Prozent der installierten Nennleistung doppelt so viele PV-Hausspeichersysteme ins Netz integrieren wie bei einer Begrenzung auf 80 Prozent. Weniger et al. (2014): *Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen*. Siehe dazu auch Fh-ISE (2013): *Speicherstudie 2013*.

²⁵ FNN/VDE (2014): *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz*. Diese regeln bereits unter anderem die Blindleistungsregelung beim Entladen, die Möglichkeit zur Wirkleistungsbegrenzung sowie eine Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz im Verteilnetz. Hinzukommen sollte die automatische Ausspeicherung bei Unterfrequenz beziehungsweise Einspeicherung bei Überfrequenz, Spannungshaltung sowie Vorhaltung einer dafür notwendigen systeminternen Speicherkapazität (vgl. Sterner et al. (2015)).

²⁶ Kairies et al. (2015): *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015*; Sterner et al. (2015)

denkbarer Ansatz hierzu wäre die „Netzampel“,²⁷ bei der Verteilnetzbetreiber bei drohenden Netzengpässen (gelbe Ampelphase) regional angebotene netzdienliche Flexibilität abrufen würden, um das Eintreten einer „roten Phase“ und die damit verbundene Gefährdung der Systemstabilität zu verhindern.²⁸

- **Szenariorechnung eines Netzentwicklungsplans mit 150 GW Photovoltaik:** Im Rahmen des nächsten Szenariorahmens sollte zeitnah untersucht werden, welche Netzbedarfe sich ergeben, wenn es zu einem flächendeckenden *Rollout* von PV-Speichersystemen käme. Ein mögliches Ergebnis dieser Berechnungen könnte sein, dass zwar die im NEP 2015 enthaltenen Nord-Süd-Trassen auch in einer solchen Welt noch notwendig sind, die über 2025 hinaus bis 2035 geplanten Stromtrassen jedoch wegfallen würden. Dies würde der Politik die Möglichkeit geben, vor etwaigen Netzplanungen über den aktuellen Bedarfsplan 2016 hinaus die weitere Entwicklung bei der Verbreitung der PV-Speicher-Systeme abzuwarten.
- **Reform der Abgaben und Umlagen:** Je mehr Strom dezentral erzeugt wird, desto höher wird der Betrag der Abgaben und Umlagen, den die anderen Stromverbraucher zahlen müssen. Zudem sorgen die Abgaben und Umlagen auf die Entnahme des Stroms aus dem Stromnetz dafür, dass die Speicher nicht zur Bereitstellung von Flexibilität an den Strombörsen bereitgestellt werden. Eine umfassende Reform des Abgaben- und Umlagensystems, die die Finanzierung der Gemeinkosten der Energiewende auf eine dauerhafte Basis stellt und die richtigen Anreize für den Einsatz der Speicher am Strommarkt setzt, ist zumindest mittelfristig dringend notwendig.

²⁷ BDEW (2015): *Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase.*

²⁸ Für die in diesem Zusammenhang noch zu klärenden Fragen vgl. RAP (2014): *Offene Fragen zur Netzampel/ zu regionalen Flexibilitätsmärkten.*

6 Fazit

Eine Welt mit hohen Photovoltaik- und Speicheranteilen ist – unabhängig davon, für wie wahrscheinlich man ein solches Szenario hält – grundsätzlich ohne größere Probleme für das Stromsystem darstellbar. Szenarien mit 150 oder 200 GW Photovoltaik in Deutschland, die bis vor kurzem noch von vielen für vollkommen unrealistisch gehalten wurden, sind technisch und ökonomisch möglich. Ob eine solche Welt eintritt, hängt zum einen von der weiteren Kostenentwicklung bei PV-Speicher-Systemen ab, aber zum anderen auch von Konsumentenpräferenzen, regulatorischen Rahmenbedingungen und Geschäftsstrategien der Energiewirtschaft. Auch ein – hier nicht weiter untersuchter – möglicher Durchbruch im Bereich der Elektromobilität könnte ein solches Szenario beflügeln.

Energiepolitik und Energiewirtschaft sollten sich daher aktiv auf eine solche Welt vorbereiten und die notwendigen Rahmenbedingungen dafür schaffen. Für die Energiewirtschaft bedeutet dies, nicht so sehr den Verkauf des Produkts „Strom“ in den Vordergrund des Geschäftsmodells zu stellen, als vielmehr durch andere Produkte zum Partner der *Prosumer* zu werden. Sie müssten sich zu Energiedienstleistern²⁹ weiterentwickeln, die den Kunden zum Beispiel unterstützen bei der Optimierung des Energieverbrauchs hinter dem Netzanschluss, beim Energiemanagement, bei Installation, Monitoring, Wartung und Management der PV-Speicher-Systeme und ihm Zusatzprodukte durch die Vermarktung des nicht selbst verbrauchten Stroms an Dritte anbieten.

Auf die Energiepolitik kommt in diesem Zusammenhang die Aufgabe zu, den Rechtsrahmen so zu gestalten, dass das Stromsystem in beiden möglichen Welten gut funktioniert – sowohl für den Fall, dass der PV-Speicher-*Rollout* erfolgt, als auch für den Fall, dass er nicht kommt. Dafür sind einige notwendige Rechtsanpassungen, wie oben dargestellt, nötig. Einmal erfolgt, wäre der dezentrale PV-Speicher-*Rollout* dann keine Bedrohung für das etablierte Stromsystem, sondern vielmehr eine Chance für eine neue Etappe in der Evolution der Energiewirtschaft.

²⁹ Rocky Mountain Institute (2015): *The economics of load defection. How grid-connected solar-plus-battery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward.*