

# Dezentrale Strom- und Wärmespeicherung im Smart Grid

Speichersysteme im Smart Grid stehen vor einer großen Herausforderung: In welcher Funktion und Anwendung können sie die Integration der erneuerbaren Energien unterstützen und gleichzeitig wirtschaftlich im Vergleich zu Alternativen wie Anlagenabregelung oder Netzausbau betrieben werden?

Abbildung 1 verdeutlicht anhand der Ecken eines Dreiecks drei verschiedene Anwendungsfälle und ihre Zielkonflikte:

- (1) maximaler Eigenverbrauch
- (2) netzstützender Betrieb
- (3) marktoptimierter Betrieb

So führen bspw. Eigenverbrauchssysteme und marktgeführte Speicher nicht notwendigerweise zu einem expliziten Netznutzen, während ein netzfreundlicher Speichereinsatz zu wirtschaftlichen Verlusten gegenüber Eigenverbrauch und strommarktgetriebenen Betrieb führt. Es stellt sich also die Frage, inwieweit diese Anwendungsfälle zur Erhöhung des wirtschaftlichen Ertrags miteinander kombiniert werden können.

Im Folgenden wird anhand kurzer Darstellung bisheriger Forschungsergebnisse der Autoren gezeigt, wie die jeweiligen Fälle im Einzelnen mit Strom- und Wärmespeichern umgesetzt werden können. Dazu werden die technischen Möglichkeiten und die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Anwendungen wie lokale

Regelungen zur Spannungshaltung, Teilnahme am Regelenergiemarkt, Last- und Einspeisespitzenreduktion erörtert.

## 1. Eigenverbraucherhöhung mit Hilfe dezentraler Speichersysteme

Sinkende Einspeisevergütungen, steigende Endkundenstrompreise und sinkende Systempreise machen den Anwendungsfall des Eigenverbrauchs von lokal erzeugtem PV-Strom zu einem interessanten Geschäftsmodell. Hieraus hat sich innerhalb kürzester Zeit ein Markt für PV-Batteriesysteme entwickelt, die auf einen höheren Eigenverbrauch und auf einen höheren Autarkiegrad abzielen. Mit über 200 verschiedenen erhältlichen Systemvarianten und zahlreichen Untersuchungen zu diesen strombasierten Eigenverbrauchssystemen [1], [2], [3] rücken alternative Technologien zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs in den wissenschaftlichen Fokus.

Dabei bieten leistungsgeregelte PV-Wärmepumpensysteme eine interessante Alternative zur Erhöhung der Eigenstromnutzung in Zukunft. Diese ermöglichen Betriebsführungsstrategien, die die elektrische Leistung einer Wärmepumpe an die PV-Erzeugung

Fraunhofer IWES

Jan von Appen  
jan.vonappen@iwes.fraunhofer.de

Heike Barth  
heike.barth@iwes.fraunhofer.de

Martin Braun  
martin.braun@iwes.fraunhofer.de

Diego Hidalgo  
diego.hidalgo@iwes.fraunhofer.de

Patrick Hochloff  
patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de

Maria Roos  
maria.roos@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP

Patrick Schumacher  
patrick.schumacher@ibp.fraunhofer.de

ZAE Bayern

Holger Fink  
fink@muc.zae-bayern.de

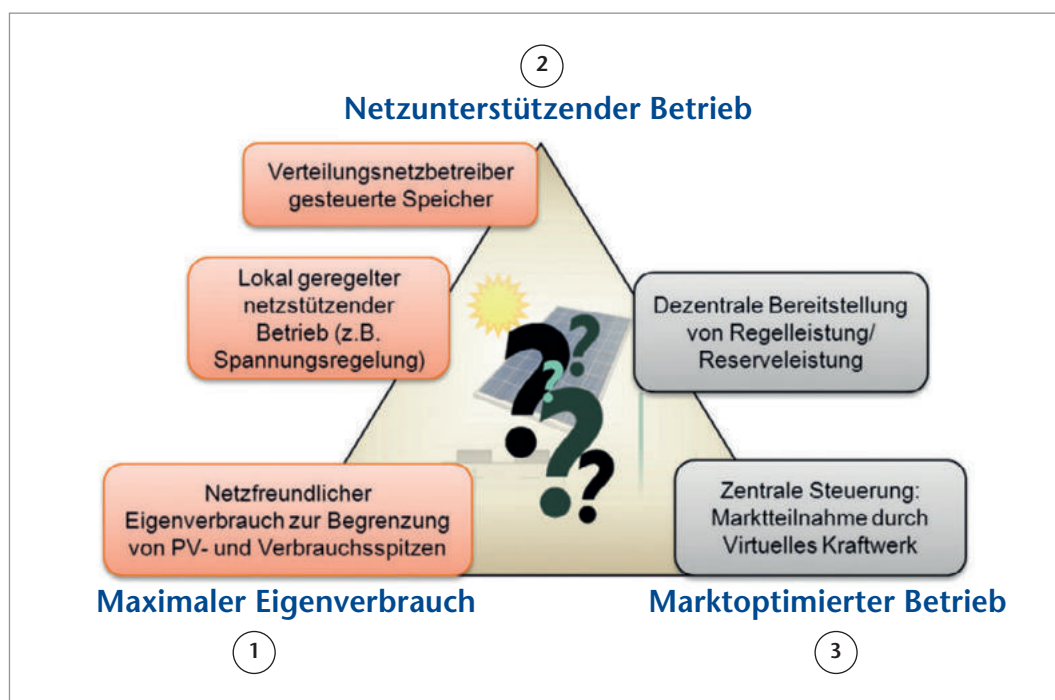
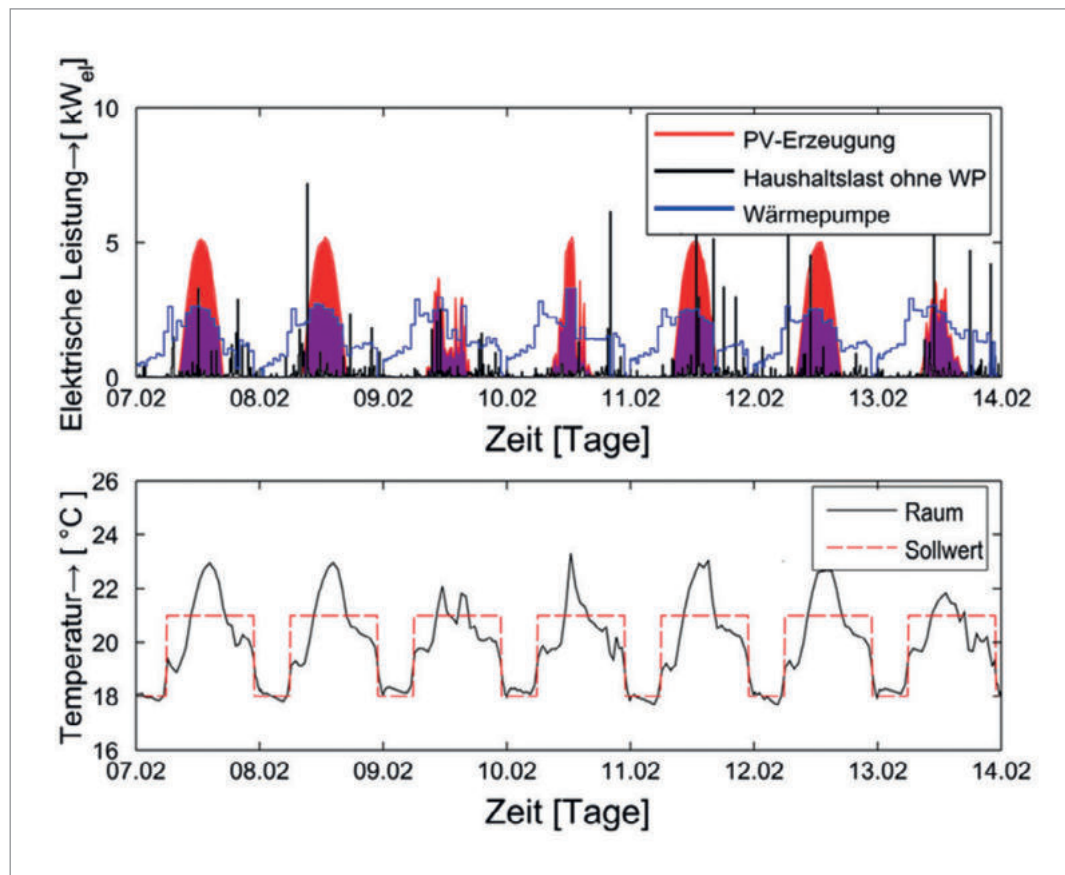


Abbildung 1  
Zieldreieck zum Einsatz dezentraler Speicher im Smart Grid

Abbildung 2  
**PV-Wärmepumpen-System:**  
 Beispielhafte Erhöhung  
 des PV-Eigenverbrauchs  
 mit Hilfe von  
 Wärmepumpen



anpassen. Voraussetzung hierfür ist, dass ein gleichbleibender Komfort im Haus gewährleistet werden kann. So können Wetter- und Wärmebedarfsprognosen genutzt werden, um optimale Fahrpläne für die Wärmepumpe zu erstellen. Diese sollen den PV-Eigenverbrauch maximieren und gleichzeitig den Komfort im Haus erhalten. Unter Berücksichtigung der Wärmespeicherfähigkeit des Hauses und mit Hilfe einer geeigneten Parametrisierung des Raumtemperatursollwerts (z. B. tagsüber 21 °C und nachts 18 °C) kann die maximale Flexibilität des PV-Wärmepumpensystems voll ausgenutzt werden.

Abbildung 2 zeigt, wie der Betrieb eines PV-Wärmepumpen-Systems gestaltet werden könnte anhand der Simulation einer Winterwoche. Tagsüber fährt die Wärmepumpe hoch, um die PV-Energie zu nutzen. So wird das Haus ein paar Grad überheizt, damit die Wärmepumpe dank der Speicherfähigkeit des Hauses nachts herunterfahren kann, wenn keine PV vorhanden ist. Entsprechend werden hier die Speichereigenschaften des Hauses ohne zusätzlichen Wärmespeicher ausgenutzt. So kann sowohl der Strombezug aus dem Netz minimiert als auch der lokale Wärmebedarf mittels lokaler Stromerzeugung teilweise bedient werden.

Eine zusätzliche Berücksichtigung von dezentralen Wärmespeichern erhöht die Flexibilität dieser Strom-

Wärmesysteme und ermöglicht neue Betriebsführungen, die nicht nur eigenverbrauchserhöhend wirken, sondern auch bspw. die Bereitstellung von Netzdienstleistungen ermöglichen.

## 2. Netzstützender Betrieb mit Hilfe von Speichersystemen

Eigenverbrauchsmaximierende Betriebsführungen für PV-Speichersysteme beinhalten keinen expliziten Netznutzen in ihrer Betriebsführung. So kann sich, je nach Speichergröße, weiterhin die PV-Spitzenleistung spannungserhöhend auf das Netz auswirken. Dies geschieht, wenn die Batterie zu diesem Zeitpunkt schon vollständig geladen ist und daher keine weitere Energie mehr aufnehmen kann [4]. Neben Betriebsführungen, die die Spannungshaltung berücksichtigen, eröffnet die Teilnahme am Regelenergiemarkt einen weiteren Anwendungsfall für Speichersysteme. Im Folgenden werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie diese Ziele in den Betriebsführungen berücksichtigt werden können.

### Spannungshaltung

Eine spannungsregelnde Funktionalität kann in Betriebsführungsstrategien für PV-Speichersysteme berücksichtigt werden, wie in [5], [6] gezeigt wird. Dabei wird eine Eigenverbrauchsmaximierung ange-

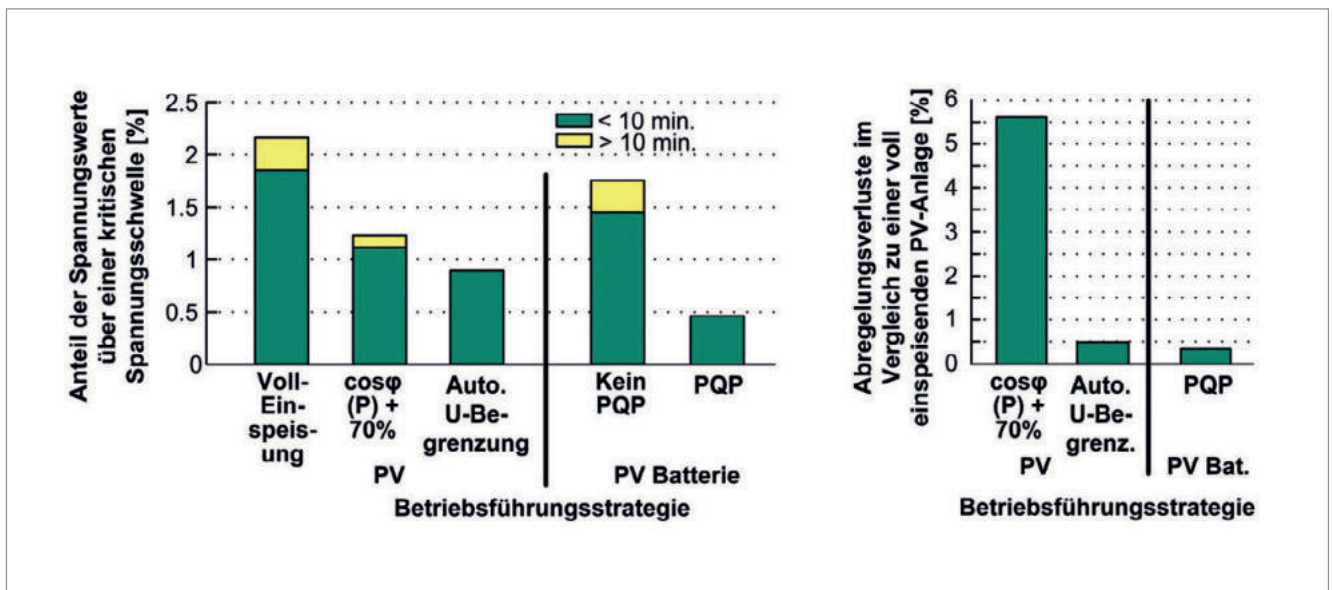


Abbildung 3

Links: Anteil der Spannungswerte über einer kritischen Spannungsschwelle

Rechts: PV-Abregelungsverluste für PV- und PV-Speichersysteme für verschiedene Betriebsführungsstrategien [5], [6]

strebt und nur bei der Überschreitung einer festgelegten Spannungsschwelle am Netzanschlusspunkt des Systems eine aktive Regelung der Anlage zugunsten der Senkung der Netzspannung ausgelöst. Hierbei wird der Speicher mit entsprechend höheren Strömen geladen, so dass sich die PV-Leistung nicht mehr spannungserhöhend auf das Netz auswirkt. Falls der Speicher vollständig geladen ist und die Netzspannung weiterhin über der kritischen Schwelle liegt, wird Blindleistung durch den PV-Wechselrichter bereitgestellt bzw. anschließend die PV-Wirkleistung reduziert.

Die Effektivität dieser Betriebsführungsstrategie wird anhand von Netzsimulationen bewertet. Den Netzsimulationen werden von PV-Anlagen hoch durchdrungene Niederspannungsnetze zugrunde gelegt. Wie in *Abbildung 3* dargestellt, wird die sogenannte PQP-Betriebsführungsstrategie für PV-Speichersysteme mit einer Standardbetriebsführung für entsprechende Systeme und verschiedenen Strategien für PV-Anlagen verglichen. Hier werden eine fixe Wirkleistungsbegrenzung auf 70 % der installierten Anlagenennleistung plus Blindleistungsbereitstellung, die einer Leistungsstatik folgt, sowie eine automatische Spannungsbegrenzung (ASB) analysiert. Die automatische Spannungsbegrenzung folgt der oben beschriebenen Logik, wonach ab einer bestimmten Netzspannung erst Blindleistung bereitgestellt und anschließend Wirkleistung abgeregelt wird.

Die Analyse zeigt, dass dynamische Betriebsführungsstrategien wie die PQP- oder die ASB-Strategie, die die Netzspannung berücksichtigen, die Spannungswerte über einer kritischen Spannungsschwelle erfolgreich reduzieren können. Es verbleiben lediglich kurzweilige Spannungswerte oberhalb der Schwelle. Diese sind auf die Reglerdynamik zurückzuführen, da

dieser erst beim Überschreiten der Schwelle auslöst. Des Weiteren lassen sich die PV-Abregelungsverluste verglichen mit einer fixen Leistungsbegrenzung verringern, wie anhand des rechten Teils von *Abbildung 3* zu sehen ist. Dabei sind in diesem Beispiel Steigerungsraten des Eigenverbrauchs von über 30%-Punkten für eine 5 kWp-PV-Anlage mit einer 7 kWh großen Batterie möglich. Dies ist jedoch abhängig von dem lokalen Lastverlauf [5], [6].

Es zeigt sich, dass spannungsregelnde Betriebsführungsstrategien für PV-Speichersysteme sowohl den Eigenverbrauch erhöhen als auch die Netzintegration von PV-Anlagen verbessern können, indem sie gezielt Spannungsspitzen reduzieren. Je nach PV-Durchdringung des Netzes und lokaler Spannung ist dies allerdings mit höheren PV-Energieverlusten verbunden.

### Bereitstellung von Regelleistung

Für die Sicherung der Systemstabilität in Bezug auf eine konstante Netzfrequenz wird Regelleistung in Form von Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung benötigt, um Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Diese Regelleistung wird derzeit hauptsächlich aus konventionellen Großkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt. Werden Großkraftwerke aufgrund zunehmender dezentraler und erneuerbarer Erzeugung außer Betrieb gesetzt, fehlen sie für die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Stromspeicher – hier vor allem Batteriespeicher – stellen eine vielversprechende Alternative für die Bereitstellung von Regelleistung dar. Aufgrund ihrer schnellen Reaktions- und Regelfähigkeit sind Batteriespeicher insbesondere für die Primärregelleistung vorteilhaft. Eine Schwierigkeit besteht hier jedoch in der Notwendigkeit eine hohe zeitliche Verfügbarkeit

für Regelleistungserbringung zu gewährleisten. Um nicht Gefahr zu laufen, durch vollen oder leeren Speicher keine Regelleistung mehr bereitstellen zu können, müssten Speicher entweder von ihrer Kapazität her sehr groß dimensioniert, durch Drittkraftwerke besichert oder in einen Kraftwerks-Pool eingebunden werden. Erste Umsetzungen und Pilotprojekte wurden und werden bereits durchgeführt (z. B. [7], [8]).

Auch wenn aus technologischer Sicht der Einsatz von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Regelleistung möglich ist, ist ein wirtschaftlicher Betrieb aktuell unter den gegebenen Rahmenbedingungen noch schwer darstellbar. Bei sinkenden Kosten für Batteriespeichersysteme zeichnet sich ein wirtschaftlicher Betrieb für die kommenden Jahre ab. Durch Kombination mit weiteren Anwendungsmöglichkeiten ist zu erwarten, dass sich ebenfalls eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit generieren lässt. Hierbei ist jedoch darauf zu achten, dass sich die Anwendungsfälle in ihrem Bedarfsverhalten nicht gegenseitig hemmen [9], [10].

### 3. Marktteilnahme von dezentralen Speichersystemen

Ein weiterer Anwendungsfall für Speichersysteme ist die Teilnahme am Handel der Strom- und Regelenergiebörsen. Elektrische Speicher werden dabei als notwendiger Teil des zukünftigen Energieversorgungssystems gesehen und Akteure würden gerne bereits heute entsprechend investieren. Dabei sind u. a. zwei Aspekte zu berücksichtigen, die regulatorischen Rahmenbedingungen für elektrische Speicher und Wärmeanwendungen sowie die Marktpreise bzw. deren zukünftigen Entwicklung.

Es wurde in letzter Zeit versucht, die Stellung von elektrischen Speichern im Markt zu verbessern, indem sie von den üblichen Abgabelasten für Stromverbraucher (z. B. Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage) befreit wurden. Andere Technologien wie z. B. elektrische Wärmeerzeuger erfahren diese Bevorzugung nicht, was ihren Durchbruch hemmt. Die Wandlungsfähigkeit des regulatorischen Rahmens lässt jedoch vermuten, dass die momentane Besserstellung der elektrischen Speicher gegenüber der elektrischen Wärmeerzeugung nur vorübergehend ist.

An den Marktpreisen ist derzeit jedoch keine Knappheit an flexiblen Kapazitäten abzulesen. Für neue Speicher wird das voraussichtlich auch in den nächsten Jahren (bis 2020) der Fall sein. Das zeigen aufgegebenen Speicherbauprojekte, die Absicht von Energieversorgern ihre Gaskraftwerke stillzulegen und auch Simulationen der Energieversorgung für die Jahre 2015 und 2020 mit einem höheren Ausbau der erneuerbaren Energien [11].

Der technisch zunehmende Bedarf an flexiblen Kapazitäten im Stromversorgungssystem wird auf absehbare Zeit durch günstigere Techniken als Speichersysteme gedeckt. So werden Höchstpreise zuerst von flexiblen Biogasanlagen [11] und Tiefstpreise von elektrischen Wärmeerzeugern erodiert. Die Preisdifferenz bleibt demnach vorerst so klein, dass sich neue, insbesondere dezentrale Speichertechniken daraus nicht finanzieren lassen. Der aktuelle Preisanstieg in der Sekundärregelleistung bleibt zunächst abzuwarten, da Regelleistungspreise bei konstanter Nachfrage volatil sind. Eine nachhaltige Finanzierung für Speicher auf Basis derzeitiger Regelleistungspreise ist riskant, da auch Biomasse- und KWK-Anlagen sowie abschaltbare, industrielle Lasten derzeit in den Regelleistungsmarkt einsteigen.

### Zusammenfassung und Ausblick

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs in Haushalt und Gewerbe ist zurzeit der einzige Anwendungsfall, der einen wirtschaftlichen Mehrwert für die Besitzer dezentraler Speicher darstellt. Dabei gilt es je nach bereits installierter Anlage und dem dazu gehörigen Strom- und Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft oder des Haushaltes stets individuell zu analysieren, ob Strom-, Wärmespeicher oder eine Kombination dabei die vorteilhafteste Lösung darstellt. Natürlich müssen solche Lösungen sich auch der Variante ohne Speicher stellen.

Netz- und Energiedienstleistungen sind ebenfalls durch den Einsatz sowohl von Strom- als auch von Wärmespeichersystemen technisch möglich. Der regulatorische Rahmen, der es dem Netzbetreiber erlaubt, auch von dezentralen Speichersystemen entsprechende Dienstleistungen zu veranlassen und diese zu vergüten, ist momentan allerdings noch nicht gegeben. Die Netzanschlussbedingungen bieten aktuell die praktikabelste Möglichkeit, ein netzfreundliches Verhalten der dezentralen Systeme zu erwirken. Jedoch geht hiermit keine Ertragschance für die Speicherbesitzer einher.

Die Marktteilnahme von dezentralen Speichern bildet heute und auf absehbare Zeit keine ausreichende Grundlage für eine Investition in neue Speichertechniken. Zudem werden derzeit Speichertechnologien installiert, die entweder Spezialanwendungen bedienen, gefördert werden oder eine Finanzierung aus einem Forschungsprojekt erhalten. Mit zunehmender Schwankung der Strombörsenpreise durch den höheren Anteil erneuerbarer Energien können sich hier allerdings mittel- und langfristige weitere Ertragsmöglichkeiten für Speichersysteme ergeben.

Zusammenfassend haben die bisherigen Untersuchungen gezeigt, dass die momentane Fokussierung auf den Anwendungsfall Eigenverbrauch zwar eine betriebswirtschaftlich nachvollziehbare Entscheidung der Speichersystembesitzer darstellt, allerdings aus gesamtsystemischer Sicht zu kurz greift. Ein sich ändernder regulatorischer Rahmen und Strommarkt führen dazu, dass sich neue Anwendungsfälle für Speichertechnologien ergeben, um die Wirtschaftlichkeit dezentraler Speicherlösungen zu erhöhen.

Zwei Forschungsschwerpunkte werden innerhalb des Forschungsfeldes weiter in den Mittelpunkt rücken. Zum einen ermöglicht die Entwicklung von Betriebsführungsstrategien zur Kombination verschiedener Anwendungsfälle unter Mehrfachnutzung eines dezentralen Speichers [12], [13] eine flexible Reaktion auf sich ändernde Rahmenbedingungen und die Erschließung neuer Ertragsquellen. Zum anderen ist vor allem eine weitere Einbeziehung von Wärmespeichern zu berücksichtigen. Dazu gehört auch die Erprobung neuer Technologien wie Sorptionsspeicher.

## Literatur

- [1] M. Fuhs, „Marktübersicht Batteriespeichersysteme“, photovoltaik, pp. 46-49, Okt. 2012.
- [2] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, A. Josen, „Photovoltaic Self-Consumption in Germany“, in Proc. 2009 24th European PV Solar Energy Conf., pp. 3121-3127.
- [3] J. Weniger, V. Quaschnig, „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern“, in Proc. 2013 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Paper-Nr. 11.
- [4] J. Appen, A. Schmiegel, M. Braun, „Impact of PV storage systems on LV grids“, in Proc. 2012 27th EU PV Solar Energy Conf., pp. 3822-3828.
- [5] J. Appen, M. Braun, T. Kneiske, A. Schmiegel, „Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz“, in Proc. 2013 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Paper-Nr. 54.
- [6] J. Appen, M. Braun, T. Kneiske, „Voltage Control using PV Storage Systems in Distribution Systems“, in Proc. 2013 CIRED, Paper-Nr. 1396.
- [7] Younicos, „Bahn frei für Wind und Sonne!“, Pressemitteilung, Berlin, 06.02.2013, [http://www.yunicos.com/de/mediathek/pressemeldungen/011\\_1MWPRV-LVattenfall.html](http://www.yunicos.com/de/mediathek/pressemeldungen/011_1MWPRV-LVattenfall.html) (zuletzt abgerufen: 17.10.2013).
- [8] LESSY – LithiumElektrizitätsSpeicherSystem; Forschungsprojekt gefördert vom BMBF, <http://www.lessy.eu> (abgerufen am: 17.10.2013).
- [9] T. M. Kneiske, H. Barth, S. Raab, „Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität im Rahmen des Projekts ESPEN“, Vortrag NEIS Konferenz, Hamburg, 12.–13. September 2013.
- [10] S. Raab, „Einsatzmöglichkeiten von Batterie-Großspeichern in Mittelspannungsnetzen mit hohem Windenergieanteil“, Diplomarbeit, Universität Kassel, 2013 (in Bearbeitung).
- [11] Fraunhofer IWES, „Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen“, Studie im Auftrag der AgriKomp GmbH, Mai 2013.
- [12] J. Appen, M. Braun, R. Estrella, „A Framework for Different Storage Use Cases in Distribution Systems“, in Proc. 2012 CIRED Workshop, Paper-Nr. 318.
- [13] K. Büdenbender, M. Braun, T. Stetz, P. Strauß, „Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration“, International Journal of Distributed Energy Resources, 7, 2, 2011.