

# Multikriterieller Betrieb von Batteriespeichern

Elektrische Energiespeicher, insbesondere Lithium-Ionen-(Li-Ionen)Batterien, können einen entscheidenden Beitrag zur sicheren Bereitstellung elektrischer Energie und zur Erreichung der Ziele der Energiewende liefern und tun dies schon heute. Ihr Potenzial ist besonders groß in einem Energiesystem mit verteilter und fluktuierender Erzeugung, wie sie in einem von erneuerbaren Energien geprägten elektrischen Energiesystem auftritt.

Für die Wirtschaftlichkeit elektrischer Energiespeicher spielen neben den Investitionskosten auch die Lebensdauer der einzelnen Komponenten, die Systemdimensionierung, das Systemdesign und Effizienz des Systems, die Auslastung des Speichers sowie die Systemsteuerung eine wichtige Rolle. Dabei beeinflussen sich die einzelnen Faktoren auch gegenseitig (► *Abbildung 1*).

Das Batteriespeicher-System sollte je nach Anwendung so betrieben werden, dass die Anforderungen des Systembetreibers erfüllt werden.

Die Erzeugung elektrischer Energie durch PV-Anlagen zur Eigenversorgung ist wirtschaftlich und ökologisch interessant und seit vielen Jahren üblich, insbesondere bei Einfamilienhäusern. Ein wachsender Anteil dieser Einfamilienhäuser mit PV-Anlagen nutzt eine Batterie zur weiteren Reduktion des Strombezugs aus dem öffentlichen Stromnetz (PV-Heimspeicher). Die Batterien speichern somit

aktuell überschüssige Energie für die spätere Entnahme zur Deckung der Haushaltslast (► *Abbildung 1*, Bild links unten). PV-Heimspeicher zu diesem Zweck zu installieren und zu betreiben kann derzeit bereits wirtschaftlicher sein, als der reine Netzbezug. An den alleinigen Betrieb einer PV-Anlage kommt die Wirtschaftlichkeit im Regelfall jedoch nicht heran. Gesamtsystemisch kann diese Betriebsweise die Aufnahmefähigkeit eines elektrischen Systems für Solarstrom erhöhen. Sie ist jedoch nicht zwingend vorteilhaft, da die Spitzenleistung womöglich nicht reduziert wird.

Kriterien, die beim Betrieb von Speichersystemen und somit auch in der Lade- bzw. Entladestrategie berücksichtigt werden sollten, sind (je nach Anwendung) z. B.

- die Alterung der Batterie
- die Effizienz einzelner Komponenten
- die Kappung von PV-Spitzenleistung oder
- eine zusätzliche Bereitstellung von Primärregelleistung.

Spielen mehrere Kriterien für den Betrieb des Batteriespeichersystems gleichzeitig eine Rolle, so wird im Folgenden von einem multikriteriellen Betrieb gesprochen. Die folgenden Beispiele stellen Anwendungen mit unterschiedlichen multikriteriellen Betriebsstrategien vor.



KIT  
Nina Munzke  
nina.munzke@kit.edu

ISE  
Raphael Hollinger  
raphael.hollinger@ise.fraunhofer.de

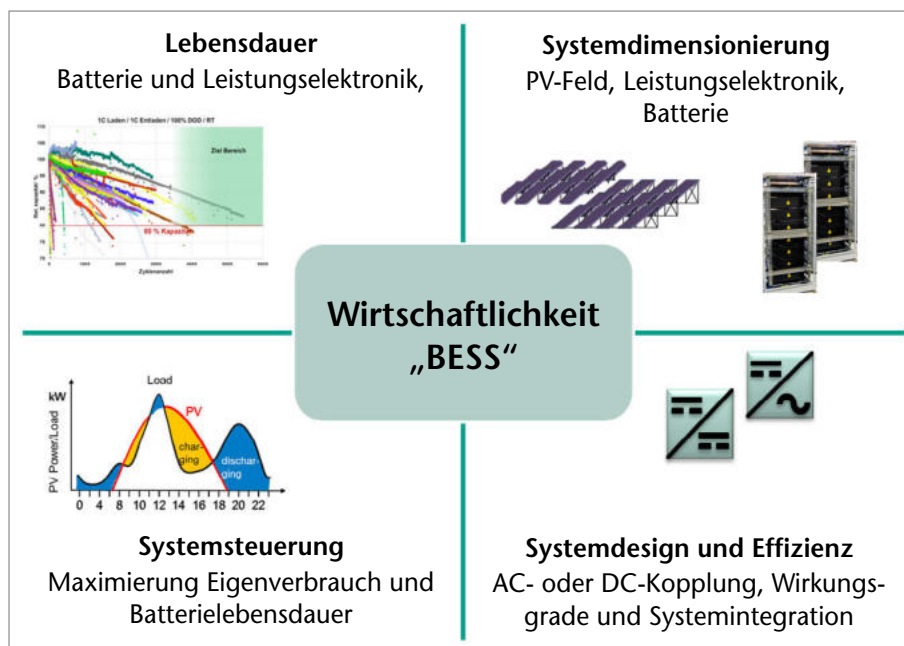


Abbildung 1  
**Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit eines stationären Speichersystems [1]**

### PV-Speichersysteme zur Erhöhung des Autarkiegrades unter Vermeidung frühzeitiger Batteriealterung

Unabhängig von der Anwendung, in der ein Batteriespeichersystem eingesetzt wird, kann es sinnvoll sein, dass die Batterie möglichst wenig Zeit bei einem hohen Ladezustand („SOC“ = State of Charge) verbringt. Grund hierfür ist, dass einige Li-Ionen-Batterien bei hohem SOC schneller kalendarisch altern als in anderen SOC-Bereichen [2]. Hierzu zählen z. B. Zellchemien wie NMC (Nickel-Mangan-Cobalt), NCA (Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid) und LFP (Lithium-Eisen-Phosphat).

Je nach Zellchemie ist es zudem von Vorteil, weitere SOC-Bereiche zu vermeiden. Durch eine intelligente Steuerung des Speichers kann eine unnötige frühzeitige kalendarische Alterung vermieden werden [3].

Wenn beispielsweise ein PV-Speichersystem zur Deckung des Eigenstrombedarfs dient, so ist es Aufgabe der Steuerung sowohl den Eigenverbrauchsanteil bzw. den Autarkiegrad des Systembetreibers zu erhöhen als auch die Batterie möglichst schonend zu betreiben, um ihre Lebensdauer zu verlängern. Sowohl die Erhöhung des Autarkiegrades als auch eine längere Lebensdauer der Batterien haben wiederum eine höhere Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zur Folge. Somit ist, wie in Munzke et al. [4] beschrieben, die Fähigkeit zur Prognose des Energiebedarfs des Systembetreibers sowie der durch die PV-Anlage bereitgestellten Energie im Tagesverlauf ein sehr wichtiges Kriterium für die Güte der Systemsteuerung. Hier kommt es folglich darauf an, sowohl die Last als auch die voraussichtlich zur Verfügung stehende lokale Erzeugungsleistung vorherzusagen zu können und daraus abzuleiten, wie das System im Tagesverlauf gesteuert werden sollte.

Für das Laden der Batterien kann dies beispielsweise bedeuten, dass diese nicht sofort zu Beginn des Tages mit überschüssiger Energie geladen werden (► *Abbildung 2*), sondern erst ab der Tagesmitte (► *Abbildung 3*). Dies gilt vor allem für Tage, an denen mehr Überschussenergie aus der PV-Anlage zur Verfügung steht, als in der Batterie gespeichert werden kann. Dies erfordert eine erhebliche Intelligenz der Steuerung, da im Voraus entschieden werden muss, ab wann und wie schnell die Batterie geladen werden soll, um gleichzeitig die unterschiedlichen Zielkriterien zu erreichen.

Neben der Alterung der Batterien, kann es sinnvoll sein, auch die Wirkungsgrade der Leistungselektronik mit zu berücksichtigen, da diese bei einer unterschiedlichen Lade- oder Entladeleistung einen unterschiedlichen Wirkungsgrad aufweisen. Sind rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich Einspeiselimits vorhanden, kann durch die Speicherung von Überschussleistung zur Mittagszeit vermieden werden, dass diese gekappt wird.

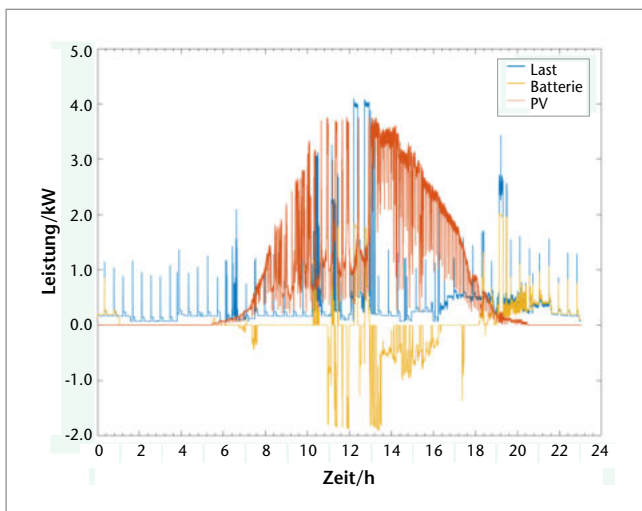
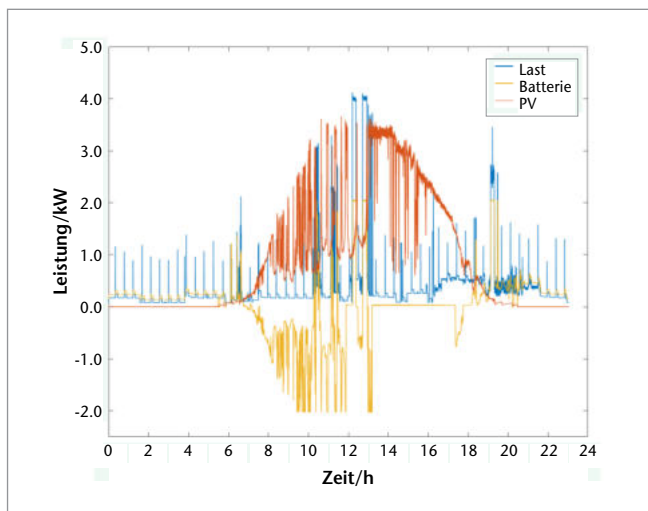
Während die Batterie in ► *Abbildung 2* bereits gegen 14:00 Uhr vollständig geladen ist, erreicht die Batterie in ► *Abbildung 3* erst nach 16:00 Uhr bzw. erst gegen Abend einen Ladezustand von 100%. Mit der prognosebasierten Ladesteuerung wird somit der komplette Energieinhalt ausgenutzt und die Batterie gleichzeitig trotzdem möglichst schonend betrieben.

Untersuchungen des KIT in Bezug auf die kalendarische Alterung der Speicher zeigen je nach Betriebsweise einen deutlichen Einfluss auf die Lebensdauer der Speicher. Beschrieben wird ein Unterschied der Lebensdauer der Speicher zwischen 3 und 19 Monaten in Abhängigkeit der kalendarischen Alterung bei unterschiedlichen Ladezuständen und der Ladestrategie [5]. Diese Ergebnisse wurden für Speicher

Abbildungen 2 und 3

**Vergleich von Heimspeichersystemen ohne (Abbildung 2) bzw. mit (Abbildung 3) prognosebasierter Ladesteuerung des Speichers.**

Zu sehen sind jeweils Messdaten eines Übergangstages aus dem Projekt SafetyFirst. Negative Werte bedeutet Laden der Batterie. Positive Werte bedeuten Entladen [6]



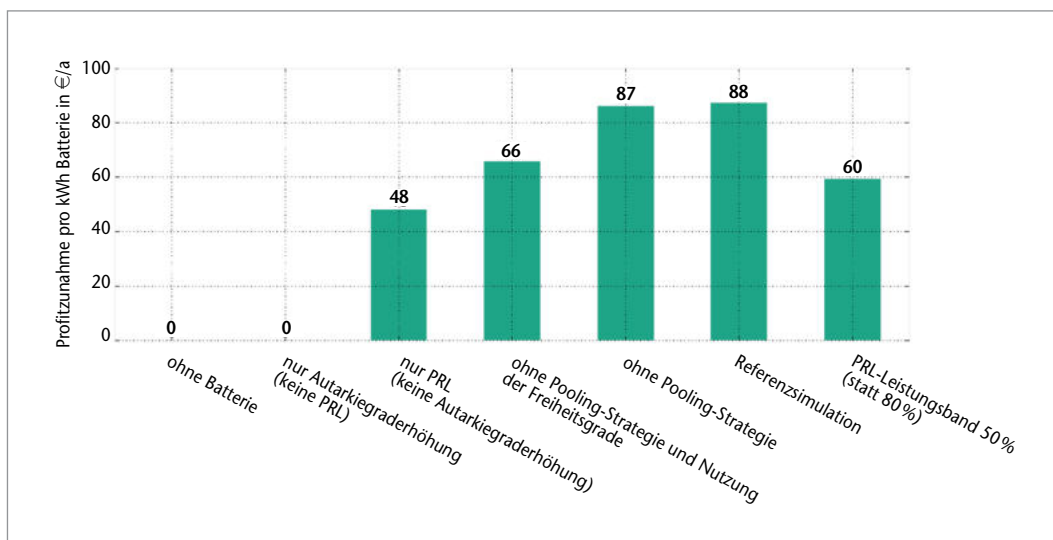


Abbildung 4

**Spezifische Profitzunahme bei unterschiedlichen Betriebsführungsstrategien eines Pools von PV-Heimspeichern (mit 1-C Lade- und Entladeleistung).** Die Referenzsimulation umfasst eine Regelung die sowohl den Autarkiegrad der individuellen Haushalte erhöht als auch Primärregelleistung bereitstellt (mit 80% der technischen Leistung) und dies unter Ausnutzung einer intelligenten Poolingstrategie und der Nutzung regulativer Freiheitsgrade (im Zuge der Erbringung von Primärregelleistung = PRL)

in Einfamilienhäusern ermittelt, die Tendenzen gelten aber auch für größerer Speichersysteme und andere Anwendungen.

Am KIT wurden zum einen im Projekt SafetyFirst verschiedene Heimspeichersysteme getestet und deren Ladestrategien in Bezug auf die Erreichung der einzelnen Kriterien und die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit der Systeme bewertet, zum anderen wurde eine intelligente Steuerung entwickelt, die die einzelnen Aspekte berücksichtigt. Diese wird auf einem AC-gekoppelten PV-Speichersystem getestet. Bei einem Test an Heimspeichern konnte gezeigt werden, dass derzeit lediglich ca. 25% der am Markt verfügbaren Systeme über eine intelligente Ladesteuerung verfügen [6].

### Gepoolte PV-Heimspeicher in der Primärregelleistung

Das Konzept zur gepoolten Bereitstellung von Primärregelleistung (schnellste Art der Regelleistungsreserve) durch PV-Heimspeicher wurde im Zuge des vom BMWi geförderten Projektes NET-PV entwickelt. Das Konzept erschließt für die investitionsintensiven PV-Heimspeicher eine weitere Erlösquelle und leistet zudem einen Beitrag zu einer sicheren und kostengünstigen Energiewende, da erst die Übernahme der Systemdienstleistungen durch Speicher und erneuerbare Energien das (zeitweise) vollständige Herunterfahren der konventionellen Kraftwerke ermöglicht.

Die vom Fraunhofer ISE entwickelten Algorithmen setzen das Konzept der Nutzung der PV-Heimspeicher sowohl zur Erhöhung des lokalen Autarkiegrades als auch zur Bereitstellung von Primärregelleistung optimal um [7].

Neben den Algorithmen zur Doppelnutzung wurde eine Pooling-Strategie für die optimale Bereitstellung elektrischer Leistung aus einer Vielzahl von PV-Heimspeichersystemen entwickelt. Die Pooling-Strategie erhöht die Effizienz und vermeidet, dass einzelne Heimspeicher an Kapazitätsgrenzen stoßen, während andere Heimspeicher im Pool noch Kapazitätsreserven haben [8]. Der entwickelte Algorithmus zur optimalen Nutzung regulativer Freiheitsgrade in der Bereitstellung von Primärregelleistung ermöglicht die Beeinflussung der in der Primärregelleistung bereitgestellten kumulierten Energie und damit den Verlauf des Speicherfüllstandes [9]. Dies erlaubt es, den Speicherfüllstand zu stabilisieren, so die Resilienz des Pools zu erhöhen und Korrekturmaßnahmen zur Vermeidung von vollen oder leeren Heimspeichern zu minimieren.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt das hohe ökonomische Potenzial sowohl der Doppelnutzung der Heimspeicher als auch der Algorithmen zur Optimierung der Betriebsführung (► [Abbildung 4](#)).

Technische Vor- und Nachteile gegenüber Batterie-Speicherkraftwerken zur reinen Primärregelleistung sowie der reinen Erhöhung des Autarkiegrades (bzw. Eigenverbrauchserhöhung) mit PV-Heimspeichern wurden analysiert. Die Ergebnisse der Simulation zeigen Vor- und Nachteile der zusätzlichen Bereitstellung von Primärregelleistung durch PV-Heimspeicher gegenüber der reinen Erbringung von Primärregelleistung. So nimmt der erreichbare Autarkiegrad zwar ab (in der Referenzsimulation ca. 12 Prozentpunkte), verglichen mit der reinen Erhöhung des Autarkiegrades, die Resilienz des Pools (mittlerer Abstand zu den technischen Kapazitätsgrenzen) in der Primärregelleistung nimmt jedoch zu.

Die Notwendigkeit für externe Korrekturen des Speicherfüllstands nimmt hierdurch deutlich ab – bei der Referenzsimulation um 4 MWh bzw. 55%. Dies entspricht 20 äquivalenten Vollzyklen pro Jahr. Hinzu kommen die wirtschaftlichen Vorteile einer Doppelnutzung der investitionsintensiven Batterietechnologie (mit entsprechend zwei Einnahmequellen).

## Quellenangaben

- [1] N. Munzke, „Dimensionierung und Auslegung von PV-Speichersystemen“, in Stromspeicher für Gewerbe und Industrie: Technik, Auswahl und Auslegung Mit Anmerkungen für Heimspeicher (Beuth Praxis), 1. Aufl., Beuth, 2018, S. 114–153.
- [2] P. Keil u. a., „Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade“, J. Electrochem. Soc., Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, Jan. 2016.
- [3] N. Munzke, B. Schwarz, und J. Barry, „The Impact of Control Strategies on the Performance and Profitability of Li-Ion Home Storage Systems“, Energy Procedia, Bd. 135, Nr. Supplement C, S. 472–481, Okt. 2017.
- [4] N. Munzke, J. Barry, und B. Schwarz, „Performance Evaluation of Household Li-Ion Battery Storage Systems“, 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., S. 1516–1521, Juli 2016.
- [5] N. Munzke, B. Schwarz, und M. Hiller, „Intelligent control of household Li-ion battery storage systems (akzeptiert)“, Energy Procedia, 2018.
- [6] N. Munzke, B. Schwarz, und J. Barry, „Performance Evaluation of Household Li-ion Battery Storage Systems“, in Proceedings of the Twenty-seventh (2017) International Ocean and Polar Engineering Conference, San Francisco, 2017, S. 655–660.
- [7] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, F. Braam, T. Erge, G. Bopp, und B. Engel, „Distributed solar battery systems providing primary control reserve“, IET Renew. Power Gener., Bd. 10, Nr. 1, S. 63–70, 2016.
- [8] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, und J. Sönichsen, „Optimaler Einstaz eines Verbundes von Solar-Batterie-Systemen in der Primärregelleistung: Potenital des Poolings und der regulativen Freiheitsgrade“, in VDI-Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft 25, Düsseldorf, 2015, Bd. VDI-Berichte 2266.
- [9] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, C. Wittwer, und B. Engel, „Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation“, Energy Procedia, Bd. 99, S. 204–214, Nov. 2016.