

Integration von PV-Anlagen

Elektrische Energiespeicher im Niederspannungsnetz

Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung sowie weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen gibt es immer häufiger Netzgebiete, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht vollständig verbraucht werden kann, sondern in übergeordnete Spannungsebenen zurückgespeist werden muss. Ganze Verteilungsnetzbezirke werden so zeitweise zu Nettostromlieferanten und somit zu Einspeisenetzen.

Trotz anhaltender Reduzierung der Fördersätze geht der Zubau – vor allem kleiner Photovoltaikanlagen zur Eigenenerzeugung – weiter. Diese Erzeuger, die niederspannungsseitig angeschlossen werden, bewirken somit eine sehr starke Leistungsflussfluktuation in den Netzen. Gleichzeitig geraten die Netze immer häufiger an ihre Spannungsgrenzen und müssen von den Netzbetreibern aufwendig nachgerüstet werden, um der erhöhten Belastung gerecht zu werden.

Während die bisherige Herangehensweise zur Stabilisierung des Netzzustands auf den klassischen Netzausbau begrenzt ist, ergeben sich durch die Nutzung moderner Betriebsmittel neue Möglichkeiten. Der Einsatz neuer, innovativer Lösungen kann die vorhandenen Kapazitäten besser nutzen und den weiteren Ausbau des Netzes zeitlich verschieben oder sogar vollständig vermeiden. Eines dieser neuen Betriebsmittel mit hohem technischen Potenzial für unterschiedliche Anwendungen sind elektrische Batteriesysteme, die im Folgenden näher betrachtet werden.

Technische Potenziale der Speichersysteme

In den vergangenen Jahren ist die Zahl der am Markt aktiven Anbieter und der erhältlichen elektrischen Speichersysteme im unteren Segment mit einer Kapazität <30 kWh rasant gewachsen. Vor allem im Bereich der Heimsysteme – in Kombination mit einer privat genutzten PV-Anlage – hat sich die Zahl der angebotenen Lösungen in den Jahren 2012 bis 2013 auf mittlerweile fast 70 Systeme nahezu verdoppelt. Damit ging auch eine erhebliche Preisreduktion einher, so dass heute schlüsselfertige Systeme ab 1 200 €/kWh zur Verfügung stehen.

Unterstützt durch die Förderinitiative der KfW-Bank für privat genutzte Speicher ist die Zahl der Installationen in den vergangenen zwölf Monaten deutlich gestiegen. Bereits in den Förderbedingungen ist allerdings die Netzdienlichkeit der Speicher gefordert, mit Blick auf die grundsätzlich unterstützenden Möglichkeiten der Speichersysteme im Stromnetz.

Neben einer Reduzierung der Einspeiseleistung in Zeiten mit zu hoher Erzeu-

gung können von elektrischen Speichern und den darin enthaltenen Leistungselektronischen Komponenten zahlreiche weitere Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, die den Netzbetreiber beim Betrieb des Versorgungsnetzes unterstützen.

Aus Sicht eines Netzbetreibers ist es daher naheliegend, sich frühzeitig mit den technischen Potenzialen solcher Systeme und deren Auswirkung auf das Netz auseinanderzusetzen. Dabei sind sowohl die sinnvolle Einbindung der Speichersysteme in das private Umfeld als auch die Nutzung eigener Hardware relevant.

Feldtest Sonderbuch

Seit Sommer 2013 ist in der schwäbischen Ortschaft Sonderbuch ein Batteriespeichersystem auf Lithium-Ionen-Basis zur Untersuchung der möglichen Netzunterstützung im Einsatz. Das dortige Niederspannungsnetz ist gekennzeichnet durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Energie aus erneuerbaren Energien und einer entsprechend hohen Belastung für das Netz. Auf 190 Einwohner konzentrieren sich insgesamt 62 PV-Anlagen mit einer maximalen Gesamtleistung von rund 1,4 MW. Dem gegenüber steht eine maximale Last von 300 kW, so dass die Erzeugerleistung die maximale Last zu einzelnen Zeitpunkten um mehr als das Vierfache übersteigt.

Im Hinblick auf die Untersuchungen ist Sonderbuch damit ein geeignetes Versuchsfeld, da hier schon Ausbauraten erreicht sind, mit denen an anderen Orten in einigen Jahren ebenfalls gerechnet werden muss.

Batterie zur Netzentlastung

Die Kapazität und die Leistung des Batteriespeichersystems wurden ausgehend von umfangreichen Netzsimulationen gewählt, die in Zusammenarbeit mit dem

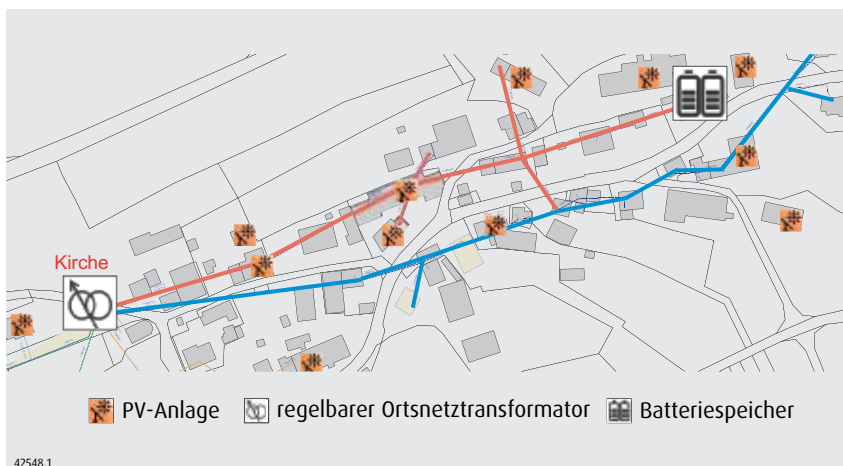


Bild 1. Netzplan der Ortschaft Sonderbuch mit den Standorten der Speicher

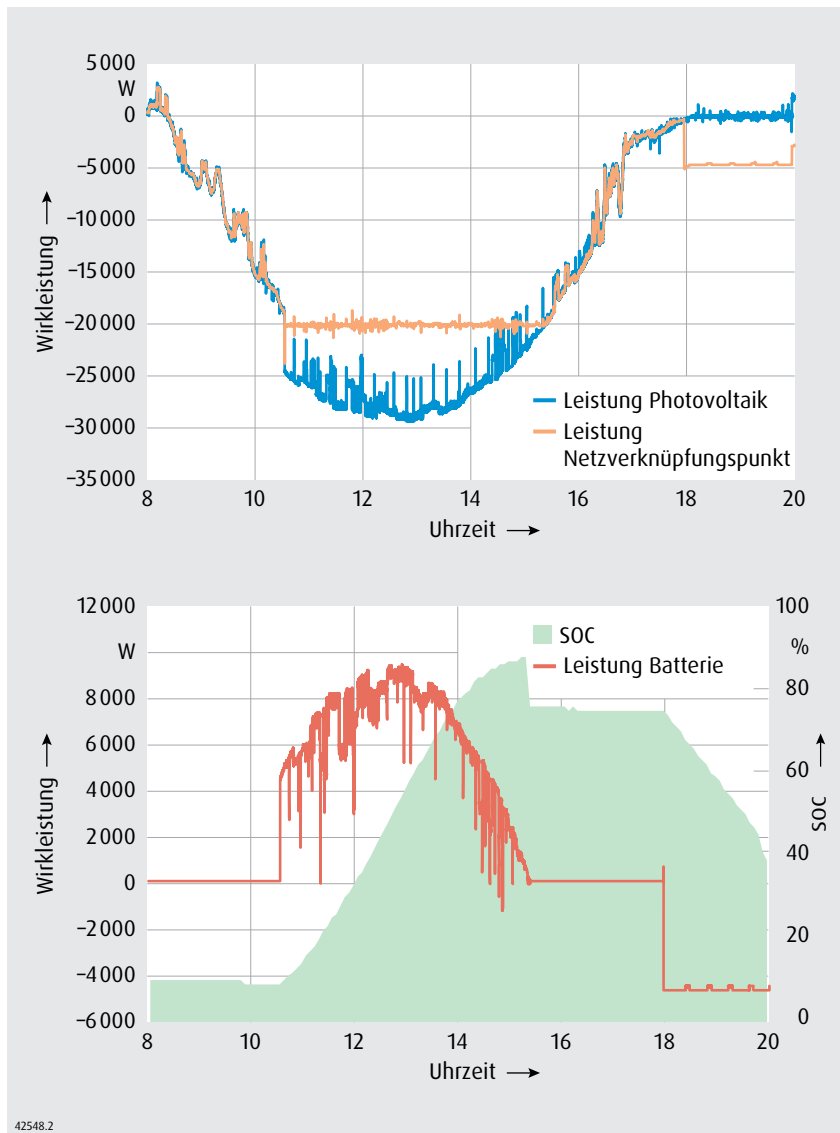


Bild 2. Messungen der Leistungsbegrenzung (SOC: State of Charge)

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart durchgeführt worden waren. Im ersten Schritt wurde dazu der optimale Standort mit dem größtmöglichen Nutzen ermittelt. Wie in Bild 1 zu sehen, befindet sich dieser am Ende eines langen Niederspannungsausläufers, der durch mehrere große Einspeiseanlagen an seine Spannungsgrenzen stößt. Bei einer Platzierung des Batteriesystems an der Ortsnetzstation wäre zwar ein Einfluss auf das gesamte Niederspannungsnetz möglich, die notwendige Leistung aber auch um ein Vielfaches höher. Ebenso könnten starke Spannungsanstiege oder Überlastungen innerhalb eines einzelnen Strangs mit einem Speicher an der Ortsnetzstation nicht ausgeglichen werden.

Da es sich beim Netz in Sonderbuch um eine reale Gemeinde mit Kunden handelt, werden Einbußen in der Versorgungsqua-

lität kaum toleriert. Durch den gleichzeitigen Betrieb des Speichersystems und mehrerer PV-Anlagen am selben Netzstrang ist es jedoch technisch möglich, dass bei einer Fehlfunktion der Speichersteuerung eine Überlastungssituation in diesem Netzstrang entsteht. Um dies auf jeden Fall zu verhindern, wurden zu Beginn der Testphase ausführliche Funktionsüberprüfungen der Speichersteuerung vorgenommen. Dazu zählt auch, dass während dieser Zeit das gesamte System nur mit einer reduzierten Leistung von ± 10 kW betrieben wird, so dass zu keiner Zeit eine kritische Überlastsituation eintreten kann.

Leistungsbegrenzung

Durch die Messung der auftretenden Erzeugungsleistung am Anschlusspunkt des Speichers ist es möglich, sekunden genau auf Änderungen zu reagieren und Energie aufzunehmen respektive abzu-

geben. Beim Peak Shaving wird eine Leistungsgrenze definiert, die vom Speicher und vom PV-System nicht überschritten werden darf. In Bild 2 ist dieses Vorgehen schematisch dargestellt. Der Speicher als reines Netzbetriebsmittel ist dabei nicht in die private Infrastruktur des Kunden integriert, sondern agiert selbstständig am Netz. Lediglich die Information über die momentane Erzeugungsleistung der PV-Anlagen muss elektronisch in ausreichender Geschwindigkeit übermittelt werden.

Aus Netzsicht verringert sich durch diese Regelung der Einfluss der Erzeugungsanlage, indem die wirksame Einspeiseleistung um den Betrag der Aufnahmeleistung des Batteriesystems reduziert wird. Bei der Festlegung der optimalen Leistungsgrenze für das Peak Shaving sind sowohl die Kapazität der Batterie als auch die Leistung der PV-Anlage sowie die Wetterprognose zu berücksichtigen, um zu verhindern, dass der Speicher vorzeitig gefüllt ist und seiner Aufgabe nicht mehr nachkommen kann.

Die Kennlinien in Bild 2 verdeutlichen die Reduktion der Einspeiseleistung der PV-Anlage. Statt der erzeugten PV-Leistung (blau) wird mit dem Batteriesystem nur die in rot dargestellte Leistung an das Netz abgegeben. Der Ladezustand der Batteriezellen (State of Charge – SOC) ist ebenfalls dargestellt. Er steigt im Tagesverlauf und ändert sich gegen 15:20 Uhr sprunghaft. Diese Neubewertung kommt zustande, da während der Beladung der Batteriezellen eine direkte Messung nicht möglich ist.

Die stattdessen vorgenommene Berechnung aus Leistung und Zeit unterliegt bei den stark schwankenden Strömen unvermeidbaren Abweichungen. Der im Diagramm erkennbare Ausgleich entsteht, nachdem an den Zellen wieder direkt gemessen werden kann.

Leistungsglättung

Neben der klassischen Reduktion der Einspeiseleistung auf einen festen Wert ermöglicht die Verwendung von Lithium-Ionen-Zellen auch eine schnelle Anpassung der Energieflüsse innerhalb weniger Sekunden. Damit wird eine Reaktion auf dynamische Effekte möglich, die mit anderen Batterietechnologien, beispielsweise Blei-Säure-Zellen, nicht umsetzbar ist.

In Bild 3 ist der Verlauf mit einer alternativen Batteriesteuerung gezeigt, die als Leistungsglättung bezeichnet wird. Statt einem festen Wert für die maximal zulässige Leistungsabgabe ist das Batteriesystem bestrebt, die Erzeugung

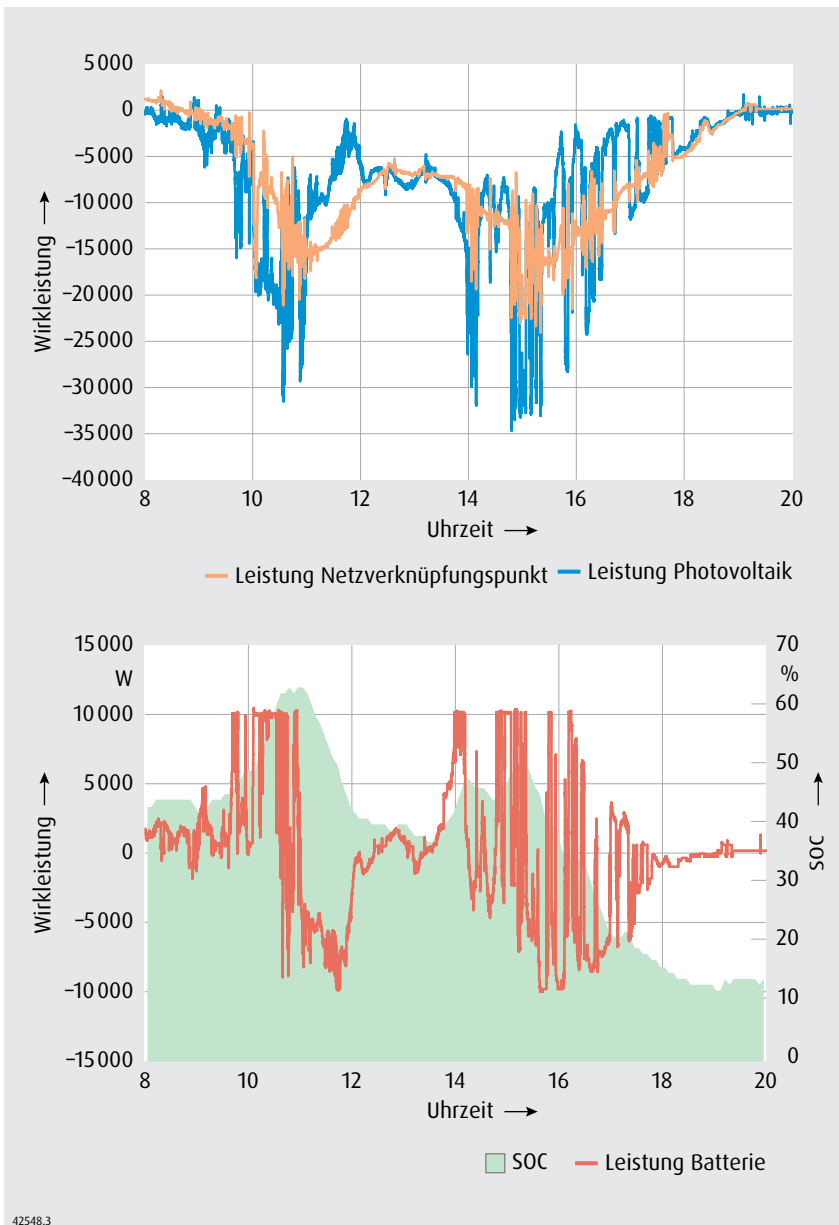


Bild 3. Messungen der Leistungsglättung (SOC: State of Charge)

dynamisch zu glätten. So wird aus der Leistungskurve der PV-Anlage (blau) die geglättete Einspeisung in das Stromnetz (rot). Es ist auch zu erkennen, dass es jedoch vor allem zu Zeiten mit sich sehr schnell ändernden Erzeugungsleistungen in der geglätteten roten Kurve zu Stromspitzen kommt. Diese sind auf die sicherheitsbedingte Begrenzung der maximalen Batterieleistung auf ± 10 kW zurückzuführen. Trotzdem ist selbst unter diesen Bedingungen eine deutliche Reduktion der Einspeisespitzen erkennbar. Insgesamt liegt die technisch maximale Leistung für das eingesetzte Batteriesystem bei ± 28 kW mit einer Speicherkapazität von 28 kWh. Nach Abschluss der Validierungsphase ist vorgesehen, die maximal zulässige Leistung

des Batteriesystems schrittweise zu erhöhen, um den vollen Leistungsumfang nutzen zu können. Ein wichtiger Vorteil dieser Regelung gegenüber dem reinen Peak Shaving ist auch, dass der Speicher selbst die optimale Leistungsschwelle ermittelt und dadurch unabhängig von Wetterprognosen wird.

Fazit und Ausblick

Wie mit dem Feldversuch im Netzlabor Sonderbuch gezeigt werden konnte, sind Speicher wie das eingesetzte Lithium-Ionen-System technisch sehr gut geeignet, das Netz zu entlasten und einen Netzausbau zumindest zeitweise zu ersetzen. Dabei kommt es jedoch besonders auf die richtige Wahl des Standorts sowie

die korrekte technische Auslegung und Ansteuerung der Systeme an.

Wirtschaftlich können Batteriespeicher, wenn sie rein zur Netzentlastung eingesetzt werden, allerdings auf absehbare Zeit nicht mit klassischen Netzausbaumaßnahmen mithalten. Sowohl die hohen Investitionen als auch der aufwendige Betrieb und die vergleichsweise niedrige Lebensdauer wirken sich negativ auf die Konkurrenzfähigkeit aus.

Aktuell werden zwar vermehrt Speichersysteme aus Gründen der PV-Eigenverbrauchsoptimierung im privaten Bereich installiert, jedoch fehlen diesen Systemen in der Regel die notwendigen steuerungstechnischen Voraussetzungen, um die beschriebenen Funktionen übernehmen zu können. Ein möglicher Einsatz solcher Systeme wäre jedoch denkbar, wenn bei weiter sinkenden Preisen für Speicher die Investitionshemmnisse weiter abgebaut werden. Dann könnten vor allem in Gebieten mit aufwendigem und zeitintensivem Netzausbau mobile Speichersysteme zum Einsatz kommen – bis alternative Maßnahmen ergriffen werden können.



Dipl.-Ing. **Daniel Schöllhorn**,
Projektleiter Smart Grid,
Technik Innovation,
Netze BW GmbH, Stuttgart



Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) **Ibrahim Berber**,
Projektleiter Netzlabor
Sonderbuch, Technik
Innovation,
Netze BW GmbH, Stuttgart



Dr.-Ing. **Martin Konermann**,
Geschäftsführer Technik,
Netze BW GmbH, Stuttgart

>> d.schoellhorn@netze-bw.de
i.berber@netze-bw.de

>> www.netze-bw.de
www.netze-bw.de/netzlabor