



Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern

Forschungsprojekt Bat4SG | Die Anzahl an PV-Anlagen mit Batteriespeicher nimmt stetig zu. Die dezentralen Batteriespeicher werden oft zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Mit modernen Betriebsstrategien könnten sie aber auch zur Netzstabilität beitragen. Über Simulationen wurde untersucht, wie das Verteilnetz durch netzdienlichere Betriebsstrategien entlastet werden könnte.

STEFFEN WIENANDS

Der Gesetzgeber legt grossen Wert auf eine effiziente Nutzung von Flexibilitäten bei den Endkunden, und Batterien gehören zu den flexibelsten Komponenten künftiger Kunden. Mit der Energiewende und dem damit verbundenen weiteren Zubau von dezentralen PV-Anlagen, der weiteren Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der aufkommenden Elektromobilität werden grosse Herausforderungen auf die Stromnetze im Allgemeinen und die Verteilnetze im Speziellen zukommen. Für die Auslegung der Verteilnetze und die Dimensionierung der Betriebsmittel sind besonders

die Leistungsspitzen – sowohl bei Einspeisung als auch bei Bezug – relevant. Kundenseitige, dezentrale Batteriespeicher könnten diese lokalen Leistungsspitzen brechen und damit aktiv zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Doch heute werden die Speicher vor allem eigenverbrauchs-maximierend betrieben. Anreize, um mit dem Batteriespeicher einen aktiven Beitrag an die Netzstabilität zu leisten – ihn also netzdienlich zu betreiben –, existieren für Privathaushalte nicht. Verteilnetzbetreiber (VNB) sind zunehmend an einem netzdienlichen Betrieb interessiert, können jedoch nur schwer ein-

schätzen, welchen Wert diese Betriebsstrategie für ihr Netz generieren würde.

Um dies genauer zu untersuchen, wurde das Projekt Bat4SG lanciert. Projektpartner waren die Verteilnetzbetreiber Groupe E und WWZ sowie der Branchenverband Swissolar. Forschungspartner war die Berner Fachhochschule (BFH). Das vom Bundesamt für Energie (BFE) unterstützte Projekt hat den potenziellen technischen Nutzen des netzdienlichen Betriebs dezentraler Kunden-Batteriespeicher für das Verteilnetz quantifiziert. In einem zweiten Schritt wurde der finanzielle Nutzen für das Verteilnetz untersucht, welcher

durch einen netzdienlichen Betrieb entsteht. So wurde ein finanzieller Wert für den Verteilnetzbetreiber ermittelt, mit dem die Flexibilitätsanbieter vergütet werden könnten.

Wie Batterien netzdienlich wirken können

Die Dimensionierung der Betriebsmittel in Stromnetzen, wie Leitungen und Transformatoren, richtet sich massgeblich nach der für sie maximal zu erwartenden Leistungen. Die grössten Herausforderungen in Bezug auf die Leistung werden künftig in Verteilnetzen wohl in kalten Winter-Abendstunden (Bezug) und im Frühjahr oder im Sommer bei maximaler PV-Erzeugung (Einspeisung) entstehen. Betriebsmittel werden in diesen Extremsituationen zuerst an ihre Belastungsgrenzen stossen. Um Leistungsspitzen zu senken, können netzdienlich betriebene Batteriespeicher Bezugs- und Einspeisungsspitzen kappen und den Bezugs- bzw. Einspeisungszeitpunkt verschieben bzw. über längere Zeiträume strecken. Dadurch erzielen sie einen direkten Nutzen im Verteilnetz: Auslastungen an Betriebsmitteln werden reduziert und mögliche Überlastungen von Betriebsmitteln in Extremsituationen könnten verhindert werden.

Spannungswerte werden lokal durch Leistungsspitzen beeinflusst. Bei hohem Leistungsbezug sinkt die Spannung, bei hohen Leistungseinspeisungen steigt sie. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Spannung im Bereich von +10 % bis -10 % von der Nennspannung zu halten. Neben der Vermeidung von Überlastungen können netzdienlich eingesetzte Batteriespeicher auch über die Stabilisierung der Knotenspannung innerhalb des durch die EN 50160 [1] vorgegebenen Spannungsbandes einen direkten technischen Nutzen im Verteilnetz darstellen. Zum Beispiel könnten erst die Batteriespeicher die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte ermöglichen und so zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzverstärkungen bzw. Netzausbau führen.

Simulation der Szenarien 2020 und 2035

Um den technischen Nutzen verschiedener Betriebsarten von dezentralen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren zu können, wurden drei

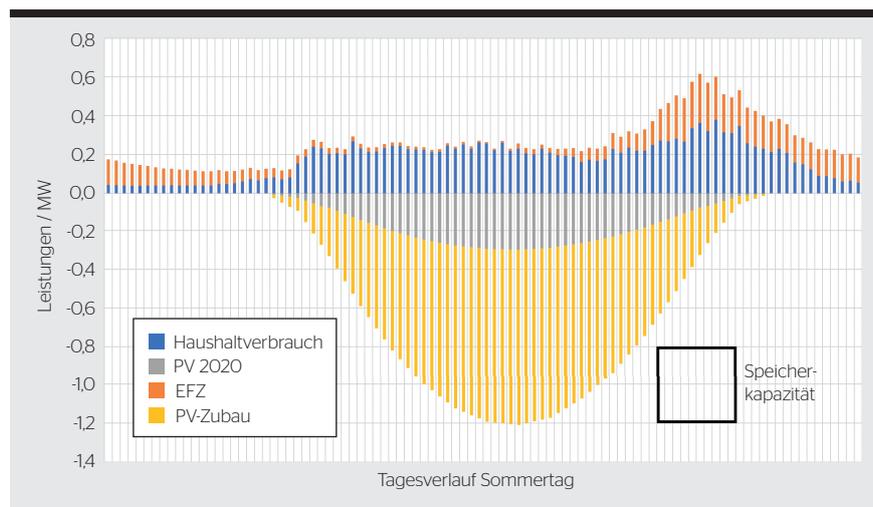


Bild 1 Tagesverläufe des Haushaltsverbrauchs, der Elektrofahrzeuge (EFZ) und der PV-Anlagen im vorstädtischen Netz an einem Sommertag 2035.

Niederspannungsnetze mit der Netzsimulationsoftware Power Factory detailliert modelliert – ein städtisches, ein vorstädtisches und ein ländliches Verteilnetz. Es wurden sowohl Modellierungen der Netze für die Ist-Situation (Jahr 2020) als auch für das Jahr 2035 vorgenommen. Für 2035 wurden Entwicklungsperspektiven für den Zubau von PV-Anlagen, die E-Mobilität und Ladesäulenleistung, den Stromverbrauch und die Entwicklung der stationären Batteriespeicher miteinbezogen.

Zur Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Batteriespeicheralgorithmien auf die Netze wurden drei Betriebsarten modelliert: Eigenverbrauchsoptimierung (EVO), netzdienlicher Lastausgleich (LA) sowie netzdienlicher Trafolastausgleich (TLA).

Der Lastausgleichsalgorithmus beeinflusst die Leistungsflüsse des individuellen Haushalts – es ist ein netzdienlicher, dezentraler Algorithmus. Der Trafolastausgleichsalgorithmus steuert die Batteriespeicher so, dass der Leistungsfluss an der Trafostation möglichst gut ausgeglichen wird – eine zentrale Steuerung der dezentralen Batteriespeicher. Für die PV-Wechselrichter wurde eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$ implementiert. Sie können somit eigenständig zur Spannungshaltung beitragen.

Simuliert wurden einzelne Tage, die die Extrem-Belastungsszenarien abbilden: Im Winter führt eine hohe Elektrizitätsnachfrage und zusätzlich

benötigte Leistung der E-Mobilität zu hohen Leistungen am Abend. Die PV-Produktion bleibt aus. Der Sommertag bildet perfekte Wetterbedingungen zur PV-Erzeugung und eine etwas geringere Elektrizitätsnachfrage ab. Im Sommer erzeugt die PV-Einspeisung die hohen Leistungsspitzen.

Das untersuchte, vorstädtische Netz setzt sich vorwiegend aus Einfamilienhäusern (EFH) und kleineren Mehrfamilienhäusern (MFH) zusammen. Die Grösse der PV-Anlagen und die Haushaltsverbräuche bewegen sich im gesamten Netz in einer ähnlichen Grössenordnung, die Netzstruktur ist relativ homogen. Das städtische Netz besteht vorwiegend aus grösseren MFH, einzelnen EFH sowie Büro- und Gewerbeflächen. Die für PV-Anlagen zur Verfügung stehenden Dachflächen ermöglichen eine Einspeisungsleistung, die im Verhältnis zum Elektrizitätsverbrauch gering ist. Das ländliche Netz besteht aus EFH und einzelnen grösseren Gebäuden wie Bauernhöfe oder Scheunen. Die Gebäude verfügen teilweise über grosse Dachflächen, wodurch sich leistungsstarke PV-Anlagen ergeben. Das städtische und das ländliche Netz sind in ihrer Netzstruktur eher inhomogen: Sie weisen einzelne, sehr grosse PV-Anlagen und grosse Elektrizitätsbezüge auf, die Verbräuche und PV-Einspeisungen können also von Anschlusspunkt zu Anschlusspunkt stark variieren.

Bild 1 zeigt die für das Jahr 2035 getroffenen Annahmen für die Leistungswerte des Haushaltsverbrauchs,

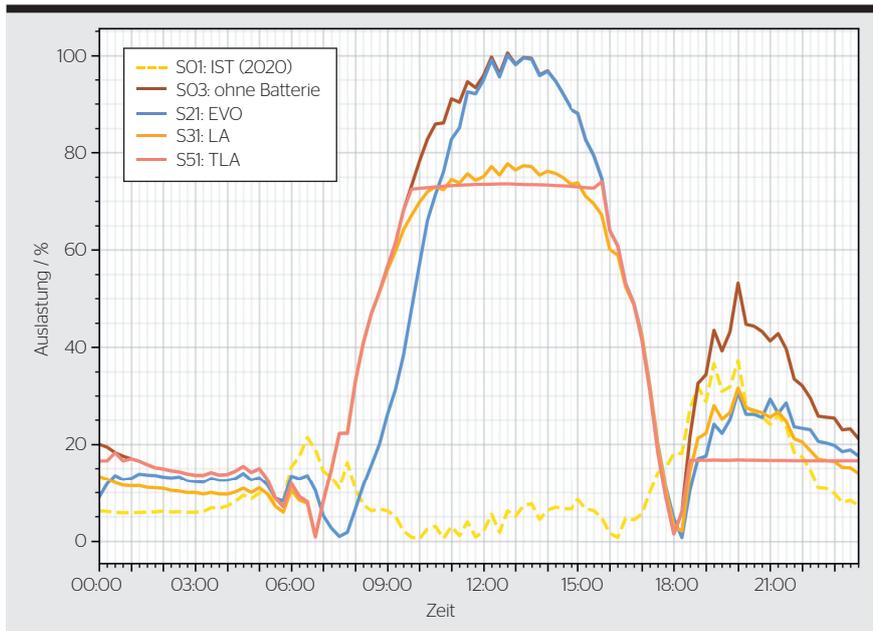


Bild 2 Einfluss der Batteriespeicher-Algorithmen auf den Tagesverlauf der Transformator-Auslastung an einem Sommertag (vorstädtisches Netz).

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
2035: Verhinderung von Überlast	1 Trafostation 2 Leitungen	2 Trafostationen 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
2020-2045: Verhinderung von Überlast	1 Trafostation 9 Leitungen	2 Trafostationen 3 Leitungen	5 Leitungen
Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen	4,5 Jahre	5,5 Jahre	1,5 Jahre
Finanzieller Wert (bei ECom-Amortisation über 35/40 Jahre für Trafostation und Leitungen)	32 000 CHF	8 600 CHF	600 CHF
Finanzieller Wert (bei technischer Lebensdauer von 50 Jahren)	40 200 CHF	12 800 CHF	2 900 CHF
Auftreten der meisten Verzögerungen	2030 bis 2040	Um das Jahr 2035	2029 bis 2037

Zusammenfassung des technischen und finanziellen Werts der Netzdienlichkeit.

der Elektrofahrzeuge (EFZ) und der PV-Anlagen im vorstädtischen Netz. Der Zubau der PV-Produktion leitet sich aus den Einschätzungen der Verteilnetzbetreiber, der quartierstypischen Tendenz des PV-Zubaus und den Annahmen der Energieperspektiven 2050+ ab [2].

Es steht nur eine im Verhältnis zur PV-Produktion (graue und gelbe Fläche in **Bild 1**) kleine Speicherkapazität (Rechteck in **Bild 1**) für einen netzdienlichen Betrieb zur Verfügung.

Auswirkungen unterschiedlicher Speicheralgorithmien

Die Wirkungsweise der Batteriespeicher-Algorithmien kann in **Bild 2** nachvollzogen werden. Der Tagesverlauf der Auslastung an der Transformatorstation wird für das Jahr 2020 (S01)

und für das Jahr 2035 ohne Batteriespeicher (S03) gezeigt. Im Jahr 2035 wird die abendliche Auslastungsspitze erhöht, viel signifikanter ist jedoch die Auslastungserhöhung durch die künftige PV-Einspeisung im Verteilnetz.

Durch die aktuell allgemein verbreitete Betriebsart, die Eigenverbrauchs-optimierung (EVO, S21), wird in den Haushalten mit PV-Anlage und Batteriespeicher ab 7 Uhr morgens überschüssige PV-Produktion in der Batterie zwischengespeichert. Zu Zeiten der Spitzenproduktion ab 12 Uhr sind die Batteriespeicher bereits vollständig geladen und die PV-Anlagen speisen ihre Leistung komplett ins Netz ein. Die netzdienlichen Algorithmen Lastausgleich (LA, S31) und Trafolastausgleich (TLA, S51) können eine deutliche Reduktion der Auslastung erzielen.

Der Wert von netzdienlichen Batteriespeichern

In den drei simulierten Netzen konnten weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz bei Einsatz der EVO festgestellt werden. Beim netzdienlichen Lastausgleich hingegen könnte die Anzahl der Überlastungen und der davon betroffenen Betriebselemente deutlich reduziert und in vielen Fällen komplett verhindert werden. Auch die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen wurde in der Simulation signifikant reduziert. Allerdings könnten diese nicht völlig verhindert werden. Dies bedeutet, dass voraussichtlich andere Massnahmen (Netzverstärkung oder ein regelbarer Ortsnetztrafo) in Betracht gezogen werden müssten.

Der positive Effekt des Lastausgleichs wäre im Sommer etwas grösser als im Winter. Im Winter treten die Herausforderungen für das Verteilnetz aufgrund der hohen Verbräuche auf, die sich an der Trafostation aufsummieren – der Trafolastausgleich wäre daher im Winter etwas effektiver. Im Sommer könnte mit dem Trafolastausgleich ein ähnlich positiver Effekt wie mit dem Lastausgleich erzielt werden.

Überlastungen entstünden im eher homogenen vorstädtischen Netz, insbesondere aus der Summe der Erzeugung bzw. Verbräuche aller Haushalte im Netz, und treten an den Hauptversorgungsleitungen und der Trafostation auf. Im Gegensatz dazu würden Überlastungen in den inhomogeneren Netzstrukturen (städtisches und ländliches Netz) meist an kritischen Zuleitungen zu den grösseren PV-Anlagen auftreten und nur teilweise zu den Hauptleitungen und Trafostationen weitergetragen. Die dezentrale Logik des Lastausgleichs erzielte bei inhomogenen Netzstrukturen leicht bessere Ergebnisse, in homogenen Netzen wäre die zentrale Logik des Trafolastausgleichs etwas effektiver.

Der technische Wert der netzdienlich betriebenen Batteriespeicher im Verteilnetz ist sehr punktuell und lokal stark unterschiedlich. Einzelne Batteriespeicher können einen grossen positiven netzdienlichen Effekt beitragen, während andere nur einen geringen Einfluss haben. Je inhomogener die Verteilnetzstruktur ist, desto relevanter sind einzelne Batteriespeicher an relevanten Standorten.

Bei guter Prognostizierbarkeit von Last- und insbesondere PV-Erzeugung könnte ein netzdienlicher Betrieb einen hohen Eigenverbrauchsanteil erzielen, nur leicht niedriger als die Eigenverbrauchsoptimierung (EVO). Zudem sind Zwischenvarianten aus Netzdienlichkeit und EVO denkbar.

Indem die Ergebnisse für 2035 extrapoliert wurden, konnte abgeschätzt werden, um wie viele Jahre Überlastungen aufgrund des netzdienlichen Betriebs verzögert werden können. Auf Basis der erzielten Verzögerungen und der Installationskosten für die betroffenen Betriebselemente wurde der finanzielle Nutzen quantifiziert.

Die **Tabelle** fasst den technischen und finanziellen Nutzen der Batterien mit einem Lastausgleichs-Algorithmus zusammen. Sie zeigt, für wie viele Betriebsmittel Verzögerungen von Überlastungen im Jahr 2035 bzw. über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2045 erreicht werden könnten. Im vorstädtischen und städtischen Netz würden die Überlastungen um vier bis fünf Jahre verzögert. Für das ländliche Netz wäre der Effekt gering, da der starke Ausbau der Photovoltaik dazu führen würde, dass die Betriebsmittel ohne Massnahmen im Netz besonders schnell und stark überlastet würden.

Gemäss der Branchenempfehlung «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz» des VSE [3]

wird für Trafostationen eine kalkulatorische Abschreibungsdauer von 35 Jahren, für Leitungen von 40 Jahren zugrunde gelegt. Für diese Abschreibungsdauer wurde der finanzielle Wert berechnet. Ein Betriebsmittel kann aber aus technischer Sicht oft über die Abschreibungsdauer hinaus betrieben werden. Daher wurde der finanzielle Wert der Verzögerungen von Netzverstärkungen ebenfalls für eine technische Lebensdauer der Betriebsmittel von 50 Jahren berechnet.

Die technische Lebensdauer von NS-Kabeln und Transformatoren ist hoch, die Kosten relativ gering. So fällt der finanzielle Wert der Verzögerung von Netzverstärkungen durch Netzdienlichkeit gering aus. Würde dieser im Verteilnetz erzielte Wert den Batteriebesitzern rückvergütet werden, könnte der netzdienliche Betrieb eines Batteriespeichers mit 10 kWh Energieinhalt mit einer einmaligen Bezuschussung von ca. 100 bis 200 CHF angereizt werden. Da der Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz sehr punktuell ist, könnte eine Vergütung auch gezielter und dadurch höher ausfallen. Hierbei ist zu klären, ob dies dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit von Netzkunden widersprechen würde.

Die Firma Groupe E ist mit der Idee ins Projekt gestartet, dass sie als VNB mit einer direkten finanziellen Vergütung Batteriebesitzer zu einer netz-

dienlichen Betriebsart motivieren könnte. Die Resultate des Projektes zeigen aber, dass dies unter den getroffenen Annahmen nicht möglich ist, weil der vertretbare finanzielle Anreiz im Vergleich zu den Kosten einer Batterie zu tief wäre. Groupe E ist aber weiterhin überzeugt, dass sich stationäre Batteriespeicher und Batterien in Elektroautos in den kommenden Jahren stark verbreiten werden und dass Speicher eine wertvolle Optimierung im Stromsystem ermöglichen könnten. Deshalb wird Groupe E in einem nächsten Schritt prüfen, ob ein netzdienliches Verhalten solcher Batterien über stündlich variable Tarife zu erreichen wäre.

Referenzen

- [1] EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2020.
- [2] Prognos AG, TEP Energy GmbH, Infrast AG, Ecoplan AG, «Energieperspektiven 2050+», BFE, 2021.
- [3] Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, VSE, 2018.

Link

→ Schlussbericht: www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522

Autor

Steffen Wienands war bis März 2022 Projektleiter am BFH-Zentrum Energiespeicherung.
→ Berner Fachhochschule, 2503 Biel
→ stefan.schori@bfh.ch

Co-Autoren dieses Artikels sind Stefan Schori (Managing Co-Director, BFH-Zentrum Energiespeicherung), Michael Höckel (Professor für Energiesysteme, BFH) und Peter Cuony (Leiter Smart-Grid-Lösungen bei Groupe E).

Besonderer Dank gilt dem Bundesamt für Energie (BFE), Swissolar sowie den Netzbetreibern Groupe E und WWZ.

Korrigendum

Bulletin SEV/VSE, 3/2022, S. 35, 37

Im Beitrag «Wasserstoff statt Diesel im ÖV» stimmen die Zahlen auf Seiten 35 und 37 leider nicht. Der Primärenergiebedarf beträgt 1,28 TWh statt 3 TWh, die Leistung der erwähnten Kraftwerke ist 96 MW statt 225 MW, die Primärenergie für die Umrüstung von 3000 FCEB beträgt 866 GWh/a statt 2,03 TWh/a und die von 3000 BEB 280 GWh/a statt 660 GWh/a.

Die Online-Version des Artikels und das Druck-PDF, das heruntergeladen werden kann, wurden entsprechend korrigiert.

Korrigendum

Bulletin SEV/VSE, 3/2022, p. 31, 33

Dans l'article «De l'hydrogène à la place du diesel», les chiffres des pages 31 et 33 ne sont malheureusement pas corrects. Les besoins en énergie primaire des 6000 bus roulant au diesel sont de 1,28 TWh au lieu de 3 TWh, la puissance des centrales mentionnées est de 96 MW au lieu de 225 MW, l'énergie primaire nécessaire à l'alimentation de 3000 FCEB est de 866 GWh/a au lieu de 2,03 TWh/a et, pour 3000 BEB, elle est de 280 GWh/a au lieu de 660 GWh/a.

La version en ligne de cet article et le PDF à télécharger ont été corrigés en conséquence.