

Bald Netzparität bei Batterien?

Autor(en): **Vezzini, Andrea / Höckel, Michael**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **107 (2016)**

Heft 8

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-857180>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Bald Netzparität bei Batterien?

PV-Anlagen und Speicher als Grundlage des Smart-Energy-Building

Durch die sinkenden Preise sowohl bei der Photovoltaik als auch bei Batteriespeichern sowie die sinkende Rückvergütung für die Einspeisung von Solarstrom zeichnet sich ein Trend ab: Die Gebäude der Zukunft werden Energie nicht nur konsumieren, sondern auch produzieren. Da in diesem neuen Gebiet noch diverse Fragen offen sind, ist Forschung nötig. Das BFH-CSEM-Zentrum Energiespeicherung untersucht deshalb das Zusammenspiel von Photovoltaikanlagen, Energiemanagern und Solarstromspeichern in einer realitätsnahen Umgebung.

Andrea Vezzini, Michael Höckel

PV-Anlagen und elektrische Speicher werden in Inselanlagen schon seit Jahrzehnten gemeinsam genutzt. Mit der zunehmenden Verbreitung von netzgekoppelten PV-Anlagen und der sinkenden Rückvergütung für die kostendeckende Einspeisung sind nun auch in diesem Segment dezentrale Stromspeicher als Ergänzung zur PV-Anlage interessant. Vermehrt rücken deshalb Gebäude ins Zentrum des Interesses von Netzteilnehmern und Netzbetreibern, die selber Strom produzieren, diesen speichern und erst dann verbrauchen, wenn er benötigt wird.

Dezentrale Speicher werden auf Ertragslage durchschlagen

Solange Solarstrom teurer als der Strom aus dem Verteilnetz ist (keine Netzparität oder Stufe 1 in **Bild 1**), ist die Installation von PV-Anlagen nur aufgrund der Förderung über die kostendeckende Einspeisevergütung interessant. Durch die Förderung lässt sich auch das Wachstum der Anlagen steuern.

Mit der Einführung der Eigenverbrauchsregelung ist in der Schweiz eine neue Marktsituation entstanden, welche die Verbreitung von elektrischen Speichern fördert. Die Eigenverbrauchsregelung ermöglicht es Endverbrauchern, die eine Produktionsanlage betreiben, nicht den gesamten produzierten Strom ins Netz einzuspeisen, sondern nur die Elektrizität, die nicht am Ort der Produktion verbraucht wird. Dadurch verringert sich der zusätzliche Strombedarf des Endverbrauchers aus dem öffentlichen Netz. Je höher die Gleichzeitigkeit und je ähnli-

cher die Energiemengen von Verbrauch und Eigenproduktion, desto weniger Energie muss vom Energieversorger bezogen werden.

Der Endverbraucher wird in diesem Fall sowohl zum Konsumenten als auch Produzenten elektrischer Energie im Netz und wird deshalb häufig als «Prosumer» oder «Prosumer» bezeichnet.

Die sogenannte Stufe 2 gemäss **Bild 1** wird für den Endverbraucher interessant, sobald die Netzparität der Produktion erreicht wird. Da der Endverbraucher einen Teil seines Energieverbrauchs durch seine eigene Produktion deckt, bezieht er weniger Energie aus dem Netz und zahlt somit – da sein Netzentgelt hauptsächlich von der abgenommenen Energie abhängt – weniger für die Netznutzung.

Je nach Grösse der Anlage und des jeweiligen Lastprofils des Endverbrauchers beträgt der sogenannte Eigenverbrauchsanteil bei Anlagen, die über das Jahr ihre gesamte Energiemenge erzeugen (energieautark) typischerweise 30%.

Sinkt die Einspeisevergütung für den ins Netz eingespeisten Strom gegenüber dem Preis des Stromes bei Netzbezug so stark und sinken gleichzeitig die Kosten pro eingelagerter kWh, ist es wirtschaftlicher, den selbst erzeugten Strom zu speichern und später selber zu verbrauchen. Nur noch die Differenz der Lastgänge (PV-Produktion und Haushaltsstromverbrauch) über den Tag wird in das Netz geliefert bzw. aus diesem bezogen. Diese Stufe wird als Stufe 3 oder Netzparität der Speicherung bezeichnet. Bei einer typischen Auslegung des Speichers lässt sich somit der Eigenverbrauch auf 70% erhöhen.

Der erhöhte Eigenverbrauch führt jedoch nicht zu tieferen Netzkosten, da die Netzkapazität dennoch auf den maximal möglichen Strombezug ausgelegt werden muss. So muss der Eigenverbraucher die gesamte Leistung, die er benötigt, aus dem Netz beziehen können, wenn z.B. seine Anlage nicht produziert.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) fordert deshalb mittel- oder langfristig eine Einführung eines rein leistungsorientierten Tarifes für eine verursachergerechte und transparente Lösung für die Netzkosten.[1]

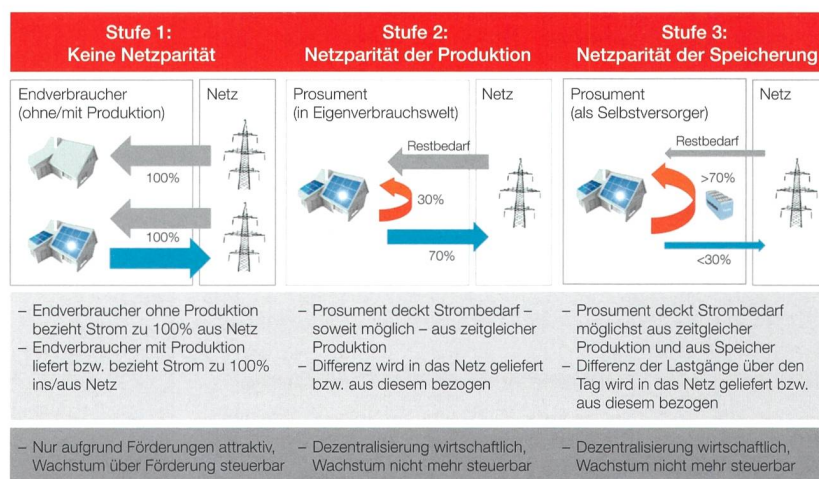


Bild 1 Netzparität der Speicherung wird den Markt für EVUs grundlegend verändern.

Swiss Utility Solutions

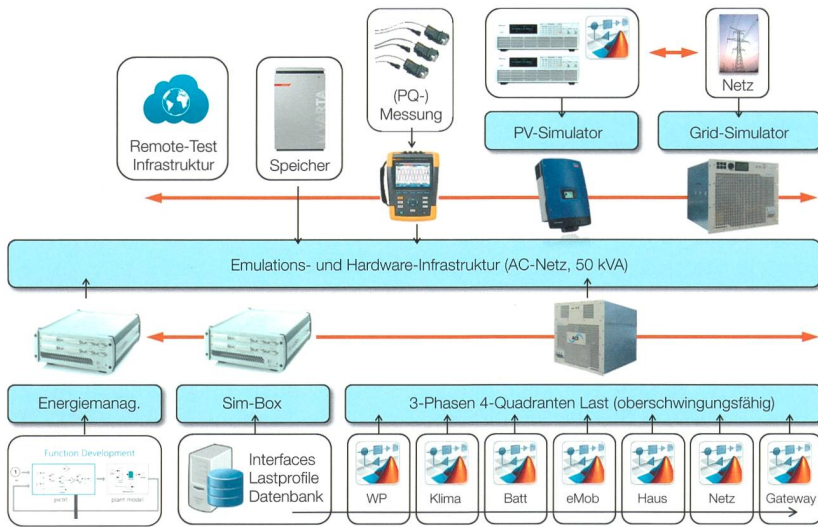


Bild 2 Die Prosumer-Lab-Testumgebung ermöglicht es, das Zusammenspiel von Komponenten wie Energiemanager und Solarstromspeicher in einer realitätsnahen Umgebung beschleunigt zu testen.

Ein solcher Leistungstarif würde die Verbreitung von Netzspeichern unter Umständen jedoch noch stärker fördern, da der Speicher gegebenenfalls auch zur Reduktion der Spitzen-Bezugsleistung eingesetzt werden kann.

Die Voraussetzungen für einen weiteren Anstieg von dezentralen Solarstromspeichern in der Schweiz lassen sich deshalb folgendermassen umschreiben:

- Sinkende Rückvergütung für PV, darum den Eigenverbrauch erhöhen,
- Technischer Fortschritt, sinkende Preise für Speicher,
- Reduktion der Spitzen-Bezugsleistung aus dem Netz bei Abrechnung mit Leistungsmessung,

- Sinkende Gestehungskosten der PV,
- Erhöhter Bedarf an «Unabhängigkeit», unter Umständen auch Notstromversorgung.

Was kann mit Stromspeichern erreicht werden?

Es wird in Zukunft deshalb entscheidend sein, wie sich die Betriebsstrategie der dezentralen Energiespeicher ausgestalten lässt. Für die Anwendung im Einfamilienhaus geht es um die Grundsatzfrage, ob der private Nutzen oder die ideale Netzentlastung im Vordergrund steht. Es können aber auch beide Strategien kombiniert werden.

Bei einer nutzerseitigen Optimierung wird die ungenutzte PV-Erzeugung in die Abendstunden verschoben und der Eigenverbrauch erhöht. Daraus resultiert eine Reduktion des Energiebezugs vom Netz. Allerdings wird durch diese Strategie die Einspeisespitze kaum oder gar nicht reduziert, sodass die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit des Verteilnetzes um die Mittagszeit aufgrund der höheren Dynamik sogar noch ansteigen.

Bei einer netzseitigen Optimierung wird die Netzlast geglättet und die Überspannung des Mittelspannungsnetzes vermieden (Netzausbauvermeidung). Ausserdem wird die Spannungshaltung verbessert und es resultiert insgesamt eine Erhöhung der Netzverträglichkeit von PV. Eine netzseitige Optimierung umfasst dabei nicht nur die Begrenzung des Einspeisestromes, sondern auch das zeitlich optimierte Ein- und Ausschalten von grossen Haushaltsverbrauchern

(z.B. Wärmepumpen), was oft auch als «Demand Side Management» bezeichnet wird.

Noch besteht hier Forschungsbedarf. Konkret geht es um folgende Fragen:

- Wie können Energieflüsse im Gebäude intelligent gesteuert werden?
- Wie kann selbst produzierte elektrische Energie noch effizienter gespeichert werden?
- Und was bringen dezentrale Stromerzeugung und Speicher für die Stabilität der Netze?

Genau dies sind die Forschungsthemen des Prosumer-Labs, das im Switzerland Innovation Park in Biel aufgebaut ist (Bild 2). Hier forschen die BKW, die BFH und das CSEM gemeinsam am intelligenten Gebäude der Zukunft. Im Prosumer-Lab werden reale Komponenten in einem emulierten Umfeld getestet. Gemäss gängiger Definition ist ein Hardware-Emulator ein elektronisches Gerät, das ein System funktionell, elektrisch oder mechanisch nachbilden kann. Die Rechner des Prosumer-Lab emulieren die Verbraucher eines Hauses (Wärmepumpe, Boiler, Kochherd) und bilden deren elektrisches Verhalten im Labornetz des Prosumer-Labs nach. Weitere Komponenten, wie z.B. die Batterie oder der PV-Wechselrichter, sind aber real vor Ort eingebaut und können so unter echten Bedingungen ausgetestet werden.

Die Testumgebung dient den Ingenieuren des Energiespeicherungszentrums als Forschungs- und Entwicklungsplattform und ermöglicht die Simulation der Auswirkungen eines Prosumenten auf das Verteilnetz und umgekehrt. In dieser Umgebung werden Antworten auf die

Hintergrund

Netzparität

Mit Netzparität wird allgemein die Situation bezeichnet, wenn die Kosten für die selbst produzierte Elektrizität und die Kosten für die bezogene Energie ähnlich hoch sind. Eigenproduktion wird dann auf Basis der lokalen und aktuellen Tarifgestaltung für den Stromkunden wirtschaftlich interessant. Da ein Eigenproduzent a priori keine Netzkosten reduziert und der Energielieferant seine Energiebeschaffung über den Konkurrenzmarkt, sprich Handelspreise, bewertet, ergibt sich eine erhebliche Marktverzerrung. Berücksichtigt man verursachergerechte Netztarife mit einer starken Leistungs-komponente und den effektiv resultierenden Kundenlastgang bei der Fakturierung der Energie, müsste die Eigenproduktion aus gesamtwirtschaftlicher Sicht noch erheblich billiger werden.

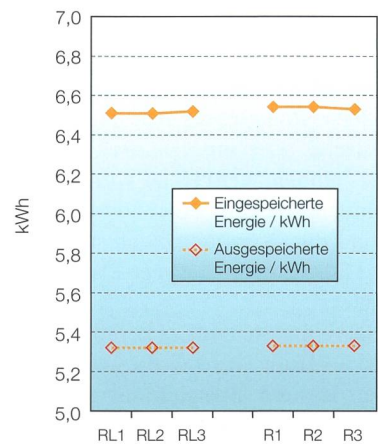


Bild 3 Ein- und ausgespeicherte Energiemengen für ein typisches AC-gekoppeltes Speichersystem über einen Tag gemessen.

	Lithium-Ionen Stromspeicher
Systemgrösse	6,7 kWh
Batteriekosten inkl. Leistungselektronik	\$ 3750 (\$ 600/kWh)
Lebensdauer	4000 Zyklen @ 75% DoD
Installationskosten	\$ 36/kWh
Transportkosten	\$ 50/kWh
Kosten pro eingelagerte kWh	\$ 0,22/kWh

Tabelle Rechenbeispiel für die Kostenanalyse eines Stromspeichers für ein typisches Einfamilienhaus. (Installations- und Transportkosten gemäss G. Albright, J. Edie, S. Al-Hallaj: AllCell Technologies LLC.)

technischen Fragestellungen bezüglich der Eingliederung von Prosumern ins Verteilnetz gefunden. Diese bietet die Möglichkeit, State-of-the-Art und neuartige Komponenten (Hard- und Software) in intelligenten Gebäuden zu charakterisieren und Überwachungs- und Kontrollstrategien (Energiemanagementsysteme) für eine effiziente Integration ins Verteilnetz in einer gemischten realen und virtuellen Umgebung zu erforschen. Dabei werden zusätzlich die Wechselwirkungen zwischen Verteilnetz und Gebäudenetz betrachtet. Gleichzeitig werden Daten generiert, welche zur weiteren ökonomischen Analyse von Auswirkungen von Prosumern auf bestehende Geschäftsmodelle von Verteilnetzbetreibern verwendet werden können.

Erste Resultate

Als Beispiel für die Untersuchungen im Prosumer-Lab sei auf **Bild 3** verwiesen. Es wurde der sogenannte Einspeicherwirkungsgrad für einen typischen AC-gekoppelten Haushaltsspeicher gemessen. Während im Labor die verwendete Batterietechnologie (Lithium-Ionen) auf der Basis von Messungen an Zellen Wirkungsgrade von 96–98% erreicht, sinkt der Wirkungsgrad für das Gesamtsystem in einem typischen Verbrauchsszenario (Einspeisung über Tag, Verbrauch über Nacht, 100% Entladetiefe) auf weniger als 82%. Dabei spielt es keine Rolle, ob es sich um eine rein ohmsche oder eine ohmsch-induktive Last handelt. Verwendet wurde ein geicher Solar-Log Pro 380-Mod Drehstromzähler, zur Kontrollmessung wurde ein Hioki Power Analyzer PW6001 eingesetzt.

Dies lässt sich nur zum Teil durch die Kaskadierung des Leistungs-Wirkungsgrads der zur Speicherung benötigten Leistungselektronik erklären. Diese wird in einem AC-gekoppelten System benötigt, um den Wechselstrom des Netzes in

den Gleichstrom des Batteriespeichers umzuwandeln und umgekehrt.

Zusätzliche Verluste entstehen durch den Eigenverbrauch der Elektronik und insbesondere durch das Thermomanagement des Batteriespeichers (Heizung/Kühlung), um den Speicher in einem für die Lebensdauer besonders günstigen Temperaturfenster zu betreiben.

Die Netzparität der Speicherung rückt näher

Unterdessen schreiten die Entwicklungen im Bereich der Speichertechnologien weiter. Insbesondere die Fortschritte im Mobilitätsbereich haben dazu geführt, dass heute Speicher zu einem Systempreis von unter 1000 CHF/kWh installiert angeboten werden können. Es ist zu erwarten, dass auch hier wie bei den Solarmodulen mit zunehmender installierter Leistung die Preise noch weiter fallen. Die Zellenpreise sind in den letzten Jahren mit einer jährlichen Rate von über 18% billiger geworden.

Der von Tesla seit diesem Jahr vertriebene Stromspeicher «Powerwall» kostet als reiner Speicher weniger als 500 US\$ pro kWh (6,4 kWh für 3000 US\$). Allerdings müssen hier noch Installations-, Transport- und Wechselrichterkosten hinzugerechnet werden. Die **Tabelle** erlaubt eine einfache Kostenberechnung

der eingelagerten kWh, allerdings noch ohne Berücksichtigung der Investitionskosten und des Wirkungsgrades. Es zeigt sich, dass die heute möglichen 0,2 US\$ pro kWh durchaus nicht mehr weit von einem als Ziel für die Netzparität der Speicherung erforderlichen Preis von ca. 0,15 US\$/kWh liegen.

Fazit

Als Schlüsselement für das zukünftige intelligente Haus (Prosumer) kann sowohl der Stromspeicher für die Verbrauchsoptimierung als auch für netzdienliche Funktionen eingesetzt werden. Ein sinnvolles Gleichgewicht zwischen den Interessen von Netzteilnehmer und Netzbetreiber muss hier angestrebt werden. Aufgrund der Preisentwicklung auf dem Speichermarkt wird die Verbreitung von Stromspeichern in den nächsten Jahren stark zunehmen. Das BFH-CSEM-Zentrum für Energiespeicherung möchte deshalb einen wichtigen Beitrag zur Beantwortung der zentralen Fragen leisten, die sich im Zusammenhang für den erfolgreichen Einsatz solcher Systeme im Versorgungsnetz ergeben. Dazu gehören neben den Untersuchungen für den technisch optimalen Einsatz auch Fragen zur ökonomischen und gesamtwirtschaftlichen Effizienz solcher Systeme.

Referenz

[1] Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER), VSE, September 2014.

Autoren

Prof. Dr. **Andrea Vezzini** ist Leiter des BFH-CSEM-Zentrums Energiespeicherung sowie Professor für Industrielektronik an der Berner Fachhochschule. Berner Fachhochschule, 2501 Biel, andrea.vezzini@bfh.ch

Prof. **Michael Höckel** ist als Professor für Energiesysteme für ein breites Spektrum an Forschungsgebieten an der Berner Fachhochschule verantwortlich. michael.hoeckel@bfh.ch

Résumé

Bientôt la parité réseau des batteries?

Installations photovoltaïques et systèmes de stockage en tant que base du Smart Energy Building

Suite à la baisse des prix de l'énergie photovoltaïque et des systèmes de stockage à base de batteries ainsi qu'à la baisse de la rémunération pour l'injection d'électricité solaire, une tendance se dégage : les bâtiments du futur vont non seulement consommer de l'énergie, mais aussi en produire. Comme de nombreuses questions restent ouvertes dans ce domaine, il faut poursuivre les travaux de recherche. C'est pourquoi le Centre BFH-CSEM « Stockage de l'énergie » étudie l'interaction entre les installations photovoltaïques, les gestionnaires énergétiques et les accumulateurs de courant solaire dans un environnement proche de la réalité. Ceci comprend, outre les recherches pour une utilisation technique optimale, aussi des questions relatives à l'efficacité économique de tels systèmes ainsi qu'à leur efficacité économique globale.

No