Dezentrale Speicher als Chance für Energieversorgungsunternehmen?

Autor(en): **Popp, Matthias / Sahli, Christian**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **105 (2014)**

Heft 7

PDF erstellt am: **24.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856259

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Dezentrale Speicher als Chance für Energieversorgungsunternehmen?

Studie zeigt den Nutzen im Verteilnetz auf

Die Energiestrategie 2050 führt zu massiven, stundenweisen Einspeisespitzen durch Fotovoltaik. Diese können vermieden werden, indem der Strom aus Fotovoltaik gepuffert eingespeist wird. Eine Studie hat die Dimensionierung dieser dezentralen Speicher berechnet und deren Effekte simuliert. Die dezentrale Speicherung und die netzfreundliche Einspeisung der Solarenergie ist für den Erfolg der Energiewende Voraussetzung und könnte auch die Grundlage für neue Geschäftsmodelle der EVUs sein.

Matthias Popp, Christian Sahli

Mit der Energiestrategie 2050 sieht der Bundesrat einen massiven Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien vor. [1] Diese soll im Jahr 2050 rund 24 TWh erreichen, wozu die Fotovoltaik (PV) alleine 11 TWh beitragen soll **(Bild 1)**.

Es ist heute noch verfrüht, ein Zwischenfazit zur Energiestrategie 2050 zu ziehen. Trotzdem können erste Tendenzen erkannt werden:

- Ob die Produktionsziele bei Wind und Geothermie erreichbar sind, ist heute mehr als fraglich. Technische Schwierigkeiten bzw. geologische Risiken bei der Geothermie (Beispiele in Basel und St. Gallen) sowie langfristige Verfahren und Akzeptanzprobleme [2] beim Wind bremsen den Ausbau dieser Energieträger in der Schweiz.
- Die Solarstromproduktion ist heute politisch unbestritten und für Konsumenten mit einer PV-Anlage auf dem Dach (sogenannte Prosumenten) im Vergleich zum Netzbezug finanziell interessant (Steckdosenparität). Die Eigenverbrauchsregelung dürfte diese Tendenz noch verstärken. Heute erreichen die neusten Anlagen in Deutschland Gestehungskosten von gegen 10 Eurocents. [3]

Sollten sich diese Trends fortsetzen, könnten langfristig die Produktionsziele bei Wind und Geothermie nicht erfüllt und bei der Fotovoltaik übertroffen werden. Gegenüber Wind und Geothermie haben PV-Anlagen aus Sicht des Energieversorgungsunternehmens (EVU) wesentliche Nachteile:

- Die Einspeisung bei PV erfolgt fast ausschliesslich auf dem Niederspannungsnetz, während Geothermie und Wind in höheren Spannungsebenen einspeisen.
- Die kurzfristigen Produktionsschwankungen sind bei Geothermie null und bei Wind weniger ausgeprägt als bei Solarstrom.
- Die Dauer der Einspeisung ist bei PV kurz und mit sehr hohen Lastspitzen verbunden.

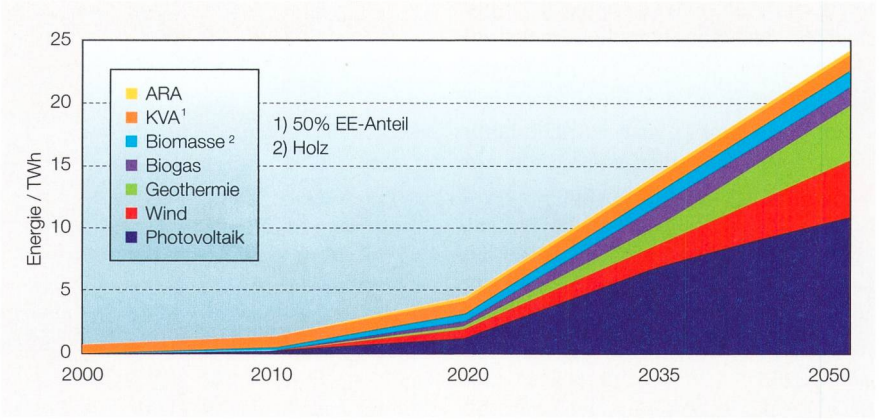
Für den Umgang mit den entstehenden Spannungsproblemen im Niederspannungsnetz durch vermehrte PV-Stromeinspeisung bestehen heute nur ungenügende Lösungsansätze. So können mit dem Abregeln von PV-Anlagen die Ziele der Energiestrategie nicht erreicht werden, der Ausbau der Verteilnetze verlagert das Problem lediglich auf eine nächsthöhere Spannungsebene, und auch regelbare Transformatoren bekämpfen nur das Symptom der Überspannungen, unterstützen aber nicht die notwendige Speicherung und Verwertung der Überschussenergie.

Die Eigenverbrauchsregelung könnte weiter dazu führen, dass Prosumenten zur Erhöhung des Eigenverbrauches neu auch Batterien (oder andere Speicher) einsetzen. Der Einsatz von Batterien wird für Prosumenten umso lukrativer, je tiefer die Batteriepreise fallen und je höher die Differenz zwischen den Kosten des Netzbezugs und den Gestehungskosten der eigenen PV-Anlage werden. [4]

Auswirkungen der Energiestrategie 2050

Eine neue Studie [5] untersucht die möglichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050. Die Gegenüberstellung einer simulierten Jahresproduktion aus PV-Anlagen von 11 TWh und dem effektiven Verbrauch der Schweiz aus den Jahren 2003 bis 2008 zeigt die Problematik für die EVUs auf. Im Sommer wird allein die Einspeiseleistung von PV-Strom stundenweise weit über der Verbrauchslast liegen **(Bild 2)**.

Die Einspeiseleistung von PV erreicht Leistungen bis zu 8000 MW und liegt damit z.B. an Wochenenden stundenweise mehr als 2000 MW über der



Autoren

Bild 1 Produktion aus neuen erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie 2050 des Bundesrates.

Autoren

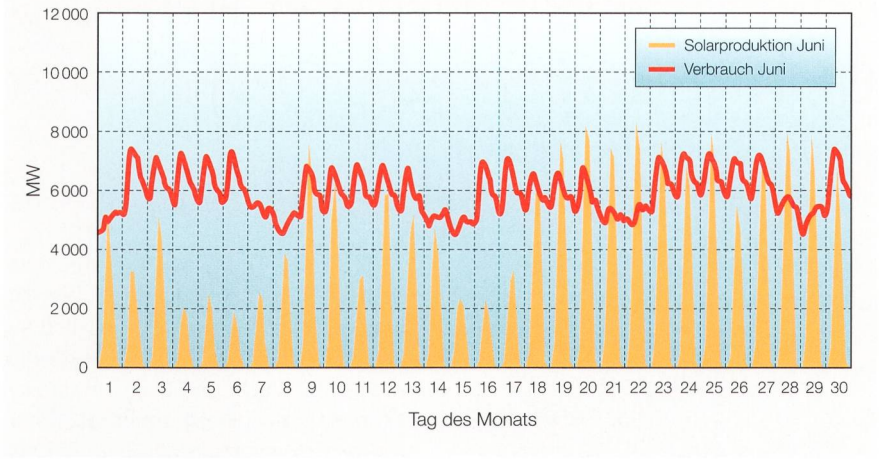


Bild 2 Verbrauch Schweiz und Einspeisung PV (berechnet aufgrund der effektiven Sonneneinstrahlung), Juni 2008.

Verbrauchsleistung. In **Bild 3** wird die Solarenergie zur Produktion aus Laufwasser- (ohne Speicherüberlauf) und Windkraft (beide gemäss Energiestrategie 2050) addiert.

Die Einspeisespitzen dieser ungeregelt einspeisenden Energieträger erreichen stundenweise über 12 000 MW und übertreffen in dieser Zeit die Verbrauchslast um bis zu 8000 MW. Wird berücksichtigt, dass die Einspeisung der PV-Anlagen vor allem auf dem Niederspannungsnetz erfolgen wird, sind auf den unteren Spannungsebenen noch ungünstigere Verhältnisse zwischen Einspeiseleistung und Verbrauchslast zu erwarten. Als Konsequenz müssten die Niederspannungsnetze für den Abtransport der Energie aus PV ausgebaut werden, denn die Versorgungsleistung für die Kunden wäre weitaus geringer. Auch wenn durch den Netzausbau der Abtransport der Leistung ermöglicht wird, bleibt immer noch die zentrale Frage unbeantwortet, welche Verbraucher diese Lastspitzen absorbieren bzw. wie diese zwischengespeichert werden können.

Es lässt sich das Fazit ziehen, dass heute nicht die kostengünstige Stromproduktion das Hauptproblem der Energiewende ist, sondern die netzfreundliche Integration der unregelmässigen Produktion aus neuen erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem. Der Ausbau der PV-Produktion dürfte – allenfalls sogar ohne Förderung – nicht mehr zu stoppen sein und wird die EVUs längerfristig vor grosse Herausforderungen stellen. Primär stellt sich dabei die Frage der «netzfreundlichen» Integration von Solarstrom ins Versorgungssystem und die Frage der Rolle der lokalen und regionalen EVUs (primär als Netzbetreiber, aber auch als Energielieferant) für dezentrale, (halb-)autonome Prosumenten. **Bild 4** illustriert einerseits die sich bereits in Umsetzung befindlichen Marktveränderungen, ausgelöst durch die Energiewende. Andererseits zeigt die Grafik auf, in welche Richtung sich der Markt weiterentwickeln könnte und welche Rollen (Extrempositionen) die EVUs in der Zukunft spielen könnten.

Rolle dezentraler Speicher in der Energiewende

In der Kurzzeitspeicherstudie wurde weiter untersucht, welche Speicherkapazität dezentrale Batteriespeicher im Verteilnetz haben müssen, um die Produktionsspitzen aus PV gemäss Energiestrategie 2050 netzfreundlich einzuspeisen. Bei einer netzfreundlichen Einspeisung wird der stundenweise Stromüberschuss in den Sommermonaten in Bandenergie umgewandelt (d.h. der Strom aus PV-Anlagen wird nur gepuffert eingespeist). Die wesentlichen Annahmen für diesen Teil der Untersuchungen sind die folgenden:

- Die kurzfristigen Speicherkapazitäten (1–2 Tage) werden dezentral und nahe bei den PV-Anlagen in den Verteilnetzen eingesetzt, damit der Ausbau der Verteilnetze minimiert wird.
- Verbrauchswerte, Sonneneinstrahlung, Windverhältnisse und Wasserzuflüsse entsprechen den Werten aus den Jahren 2003 bis 2008.
- Die Schweiz wird als Insel dargestellt (ohne Energieaustausch mit dem Ausland). Diese Annahme ist sinnvoll, weil im grenznahen Ausland die Solarspitzen zeitgleich anfallen (d.h. die Leistungsüberschüsse der Länder gleichen sich nicht aus, sondern kumulieren sich).
- Der Produktionspark der Schweiz entspricht jenem, welcher der Energiestrategie 2050 zugrunde liegt.

Die Resultate der Untersuchungen zeigen, dass der Effekt der dezentralen Speicher im Verteilnetz auf die Pufferung der Energie ungenügend ist, wenn die Speicher ungesteuert ins Netz eingebunden werden. Die dezentralen Speicher maximieren den Eigenverbrauch des Prosumenten, da die Speicher wie folgt bewirtschaftet werden:

- In einem ersten Schritt wird der selbst produzierte Strom verbraucht.
- Liegt die Produktion über dem Verbrauch, wird der dezentrale Speicher gefüllt.
- Wenn der dezentrale Speicher voll ist, wird der Strom ins Netz eingespeist.

Autoren

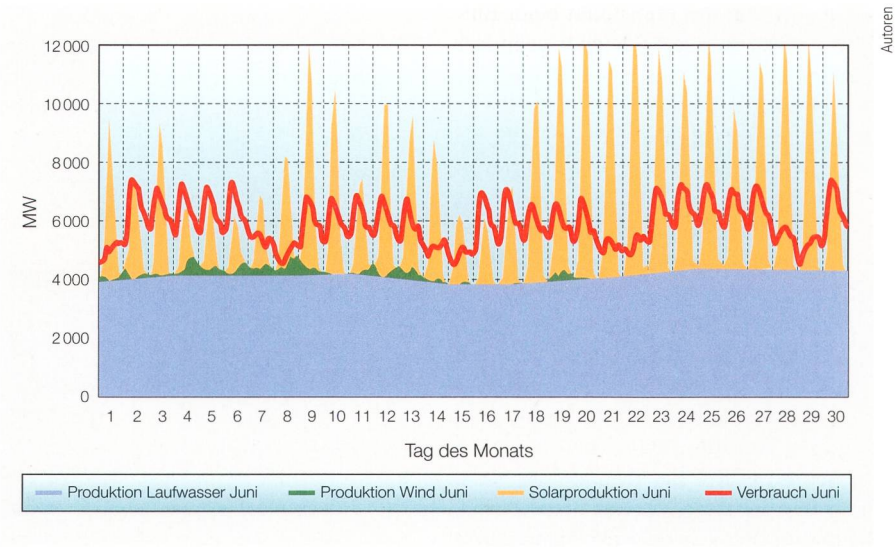


Bild 3 Abbildung 3: Bild 1 ergänzt um Produktion aus Laufwasser (ohne Speicherüberlauf) und Windkraft.

Swiss Utility Solutions AG

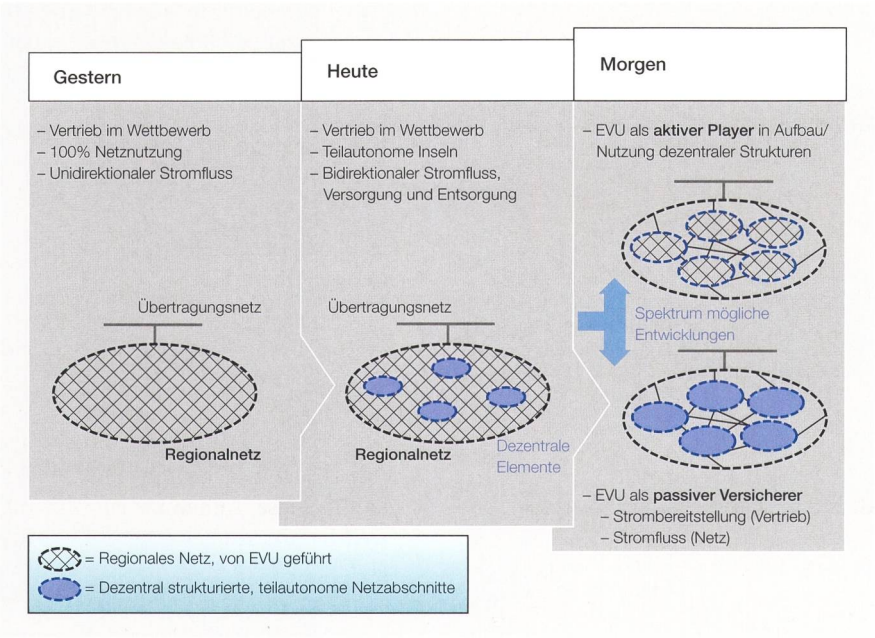


Bild 4 Mögliche Marktveränderungen aufgrund der Energiewende.

- Produziert die Anlage nicht, wird der Strom zuerst aus der Batterie verbraucht und anschliessend vom Netz bezogen.

Die Modellberechnungen zeigen, dass mit ca. 1 Mio. 20-kWh-Batterien, die zusammen eine Ladeleistung von 5300 MW und eine Speicherkapazität von 21 GWh aufweisen, die Solarspitzen reduziert werden, dies jedoch in einem völlig ungenügenden Ausmass (Bild 5).

Wenn die dezentralen Speicher einen signifikanten Beitrag zur Integration der volatilen erneuerbaren Energien ins Verteilnetz leisten sollen, dann muss der Einsatz der dezentralen Speicher entsprechend gesteuert werden. Erneuerbare Energien können dann netzfreundlich ins Versorgungssystem integriert werden, wenn die Prioritäten beim Einsatz der dezentralen Speicher geändert werden:

- Benötigt der Konsument/Prosument selber Strom und die PV-Anlage produziert Strom, wird der Strom direkt verbraucht und nicht ins Netz eingespeist.
- Wenn die Eigenproduktion von PV-Strom über dem Haushaltsverbrauch liegt, erfolgt eine Einspeisung ins Netz, sofern kein Leistungsüberschuss im Verteilnetz besteht (d.h. wenn keine erhöhte Spannung vorliegt). Besteht ein Leistungsüberschuss im Verteilnetz, wird der dezentrale Speicher geladen, und die Einspeisung ins Netz wird verschoben auf einen Zeitpunkt mit weniger Netzbelastung.
- Sobald kein Leistungsüberschuss im Verteilnetz mehr besteht, wird die dezentral zwischengespeicherte Energie selbst verbraucht bzw. ins Netz eingespeist. Damit wird die Voraussetzung geschaffen, dass die dezentralen Speicher am nächsten Tag leer sind und diese die Pufferung der Produktion wieder übernehmen können.

Bild 6 zeigt die Modellrechnungen bei entsprechend netzfreundlicher Steuerung der dezentralen Batteriespeicher.

Die vollständige Glättung der Lastspitzen wird in der Modellberechnung ohne Einsatz der Pumpspeicherung alleine durch den Einsatz von dezentralen Batterien mit einer kumulierten Speicherkapazität von 48 GWh erreicht. Durch die dezentrale Platzierung der Batterien wird zudem sichergestellt, dass ein Netzausbau auf unterer Spannungsebene nur in den wenigsten Fällen notwendig sein wird und auf oberer Spannungsebene keine Zusatzbelastung durch die verteilte Produktion und Speicherung entsteht. Ein teurer und mit hohen Verlusten verbundener Transport des Stroms aus Solarspitzen zu zentralen Speichern und zurück zu den Verbrauchern entfällt.

Legt man die dezentrale Speicherung nicht auf die Extremwerte der PV-Leistungsspitzen aus, sondern beschränkt sich darauf, dass nur an 90 bis 95 % der Stunden 100 % der anfallenden Energie gepuffert werden kann, reduziert sich der Bedarf an dezentraler Speicherkapazität auf rund 35 GWh. Bei dieser Betrachtungsweise bleiben sowohl der mögliche Einsatz der Pumpspeicherung wie auch das Verschieben von Lasten für die Optimierung der Einspeisung aus PV-Anlagen ausser Acht. Ein pragmatisches und wirtschaftlich tragbares System unter Berücksichtigung der vorhandenen und geplanten Pumpspeicherung, der freien Kapazitäten im Netz wie auch der Lastensteuerung (z.B. Boiler) lässt erwarten, dass rund 20 GWh durch dezentrale Batteriespeicher und ca. 15 GWh durch Pumpspeicherung mit einer Pumpleistung von ca. 3000 MW sowie durch die Lastensteuerung absorbiert werden können. 20 GWh dezentrale Energiespeicher entsprechen ca. 1 Mio. dezentralen Batterien mit einer Speicherkapazität von je 20 kWh.

Autoren

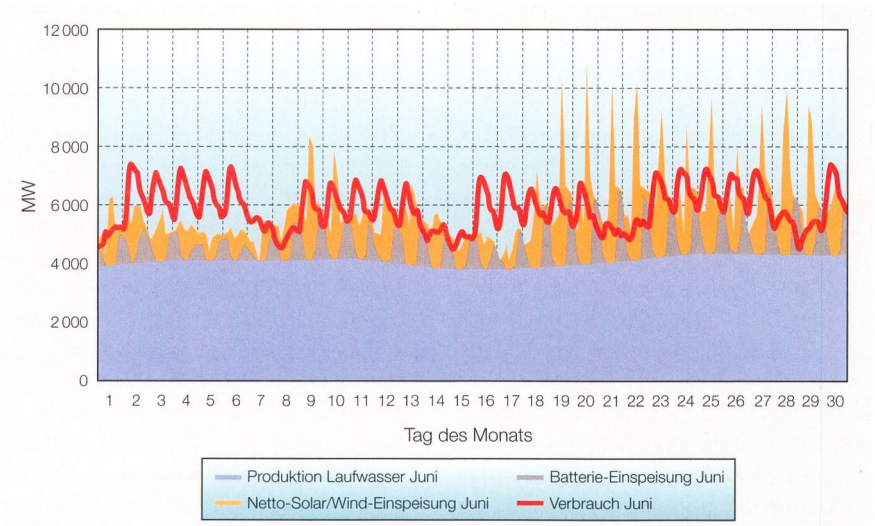


Bild 5 Relativ geringe Reduktion der Solarspitzen mit 1 Mio. 23-kWh-Batterien im Netz.

Autoren

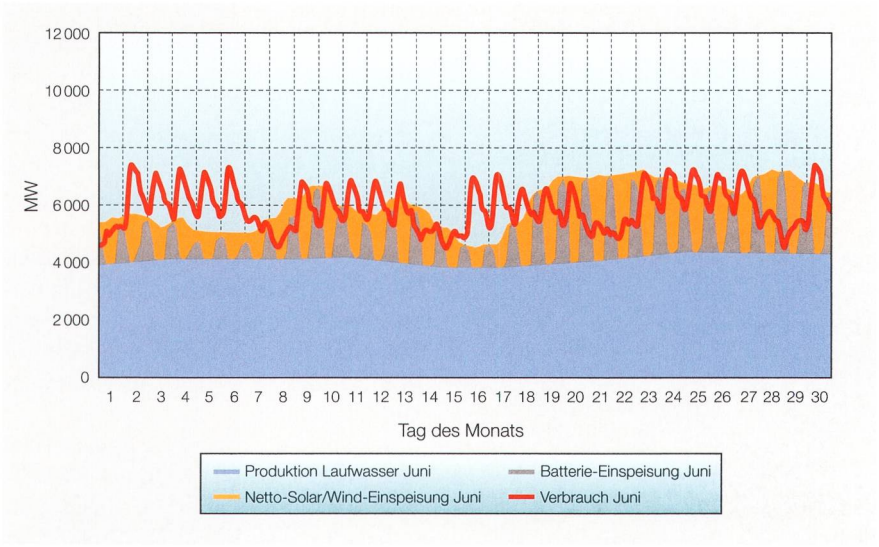


Bild 6 Auf eine Glättung der Lastspitzen im Netz optimierte Einspeisung (gepufferte Einspeisung).

Schlussfolgerungen

Durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern in den Verteilnetzen lässt sich mit einer vergleichsweise geringen Speicherkapazität eine erhebliche Pufferung bzw. systemdienliche Umformung der unregelmässigen Einspeiseleistungen von Solar- und Windenergieanlagen herbeiführen. Solarspitzen im Sommer und zeitgleich anfallende Sonnen- und Windspitzen im Winter werden durch den Einsatz von dezentralen Speichern ohne Ausbau der Netze nutzbar gemacht. Im Sommer fällt der Energieüberschuss in Form eines Lastbandes an und kann für die saisonale Speicherung (Stichwort: Power-to-Gas) eingesetzt werden.

Die Steuerung der geschätzten 1 Mio. dezentraler Batteriespeicher im Netz bedingt eine neue Steuerlogik, welche die aktuelle Last im lokalen Netz mitberücksichtigt. Dazu kommen einerseits Smart Grid bzw. Smart-Grid-basierte Ansätze in Frage. Andererseits sind aber auch viel einfachere und robustere Steuersysteme denkbar. Als Beispiel sei auf die Steuerlogik verwiesen, die InGrid AG mit dem NeuroGrid-Algorithmus entwickelt hat. Dieser leitet aus der lokalen Spannung und der Frequenz die lokale Netzbelastung und die Belastung der übergeordneten Netze ab und entscheidet autonom und ohne bidirektionale Kommunikation, ob die lokalen Speicher (oder Lasten) entladen oder geladen werden sollen. NeuroGrid und/oder vergleichbare Steuerungen können einen wichtigen und kostengünstigen Beitrag zur Nutzung der gesamten Produktion der volatilen erneuerbaren Energien und zur optimalen Integration der Erneuerbaren ins Versorgungssystem leisten.

Auch die Politik und die Regulierung sind gefordert. Das ausschliessliche Fördern des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien ist nicht zielführend bzw. setzt das bestehende System unnötigen Belastungen aus. Vielmehr müsste überlegt werden, wie das Gesamtsystem umzubauen ist, sodass die Integration der neuen erneuerbaren Energien netzfreundlich gestaltet werden kann.

Die lokalen EVUs können in Verbindung mit einer netzfreundlichen, gepufferten Einspeisung ihren Kunden neue und innovative Dienstleistungen anbieten. Mit diesen Dienstleistungen kann das lokale EVU eine aktive Rolle bei den entstehenden, autonomen bzw. halbautonomen Versorgungslösungen von Kunden spielen und damit gleichzeitig einen wesentlichen Beitrag zu einer hohen lokalen Versorgungssicherheit leisten.

Referenzen

[1] Prognos AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz, September 2012. Als Basis dient das Ausbauszenario «Angebots-Szenario ‹Neue Energiepolitik› Variante C&E», siehe dazu Tabelle 8-59, Seite 462: Neue Erneuerbare Energien produzieren 24,22 TWh_{el} p.a., davon 11,12 TWh_{el} p.a. PV und 4,26 TWh_{el} p.a. Wind (Details zu neE aus Tabelle 8-62, Seite 465).

[2] Siehe z.B. VSE-Basiswissendokument Windenergie, November 2012.

[3] Siehe dazu z.B. www.ee-news.ch, ISE, Stromgestehungskosten der Erneuerbaren sinken stark, 19. Nov. 2013.

[4] B. Weilharter, M. Obexer, Versorgungsautonomie 2.0 durch dezentrale Speicher, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg., 2014, Heft 4.

[5] Prof. Dr.-Ing. M. Popp, Kurzzeitspeicheranalyse Schweiz, Studie im Auftrag der Swiss Utility Solutions AG, 2014. Ein Bericht zu den Studienergebnissen kann bei den Autoren dieses Artikels bestellt werden oder auf www.susol.ch heruntergeladen werden.

Autoren

Prof. Dr.-Ing. **Matthias Popp** unterrichtet Energietechnik an der Fakultät für Maschinenbau und Versorgungstechnik der Georg-Simon-Ohm-Hochschule in Nürnberg. Er ist Eigentümer des Ingenieurbüros Matthias Popp.

Ingenieurbüro Matthias Popp, D-95632 Wunsiedel
matthias@poppware.de

Christian Sahli ist ehemaliger Präsident der Finanzkommission des VSE. Zusammen mit Partnern hat er das Beratungsunternehmen Swiss Utility Solutions AG gegründet. Swiss Utility Solutions AG unterstützt die neu gegründete InGrid AG.

Swiss Utility Solutions AG, 3011 Bern
christian.sahli@susol.ch

Résumé

Le stockage décentralisé : une chance pour les EAE ?

Une étude démontre son utilité dans le réseau de distribution

La Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral donne lieu à de fortes pointes d'injection d'électricité photovoltaïque à certaines heures. Ce qui engendre une énorme charge du réseau basse tension. Il est possible d'éviter cette surcharge en injectant l'électricité photovoltaïque de manière moins condensée à l'aide d'un stockage décentralisé.
Une étude a calculé le dimensionnement d'un stockage décentralisé et en a simulé les effets. Elle aboutit à la conclusion que le stockage doit être contrôlé. Lorsque la production propre d'électricité à partir du photovoltaïque est supérieure à la consommation du ménage, l'électricité est injectée dans le réseau pour autant que le réseau de distribution ne présente aucun excédent de puissance. Le cas échéant, la batterie décentralisée est chargée. Dès que l'excédent disparaît, l'énergie stockée est consommée par le ménage lui-même ou injectée dans le réseau. Ainsi, les batteries décentralisées sont à nouveau vides le lendemain et peuvent à nouveau assumer leur rôle régulateur. Le pilotage de quelque 1 million de batteries décentralisées dans le réseau nécessite une nouvelle logique de gestion qui tient compte de la charge actuelle dans le réseau local. A cela, on peut envisager d'une part les approches liées au smart grid et, d'autre part, des systèmes de gestion plus simples et plus robustes. Les auteurs renvoient aux systèmes et approches possibles.
Le stockage décentralisé est une chance pour les EAE locales : elles peuvent proposer de nouvelles prestations innovantes et ainsi jouer un rôle actif dans la mise en place de solutions d'approvisionnement autonomes et semi-autonomes, tout en contribuant à une sécurité d'approvisionnement locale élevée. Se

Smarte Lösungen für die intelligente Produktion

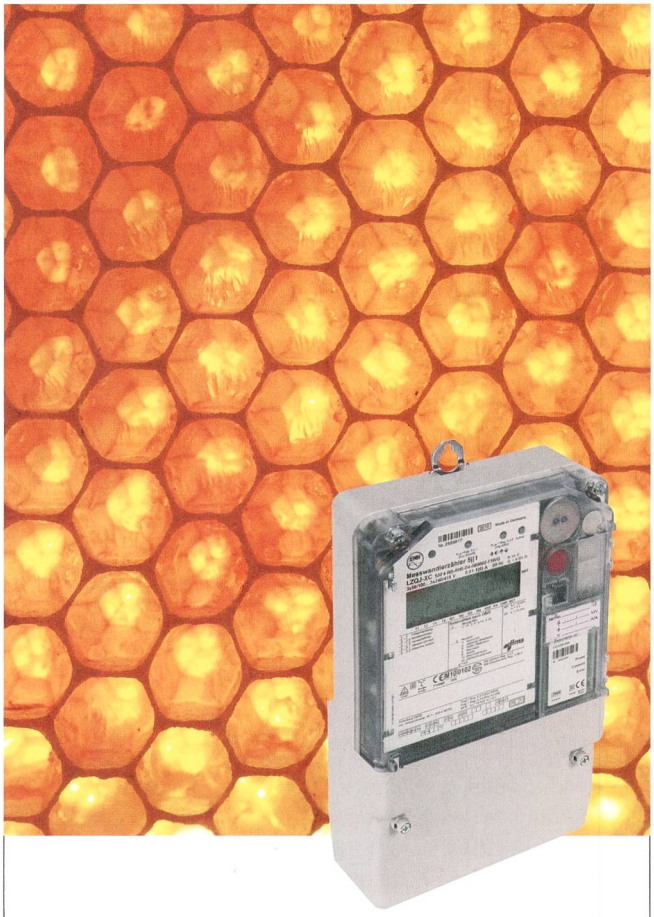
Wir sind der ideale Partner für Industrie 4.0, denn unsere smarten Lösungen sind:

- kommunikativ
- intelligent und selbständig
- einfach zu installieren
- einfach bedienbar
- ressourceneffizient
- durchgängig digital

INDEX
4. September 2014
estand Halle 3.2 / B03

Mehr Informationen unter Telefon 052 354 55 55 oder www.phoenixcontact.ch

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS



LZQJ-XC STROMZÄHLER FÜR INDUSTRIE UND GRID

Klasse 1 bis 0.2S – aus einer Familie

Die GWF Präzisionszähler der LZQJ-XC Familie eröffnen ein umfangreiches Spektrum an Einsatzmöglichkeiten. Sie sind in den Klassen 1, 0.5S und 0.2S in direktmessender und wandlermessender Ausführung erhältlich. Die Auslesung des Geräts via IEC und DLMS Protokoll ist mit marktüblichen ZFA Systemen oder per FTP-Push möglich. Durch den integrierten Rundsteuerempfänger lässt sich das Gerät mit bestehenden Tonrundsteueranlagen ansteuern. Die integrierte Netzqualitätsanalyse ermöglicht neben der EN 60150 die Auslesung bis zur 32. Harmonischen.

Der GWF Präzisionszähler LZQJ-XC – die Lösung für Ihre anspruchsvollen Smart Grid Projekte.

swiss.smart.simple. GWF

GWF MessSysteme AG, Obergrundstrasse 119, Postfach 2770, CH-6002 Luzern
T +41 (0)41 319 50 50, F +41 (0)41 310 60 87, info@gwf.ch, www.gwf.ch