

BEITRAG PRIVATER HAUSHALTE ALS REGIONALE FLEXIBILITÄT ZUR VERTEILNETZ-BETRIEBSOPTIMIERUNG

Martin UHRIG¹, Michael SURIYAH¹, Thomas LEIBFRIED¹,
Sven WAGNER²

Einleitung

Flexible Speichersysteme spielen neben weiteren regelbaren Betriebsmitteln und der Kopplung der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in zunehmend regionalisierten Energieversorgungssystemen eine wichtige Rolle (vgl. [1], [2]). Deren Einsatz ermöglicht einen kontrollierten Netzbetrieb nahe den Auslastungsgrenzen. So können konventionelle Ausbaumaßnahmen verzögert oder gänzlich verhindert werden. Auch private Haushalte mit vorhandenen Flexibilitäten können zur optimierten Netzbetriebsführung einen Beitrag leisten. In diesem Artikel werden die Potentiale am Beispiel eines Versorgungsgebietes näher untersucht.

Methodik

Die Untersuchung bezieht sich auf ein Mittelspannungsnetz, das auf einer Fläche von 1.250 km² 380.000 Einwohner in 1.850 Niederspannungsnetzen versorgt. Anhand öffentlich zugänglicher Daten von Bundes- und Landesämtern wurden regionale Siedlungscharakteristika ermittelt und bei der Erstellung von Lastprofilen nach [3] für Niederspannungs-Netzanschlüsse berücksichtigt. Zur Modellierung der dezentralen Einspeisung dienen räumlich und zeitlich variable Klimaprofile nach [4]. Elektrische Lastprofile thermischer Verbraucher wie Wärmepumpen basieren auf einem Simulationsmodell, welches vorhandene Gebäude-Isolationsstandards und regionale Klimadaten berücksichtigt. Unter Verwendung der Dimensionierungsrichtlinien für Photovoltaik (PV)-Speicher nach [5], wurden Ausbauszenarien für das komplette Versorgungsgebiet berechnet. Konkret wurde abhängig von der Entwicklung des Strombezugspreises, der PV-Einspeisevergütung und der Speicherkomponentenpreise, für jeden Haushalt mit PV-Anlage die optimale Speicherkapazität und das Jahr, ab dem die Investition rentabel ist, ermittelt. Integriert in das Gesamtmodell, können so die aus dem Einsatz von PV-Speichern, der Einbindung der Haushalts-Wärmeversorgung und der Elektromobilität resultierenden Flexibilitäten, exemplarisch für das Jahr 2030 beziffert werden.

Ergebnisse

Installierte PV-Speicher im Versorgungsgebiet im Jahr 2030

Bis zum Jahr 2030 ist die Investition in einen PV-Speicher für 69,5 % der rund 4.400 Haushalte mit PV-Anlage unter den in Tabelle 1 aufgeführten Annahmen rentabel. Daraus resultiert eine im Netz installierte Gesamtkapazität von 16,8 MWh. Diese Werte variieren abhängig von zugrundeliegenden Annahmen unterschiedlich stark. Die Gesamtkapazität lässt sich anhand von Sensitivitätsanalysen im Minimum auf 10 MWh und im Maximum auf 21 MWh eingrenzen (vgl. Tabelle 2).

Strompreis	PV-Vergütung	Kalkulationszins	Variable Speicherkosten	Speicher-Fixkosten
28 ct/kWh (+2 %/a)	12 ct/kWh (-10 %/a)	2 %	1000 €/kWh (-8 %/a)	3000 € (-2 %/a)

Tabelle 1: Rahmenbedingungen für Referenz-Ausbauszenario ab dem Jahr 2015.

Angepasster Parameter	Installierte Kapazität 2030	Anteil an Haushalten mit PV-Speicher 2030	Frühester Zubau	Jahr maximalen Zubaus
Referenzszenario (Tabelle 1)	16,8 MWh	69,5 %	2021	2030
Fixkosten: -1 %/a	14,5 MWh	54,2 %	2022	2026
Variable Kosten: -5 %/a	10,7 MWh	45,2 %	2023	2028
Variable Kosten: -10 %/a	21,0 MWh	86,5 %	2021	2029
PV-Vergütung bis 2029: 38,86 ct/kWh	19,8 MWh	81,7 %	2025	2030
Strompreissteigerung: +1 %/a	10,8 MWh	38,6 %	2023	2029
Strompreissteigerung: +3 %/a	20,3 MWh	94,0 %	2020	2027
Kalkulationszins: 4 %	12,9 MWh	48,6 %	2023	2028

Tabelle 2: Sensitivitäten des PV-Speicher-Ausbauszenarios (Auszug für Kurzfassung).

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Engesserstraße 11, 76131 Karlsruhe, Tel.: 0721/60843065, martin.uhrig@kit.edu, www.ieh.kit.edu

² EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, wagner.sven@ewr-netz.de, www.ewr-netz.de

Veränderung des Lastverlaufs mit PV-Speichern

Die Motivation für die Investition in einen PV-Speicher besteht hauptsächlich in der Verminderung des Strombezugs aus dem Netz, da außer der Begrenzung der PV-Einspeisung auf 70 % der Nennleistung, keine Anreize für intelligentes Laden existieren. Die Minimierung des Strombezugs stellt auch den einfachsten Fall für das Lademanagement dar. Die PV-Speicher werden unter Berücksichtigung technischer Restriktionen im Falle eines Überschusses an PV-Strom geladen und im Falle eines Defizites entladen. Das Laden und Einspeisen aus dem und in das Netz ist nicht vorgesehen.

Im Referenzfall liegt der Jahresenergiebezug der 4.400 Haushalte bei 12,7 GWh und reduziert sich durch den Direktverbrauch des PV-Stroms auf 7,4 GWh. Damit ist bereits ein Autarkiegrad von 42 % erreicht. Die PV-Speicher erhöhen diesen Wert auf 66 %, was einer Verringerung des Jahresenergiebezugs aus dem Netz auf 4,3 GWh entspricht. Das resultierende Jahresdurchschnittsprofil aller 4.400 Haushalte mit und ohne PV-Speicher ist in Abbildung 1 (a) dargestellt. In der Energiebilanz unterscheiden sich die beiden Lastprofile nur durch die Speicherverluste. Jedoch verdoppelt sich im Durchschnitt gerade am Vormittag der Leistungsbezug im Maximum, während am Abend durchschnittlich eine Halbierung des Leistungsprofils zu beobachten ist (Abbildung 1 (b)).

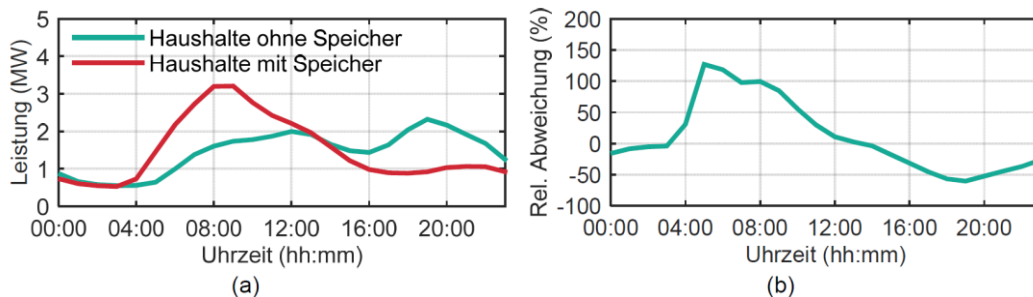


Abbildung 1: (a) Durchschnittliches Lastprofil der Haushalte ohne (grün) und mit (rot) PV-Speicher. (b) Relative Abweichung des Haushalt-Lastprofils mit Speicher vom Profil ohne Speicher.

Potentiale eines intelligenten Energiemanagements

Durch eine intelligente Betriebsweise von PV-Speichern kann unter anderem die Alterung der Batteriezellen verringert werden, was einen längeren Speicherbetrieb ermöglicht. Auch können zukünftig Erlöse durch die Bereitstellung vorhandener Flexibilitäten der Haushalte mit PV-Speicher, Wärmeversorgung mit Pufferspeicher und Elektrofahrzeug erzielt werden. Im Hauptbeitrag wird die Einbindung flexibler Verbraucher mit intelligentem Energiemanagement in die Verteilnetz-Betriebsoptimierung in Fallbeispielen für das vorgestellte Versorgungsgebiet näher behandelt.

Literatur

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft. Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierter Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Frankfurt, 2014.
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft. Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Frankfurt, 2015.
- [3] M. Uhrig, R. Mueller, T. Leibfried. Statistical consumer modelling based on smart meter measurement data. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, 2014.
- [4] P. Berg, S. Wagner, H. Kunstmann, G. Schädler. High resolution regional climate model simulations for Germany: Part I - validation. Climate Dynamics 40, 401-414, 2012.
- [5] M. Uhrig, J. Hieringer, B. Neu, T. Leibfried. Dimensioning energy storages for solar home systems with electric vehicles and heat pumps. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf, 2015.