

Vergleich von Energiespeichern und Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher dezentraler Einspeisung

Comparison of energy storage and grid enforcement in low-voltage distribution grids with a high degree of decentralized generation

Martin Lödl, Georg Kerber, Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann, Technische Universität München,

Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, martin.loedl@mytum.de

Dr. Michael Metzger, Siemens AG, Corporate Research and Technologies,

Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München, Deutschland, michael.metzger@siemens.com

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wird anhand typischer Referenznetze für die Niederspannungs-Verteilnetzebene die Integration von dezentraler Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen untersucht. Dazu wird zunächst die Aufnahmefähigkeit verschiedener Netzkonstellationen an den jeweils nutzbaren Dachflächen gespiegelt. Für den Anteil des Dachflächen-Photovoltaik-Potentials, der nicht ohne Überschreitung zulässiger Grenzwerte in den Niederspannungsnetzen angeschlossen werden kann, werden die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen aufgezeigt. Als Alternative zum Ausbau der Verteilnetze könnte in Zukunft die überschüssige Energie auch lokal zwischengespeichert und in einspeiseschwache/laststarke Zeiten verschoben werden. Dazu werden die Speicherkapazitäten ermittelt, die aus Sicht der Energieversorgungsnetze zur vollständigen Einbindung dezentraler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen notwendig sind.

Abstract

With the assumption that photovoltaic power plants will use all available roof areas in the future it is not possible to integrate the entire PV potential in today's low-voltage distribution grids. Due to the enormous feed-in of fluctuating electrical power in low-voltage grids by small-scale photovoltaic plants, transformers and cables can reach their loading limits. Moreover, the grid voltage can exceed permissible thresholds. In this paper the maximum feed-in that low-voltage energy distribution networks can be supplied with is being evaluated. The simulations are based on statistically firm reference networks for various settlement types. The results show that it is not possible at present to integrate the entire potential of photovoltaic power plants in the distribution grids. The distribution networks have to be strengthened to increase the permissible feed-in of PV plants. The necessary reinforcement measures for the complete integration of the existing photovoltaic potential are being identified. Local energy storages, which save the surplus generation, can be an alternative to grid reinforcement and can be essential for a stable and efficient energy network in the future. In this context the minimal storage capacity necessary to fully integrate the photovoltaic plants is being evaluated.

1 Einleitung

Erneuerbare Energien stehen zunehmend im Fokus der europäischen und der deutschen Energiepolitik. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 ist ein deutlicher Anstieg der Nutzung regenerativer Energien zu verzeichnen. 2009 betrug deren Anteil am Stromverbrauch bereits 16,3 % [1]. Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil bis 2020 auf 30 % zu steigern. Großes Potential liegt hierbei auch in der politisch forcierten Stromerzeugung durch Photovoltaik. Die dezentrale Energieeinspeisung durch die einfache Montage auf Gebäudedächern trägt zum immer weiter fortschreitenden Ausbau der Photovoltaik bei. Auf den ersten Blick scheint dies, neben der Stromerzeugung aus Windkraft, der Schlüssel für das oben genannte Ziel zu sein. Jedoch muss beachtet werden, dass auch Probleme bei der Umsetzung entstehen können. Im Gegensatz zur Verbraucherlast tritt der Leistungsfluss bei der Einspeisung des

Stroms aus Solarenergie in einer Region zum gleichen Zeitpunkt auf. So erreichen Leitungen und Transformatoren bei steigender dezentraler Einspeiseleistung zunehmend ihre Belastungsgrenzen und Spannungsgrenzwerte können überschritten werden.

In dieser Arbeit wird deshalb zunächst die Aufnahmefähigkeit von typischen Niederspannungs-Verteilnetzen unterschiedlicher Siedlungs-Strukturen für die fluktuierende Einspeisung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen untersucht. Im Gegensatz zu bisherigen exemplarischen Beispielen orientieren sich die Untersuchungen an statistisch ermittelten Referenznetzen. Die Kriterien der Belastbarkeit, wie Transformator- und Leitungsbelastbarkeit sowie gültige Spannungsgrenzwerte werden in typischen Verteilnetzen einzeln analysiert und bewertet. Maßnahmen zur Reduzierung der auftretenden Spannungen im Netz können zu einer Erhöhung der zulässigen Anschlussleistung von Photovoltaikanlagen führen.

Für den darüber hinausgehenden Anteil der Einspeiseleistung, der von den jeweiligen Verteilnetzen nicht mehr aufgenommen und transportiert werden kann, werden die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen geprüft. Als Alternative zum Ausbau der Verteilnetze könnte in Zukunft die überschüssige Energie auch lokal zwischengespeichert und in einspeiseschwache/laststarke Zeiten verschoben werden. In einer Vielzahl von Netz-Konstellationen können Speicher so für einen wirtschaftlichen, stabilen und effizienten Netzbetrieb sinnvoll und notwendig sein. Dazu werden die Speicherkapazitäten ermittelt, die aus Sicht der Energieversorgungsnetze zur vollständigen Einbindung dezentraler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen notwendig sind.

1.1 Niederspannungs-Verteilnetze

Die im Folgenden getroffenen Aussagen zur Aufnahme-fähigkeit und Ermittlung des notwendigen Energiespeicherbedarfs wurden anhand typischer Niederspannungs-verteilstetze in den Siedlungskategorien Vorstadt, Dorf und ländliches Gebiet mit einem kommerziellen Netzbe-rechnungsprogramm ermittelt. Beispiele für die jewei-ligen Siedlungskategorien sind zur Verdeutlichung in Bild 1 dargestellt. Als Grundlage dienen Referenznetze, die aus der statistischen Netzanalyse in [2] gewonnen wur-den. Voruntersuchungen in [3] ergaben, dass in den ge-nannten Siedlungskategorien die maximal möglichen Photovoltaik-Anlagenleistungen (vgl. Kap. 1.2) nicht vollständig in das Niederspannungs-Verteilnetz integriert werden können, ohne vorgegebene Belastungsgrenzen (Kap. 2.1) zu überschreiten. In dicht bebauten Städten und Gewerbegebieten steht hingegen einer höheren Lastdichte ein geringes PV-Potential gegenüber. Probleme im Ver-teilnetz werden dort nicht erwartet [3].



Bild 1: Beispiele für die Siedlungskategorien Land (links), Dorf (mitte) und Vorstadt (rechts)

Die verwendeten typischen Referenznetze wurden so ausgewählt, dass sie ähnliche Eigenschaften wie ca. 50 % der realen Netzkonstellationen in den jeweiligen Siedlungstypen aufweisen.

1.2 Photovoltaik-Dachflächenpotentiale

Es existieren zwar Abschätzungen der PV-Dachflächenpotentiale (bspw. [4]), diese allgemeinen Angaben sind jedoch nicht auf einzelne Netzgebiete oder Straßenzüge anwendbar. Für Aussagen zur Aufnahmefähigkeit von Niederspannungs-Verteilnetzen wurde in [5] eine entsprechende Datengrundlage geschaffen. Dazu wurden die Gebäudegrößen und die zur Stromerzeugung wirtschaftlich nutzbaren Dachflächen verschiedener Regionen betrachtet und typische Anlagenleistungen für die

betreffenden Siedlungskategorien abgeleitet (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: mittlere PV-Potentiale je Hausanschluss [5]

	Land	Dorf	Vorstadt
Wohngebäude	13,7 kW _p	12,5 kW _p	8,7 kW _p
Landwirtschaften	53,9 kW _p	47,3 kW _p	-

In ländlichen Gebieten ist durch die dort vorkommenden Landwirtschaften großes Photovoltaik-Potential vorhanden. In Dörfern nehmen die vorhandenen Gebäude zu, allerdings verringern sich sowohl die Zahl der Landwirtschaften als auch die typischen Gebäudegrößen. Im städtischen Bereich sind keine Landwirtschaften mehr vorhanden.

Die ermittelten Dachflächen können anstelle von Photovoltaikmodulen auch mit Solarkollektoren zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung belegt werden. Diese Konkurrenz wird im Folgenden außer Acht gelassen. Zur Berücksichtigung der deutlich unterschiedlichen PV-Potentiale von Wohnhäusern und landwirtschaftlichen Anwesen werden diese im Verhältnis des wahrscheinlichen Auftretens anhand der zu erwartenden Leistungen in den Netzen verteilt. Es ergeben sich Mittelwerte der maximal möglichen PV-Einspeiseleistungen je Gebäude, die in Bild 2 durch weiße Balken dargestellt sind. Potentiale auf Fassaden- und Freiflächen werden im Folgenden nicht einbezogen.

2 Aufnahmefähigkeit von Niederspannungs-Verteilnetzen

2.1 Definition der Netzaufnahmefähigkeit

Für die Berechnungen wurden die Referenz-Verteilnetze bis zum Hausanschluss nachgebildet. Um Spannungsschwankungen in der Mittelspannungsebene zu berücksichtigen, wurde die Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators auf 102 % U_N festgelegt.

An jedem Hausanschluss wurde sowohl eine Verbraucherlast als auch eine PV-Anlage angenommen. Die einzelnen Einspeiseleistungen wurden schrittweise erhöht, bis entweder das jeweilige Dachflächenpotential vollständig ausgenutzt oder eine der nachfolgenden Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit erreicht wurde:

- 2%-Spannungsänderung:
Die Spannungsanhebung bei Zuschaltung aller dezentralen Einspeiser darf an jedem Netzverknüpfungspunkt maximal 2 % U_N betragen.
- Konventionelle Netzbelastbarkeit:
Dies stellt die Grenze der Netzbelastbarkeit ohne Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dar. Transformatoren werden bis zu ihrer Bemessungsleistung S_{Tr} ausgelastet. Kabel und Freileitungen dürfen bis zu ihrem maximalen thermischen Grenzstrom I_{th} belastet werden. Das Spannungsband am Hausanschluss darf nicht mehr als ± 10 % von der Netz-Nennspannung U_N abweichen.

- **Erweiterte Netzbelastbarkeit:**
In Abhängigkeit von der erreichten Grenze der konventionellen Netzbelastbarkeit werden Maßnahmen zur Erhöhung der Netzbelastbarkeit berücksichtigt. Die aus diesem Prozess resultierende Leistung wird als erweiterte Netzbelastbarkeit angesehen. Die einzelnen Faktoren bzw. die Vorgehensweise zur Ermittlung gliedern sich wie folgt:
 - Bei Transformatorbelastungen wird davon ausgegangen, dass die thermischen Reserven bis 150 % S_{Tr} genutzt werden können [6]. Die Belastungsgrenze von Kabeln wurde bei 100 % I_{th} belassen.
 - Wird die Spannungsgrenze von 110 % U_N erreicht, so wird zur Erhöhung der Netzbelastbarkeit eine Blindleistungsregelung angenommen. Hierbei wird der $\cos(\varphi)$ aller Einspeiseanlagen so lange verringert und gleichzeitig die Einspeisung weiter erhöht, bis entweder ein minimaler $\cos(\varphi) = 0,9$ oder eine zulässige Betriebsmittelbelastbarkeit erreicht wird. Die Art der Regelung ist für die absolute Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit von untergeordneter Bedeutung, solange darauf geachtet wird, dass kein zusätzlicher Blindleistungsbezug in Netzen ohne Spannungsprobleme stattfindet.

Die Auswertungen der Lastflussberechnungen liefern die mittlere PV-Anlagenleistung, die in das jeweilige Referenznetz integriert werden kann, ohne die genannten Grenzwerte zu überschreiten. Da die Referenznetze als Strahlennetze ausgeführt sind, werden der Transformator und der Leitungsabschnitt unmittelbar an der Niederspannungs-Sammelschiene am stärksten belastet. Die höchsten Spannungen treten bei dieser Topologie und einer gleichmäßig verteilten Einspeisung jeweils am letzten Knoten eines Netzstrahles auf.

2.2 Begrenzung Netzaufnahmefähigkeit durch 2%-Spannungsanhebung

In allen Referenznetzen wird bereits bei sehr geringen Einspeiseleistungen eine Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt größer 2 % erreicht. Je nach Netztopologie können so in typischen Landnetzen maximal 9 % bis 16 % der möglichen Photovoltaik-Anlagen integriert werden, ehe dieser Grenzwert erreicht wird. In Dörfern liegt das Maximum bei ca. 17 % und im vorstädtischen Bereich können maximal 27 % der Anlagen an das Niederspannungs-Verteilnetz angeschlossen werden (vgl. schwarze Striche in Bild 2).

2.3 Konventionelle Netzbelastbarkeit

Kann auf die Anwendung der 2%-Spannungsgrenze verzichtet werden, ist die konventionelle Netzbelastbarkeit relevant, die in Bild 2 durch blaue Balken gekennzeichnet ist.

In Landnetzen können hierbei ca. 33 % der Dachflächen mit PV-Anlagen bestückt werden. Dieser Wert liegt in den Dorfnetzen bei ca. 38 % und ist bei den Vorstadtnet-

zen aufgrund der kleineren zur Verfügung stehenden Dachflächen bei ca. 55 %. Als begrenzendes Kriterium tritt am häufigsten die Transformatorbelastbarkeit auf.

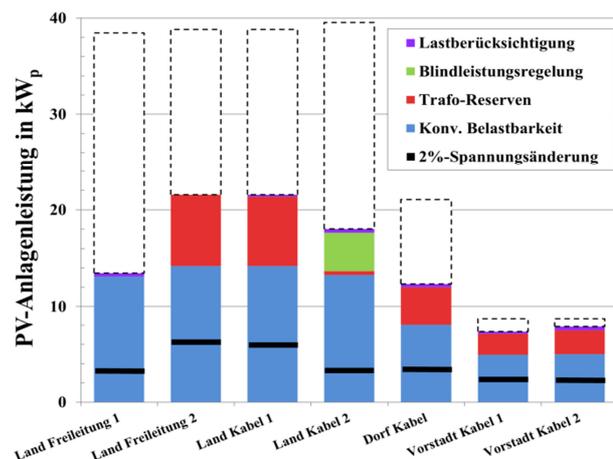


Bild 2: Vorhandenes PV-Potential und maximale Netzaufnahmefähigkeit für verschiedene Belastungsgrenzen

Absolut gesehen nehmen die maximal zulässigen Einspeiseleistungen mit zunehmender Anzahl an Hausanschlüssen ab. Der Grund dafür ist die Netzauslegung anhand des Gleichzeitigkeitsgrades, bei dem die angenommene gleichzeitige Spitzenlast je Verbraucher mit der Anzahl der Verbraucher sinkt [7]. Aufgrund des großen zugelassenen Spannungsbereiches von 102 % bis 110 % wird die Spannungsgrenze nur in einem Fall vor einer Grenze der Betriebsmittelbelastung erreicht. Wird ein geringerer Spannungsbereich für Einspeiseanlagen in der Niederspannung zugelassen, werden vermehrt Spannungsprobleme auftreten und die konventionelle Belastbarkeit geringer. Wird in diesem Fall die Möglichkeit einer Blindleistungsregelung (erweiterte Belastbarkeit) berücksichtigt, so kann dies zum Teil wieder kompensiert werden.

2.4 Erweiterte Belastbarkeit

Werden die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze berücksichtigt, ergibt sich die erweiterte Netzbelastbarkeit.

2.4.1 Auswirkungen einer erhöhten Transformatorbelastbarkeit

Bis auf das Netz „Land Freileitung 1“ ist in allen Netzen zunächst die konventionelle Transformatorbelastbarkeit limitierend. Durch Berücksichtigung der Transformatorreserven kann die maximale Aufnahmefähigkeit in diesen Netzen deutlich erhöht werden (roter Balken in Bild 2).

Die größte Wirkung wird in den Vorstadtnetzen erreicht, da aufgrund der hohen Verbraucherzahl die Transformatorleistung je Hausanschluss am geringsten bemessen werden kann. Zudem treten aufgrund der dichten Bauweise und der deshalb kurzen Leitungen kaum Spannungsprobleme auf. Die auf das PV-Potential bezogene Aufnahmefähigkeit der typischen Netze wird durch die Ausnutzung der Transformatorbelastbarkeit auf 55 % (Land) bis 90 % (Vorstadt) erhöht.

2.4.2 Auswirkungen einer Blindleistungsregelung

Bei den angenommenen erweiterten Randbedingungen tritt nur im Netz „Land Kabel 2“ ein Spannungsproblem auf. Wird die Spannung durch den Bezug induktiver Blindleistung reduziert, kann die Aufnahmefähigkeit dort auf 46 % gesteigert werden (grüner Balken). Eine Einstellbarkeit bis $\cos(\varphi) = 0,9$ ist ausreichend, um die Spannung bis zum Erreichen der Grenze der Betriebsmittelbelastbarkeit innerhalb des Spannungsbandes zu halten. Es werden dabei jedoch höhere Blindleistungsbezüge und Netzverluste in Kauf genommen.

Eine Einhaltung des Spannungsbandes wäre ggf. auch mittels eines unter Last schaltbaren Stufenstellers am Verteilnetztransformator möglich.

2.5 Auswirkungen der gesicherten, anrechenbaren Verbraucherlast

Die Berücksichtigung der lokal vorhandenen, anrechenbaren Verbraucherlast ist vor allem bei den Vorstadtnetzen effektiv (violette Balken). Grund ist die Abhängigkeit der gesicherten Verbraucherlast von der Anzahl der Verbraucher. Durch die hohe Verbraucheranzahl ist die anrechenbare Last in der Vorstadt und somit der relative Einfluss durch die Verbraucherlast höher.

Die Auswirkungen bei den Landnetzen sind entsprechend geringer. Da nur wenige Verbraucher vorhanden sind, kann nur von einer entsprechend geringen gesicherten Leistung ausgegangen werden. Die Aufnahmefähigkeit der typischen Netze für PV-Einspeisung erhöht sich um 2 % bis 8 %.

3 Notwendiger Netzausbau

Die Auswertungen der Netzaufnahmefähigkeit zeigen, dass die auf Dächern bereitstehenden Potentiale nicht vollständig für Photovoltaik-Anlagen genutzt werden können, ohne zulässige Grenzwerte zu überschreiten. Ist durch steigende dezentrale Einspeisung nicht gewährleistet, dass sich die auftretenden Spannungen innerhalb der Toleranzen bewegen oder erreichen Leitungen bzw. Transformatoren ihre maximalen Belastungsgrenzen, muss der Verteilnetzbetreiber die Verteilnetze ausbauen. Zu diesem Zweck wurden Netzsimulationen mit einer sukzessiven Erhöhung der mittleren installierten Leistung durchgeführt. Wurde ein Grenzwert überschritten, so wurden Leitungen und Transformatoren bis zur Einhaltung der Grenze verstärkt.

Umfang und Reihenfolge der durchzuführenden Maßnahmen sind von vielen Randbedingungen abhängig, welche in der vorliegenden Arbeit nicht im Detail berücksichtigt werden können. Im Folgenden ist die zugrundeliegende Vorgehensweise vereinfacht dargestellt:

- Ein Tausch des Ortsnetztransformators wird erforderlich, wenn die Grenzen der (erweiterten) Transformatorbelastbarkeit überschritten sind. Ggf. ist damit auch der Ersatz oder zusätzliche Neubau einer Netzstation erforderlich.

Beim Tausch eines Transformators gegen einen mit größerer Bemessungsleistung sinkt die Längsreaktanz. Damit verringert sich auch die Spannungsanhebung.

- Werden in Netzen mit Niederspannungsfreileitungen diese überlastet oder die Spannungsgrenze überschritten, so werden die Leitungen ausgehend von der Netzstation durch Kabel ersetzt, bis das Problem behoben ist. Der verbleibende, nicht überlastete Teil der Freileitung bleibt weiterhin bestehen.

Aufgrund der unterschiedlichen Streckenführung weisen Freileitungen und Kabel in der Praxis unterschiedliche Längen auf. Dies wird durch einen Vergleich mit den auftretenden Längen in den Netzen mit Kabeln ebenso wie die die Rückbaukosten der Freileitung berücksichtigt.

- Wird in Netzen ein Kabel überlastet oder die Spannungsgrenze überschritten, so wird die betreffende Kabeltrasse durch ein Parallelkabel desselben Querschnitts von der Netzstation ausgehend verstärkt. Am Ende des Parallelkabels wird im Kabelverteiler zur Lastaufteilung der weiterführende Strang auf die neue Leitung geklemmt. Aus thermischen und Platzgründen muss die Anzahl der Parallelkabel begrenzt werden.
- Ist keine der vorher genannten Netzverstärkungsmaßnahmen möglich oder ausreichend, um bei der gewünschten Einspeisung die Grenzwerte einzuhalten, wird eine neue Netzstation an das letzte Drittel des am höchsten belasteten Stranges gesetzt. Hierbei fallen die Kosten für eine neue Netzstation mit Transformator sowie für das versorgende Mittelspannungskabel und die Anbindung an die vorhandene Mittelspannungstrasse an. Der betreffende Strang wird auf die alte und neue Station aufgeteilt. Eine eventuelle rückwärtige Einspeisung wird an der Trennstelle vorbereitet.

Die Kosten der einzelnen Maßnahmen werden pauschal angenommen. Bei der Durchführung der Netzverstärkungen werden zwei extreme Szenarien betrachtet:

- Es wird nur der minimal erforderliche Netzabschnitt verstärkt, um die momentanen Kosten zu minimieren (in Bild 3 strichlierte Linien). Diese Variante stellt eine Reaktion auf eine verstärkte Einspeiseleistung dar.
- Es werden die auftretenden Gesamtkosten minimiert (durchgezogene Linien in Bild 3). Dies entspricht der optimalen Netzplanung unter der Annahme, dass die

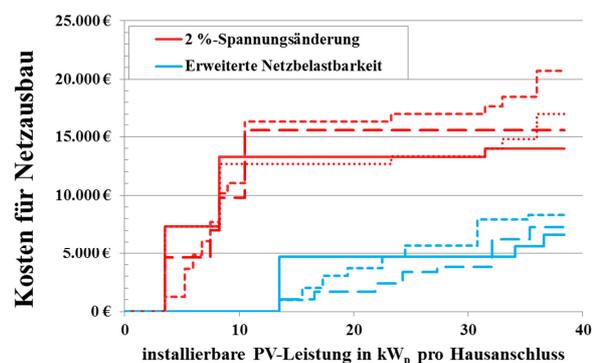


Bild 3: Kosten für Netzausbau je PV-Anlage in einem Referenznetz abhängig von der installierbaren Anlagenleistung

prognostizierten Leistungen und Kosten zuverlässig sind. Treten die erwarteten Leistungszuwächse in der Praxis nicht ein, kann dies zu Fehlinvestitionen führen.

Für alle Referenznetze wurden mit der vorgestellten Methodik die Kosten für den Netzausbau je Anlage in Abhängigkeit von der Einspeiseleistung je Haus ermittelt. Die Kosten für den Ausbau nach dem 2 %-Spannungskriterium (rot in Bild 3) sind erwartungsgemäß deutlich höher als bei Betrachtung der erweiterten Kriterien (blau). Für den notwendigen Ausbau der Niederspannungsverteilstnetze bis zur vollständigen Integration der nutzbaren Dachflächen sind im ersten Fall je Grundstück größenordnungsmäßig ca. 15.000 bis 25.000 Euro (Land) bzw. 2.500 bis 5.000 Euro (Dorf/Vorstadt) anzusetzen. Die vollständigen Investitionen nach erweiterten Belastungskriterien reduzieren sich im Mittel je Hausanschluss auf ca. 500 Euro (Vorstadt) bis 8.000 Euro (Land). Die Minimierung der Momentankosten kann zu höheren Summenkosten führen. Für den gesamtkostenoptimierten Netzausbau müssen hingegen Investitionen teilweise vorweg genommen werden, die in ihrem Ausmaß vorab nicht immer exakt absehbar sind. Die ermittelten Kosten können im Folgenden zum Vergleich mit den anfallenden Kosten für verschiedene Speichereinsatz-Szenarien dienen.

4 Einbindung elektrischer Speicher

Anstelle des Ausbaus der Verteilnetze können lokal vorhandene elektrische Energiespeicher in Zukunft die Leistung aufnehmen, die zur Überlastung der Verteilnetze und dem notwendigen Netzausbau führen würde.

In der Simulation werden die eingesetzten Speicher mit ihrem elektrischen Verhalten nachgebildet. Aus Sicht des Netzes verhalten sich diese wie Lasten, die je nach Ansteuerung Leistung aufnehmen oder abgeben können. Innerhalb der jeweiligen Bausteine werden alle notwendigen Parameter typischer Speicher implementiert. Dabei werden u.a. Ansprechverhalten, Nenn-Leistungen, Nenn-Kapazitäten, Wirkungsgrade und Verluste ausgewertet und so die Lade-/Entladeleistungen vorgegeben. An jeder PV-Anlage wird eine entsprechende Einheit angesetzt. Für alle Speicher werden in einem Netzgebiet einheitliche Größen vorgegeben. Alternativ zu Einzelspeichern können unter Berücksichtigung der Leitungsbelastbarkeit auch größere Speichereinheiten mit der Summenleistung und Summenkapazität der Einzelspeicher in der Mitte der jeweiligen Netzstränge oder an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators angenommen werden.

Alle Verbraucher, Einspeiser und Speicher-Elemente in einem Niederspannungsnetzgebiet werden zusammen mit Leitungen und Ortsnetztransformator über jeweils ein Jahr simuliert.

4.1 Verbrauch- und Einspeise-Leistung

Bei Verbraucherlastgang und PV-Einspeiseleistung wurde zwischen Haushalten und Landwirtschaften unterschieden. An den elektrischen Hausanschlüssen wurden Ver-

braucher nach dem VDEW-Standardlastprofil H0 (Haushalte) mit einem Jahresverbrauch von 4.500 kWh oder L2 (Landwirtschaften) mit 12.000 kWh angenommen [8]. Als Einspeiseleistung wurde an jedem Gebäude das normierte Jahresprofil einer bayerischen Referenz-PV-Anlage mit der maximalen Nennleistung anhand des jeweiligen Dachflächenpotentials (siehe Kap. 1.2) skaliert.

4.2 Modellierung der Energiespeicher

Die simulierten Speicher sollen zu jedem Zeitpunkt so eingesetzt werden, dass keine der o.g. Belastungsgrenzen (Kap. 2.1) überschritten wird. Wird auch ohne Speicher keiner der Grenzwerte überschritten, ist der Einsatz von Energiespeichern nicht notwendig. Wirtschaftliche Betrachtungen könnten Energiespeicher jedoch auch hierbei als sinnvoll erachten, um die erzeugte Energie auch zu einem überwiegenden Teil selbst zu nutzen.

Zur Ansteuerung der Speicher werden u.a. der resultierende Lastgang am Ortsnetztransformator, der Stromfluss in der am stärksten ausgelasteten Leitung und die höchste im Netz auftretende Spannung ausgewertet. Die Vorgabe der Lade-/Entladeleistungen der Speicher erfolgt abhängig von diesen Werten und dem jeweils zugrunde gelegten Speichereinsatzszenario (s. Bild 4).

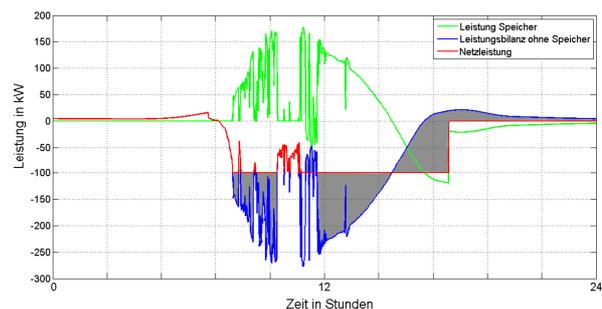


Bild 4: Tagesverlauf des optimierten Szenarios für den Einsatz elektrischer Speicher im Niederspannungsverteilstnetz

Die Speicher sollen durch Abschätzung der mittleren Verbraucherlast und einer einfachen Vorhersage der zu erwartenden Einspeiseleistung für den Folgetag (blauer Verlauf) optimiert geladen und entladen werden. Dabei wird nur die minimal notwendige Leistung, die das Verteilstnetz nicht aufnehmen kann (rot), zur Aufladung der Speicher verwendet (grün).

Zur Entladung wird eine Schätzung des Energiebedarfs aus historischen Daten herangezogen. Abhängig von der erwarteten Verbraucherlast und den vorhandenen Energiereserven, werden die Speicher mit unterschiedlicher Leistung entladen.

Besonders an Tagen mit einer geringen zu erwartenden Einspeisung aus PV-Anlagen kann so die Deckung des Verbrauchs durch den lokal vorgehaltenen Speicherinhalt erhöht werden. Eine weitere Optimierung kann durch Vergrößerung des Prognosezeitraums der PV-Einspeisung dazu beitragen, den externen Energiebezug weiter zu minimieren.

4.3 Speicherbedarf in Niederspannungs-Verteilnetzen

Durch den optimierten Einsatz der Energiespeicher können die notwendigen Speicher gering dimensioniert werden. Die Leistungseinheiten sind nach diesen Abschätzungen auf ca. 60 % (Vorstadt) bis ca. 85 % (Land) der jeweiligen PV-Anlagenleistungen auszulegen. Für den optimal ausgenutzten Betrieb sind Speicherkapazitäten für jeweils mindestens 2,5 bis 4 Volllaststunden notwendig.

Durch die vermehrte Einspeicherung an einspeiseschwachen Tagen werden der Energieumsatz in den Speichern und die Auslastung vergrößert. Selbst in Zeiten geringer PV-Einspeisung kann die Last der Verbraucher weitestgehend aus den Speichern gedeckt werden. Dies verringert den Bezug aus den überlagerten Netzebenen und somit ggf. die Erzeugung von Energie aus dem konventionellen Kraftwerkspark um ca. 500 kWh (Vorstadt/Dorf) bis zu 3.000 kWh pro Anwesen jährlich.

5 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Analyse von Niederspannungs-Verteilnetzen, die mit einem hohen Anteil dezentraler und fluktuierender Erzeuger charakterisiert sind. Die Aufnahmefähigkeit für Einspeisung aus PV-Anlagen typischer Land-, Dorf- und Vorstadtnetze liegt ohne die Einbeziehung zusätzlicher Maßnahmen weit unterhalb des jeweils vorhandenen Dachflächenpotentials. Auch durch bestmögliche Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur mit Berücksichtigung von Betriebsmittelreserven oder Regelungen zur Spannungsbandeinhaltung können nicht alle Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen werden.

Für die darüberhinausgehenden PV-Anlagen sind Netzausbaumaßnahmen mit teilweise hohen Investitionen notwendig, die nur zu wenigen Zeitpunkten vollständig ausgenutzt werden können. Speicher können in diesen Fällen eine mögliche Alternative sein. Dezentral verteilte Speicherelemente können bei zunehmender Einspeisung aus PV-Anlagen auf Gebäudedächern zu einem stabilen und effizienten Netzbetrieb beitragen. Allerdings ist nur durch optimale Ansteuerung der eingesetzten Speicher eine bestmögliche Ausnutzung der Investition zu erreichen.

Eine auf diesen Untersuchungen aufbauende Kostenabschätzung kann die Wirtschaftlichkeit der Speicher in Relation zum Netzausbau betrachten und so in der Praxis sinnvolle Einsatzzwecke aufzeigen.

6 Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009; Juli 2010
- [2] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen; ew, Jg. 107 (2008), Heft 6, S. 22 -26
- [3] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik; ew, Jg. 106 (2007), Heft 5, S. 50 – 54
- [4] Quaschnig, Volker: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
- [5] Lödl, Martin; Witzmann, Rolf: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland; 11. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria, 2010
- [6] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles; World Renewable Energy Congress X, Glasgow/Scotland, 2008
- [7] Kaufmann, Wolfgang: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme; VDE-Verlag, Berlin, 1995
- [8] VDEW-Bericht: VDEW zur Energieeffizienz: Stromverbrauch der Haushalte wächst gering; <http://www.strom.de>, 18.09.2006