

Abschätzung des Speicherbedarfs in Niederspannungs-Verteilnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler und fluktuierender Einspeisung

Evaluation of the demand of energy storage in low-voltage distribution networks with a high degree of decentralized generation

Martin Lödl¹, Prof. Dr. Rolf Witzmann¹, Dr. Michael Metzger²

*¹Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze
Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland
martin.loedl@mytum.de - Telefon: +49.89.289.22017 - Fax: +49.89.289.25089*

*²Siemens AG, Corporate Research and Technologies
Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München, Deutschland
michael.metzger@siemens.com - Telefon: +49.89.636.49720 - Fax: +49.89.636.49767*

*Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung
Advanced Battery Development for Automotive and Utility Applications and their Electric Power Grid Integration*

Haus der Technik, Mainz, 1.-2.02.2010

Abstract:

Due to governmental promotion there is a fast growing amount of decentralized power units in Germany. Especially the enormous feed-in of fluctuating electrical power in low-voltage grids caused by small-scale photovoltaic (PV) plants leads to a partially reverse power flow. In cases of increasing decentralised feed-in from photovoltaic power plants, transformers and cables can reach their loading limits. Moreover, the grid voltage can exceed permissible thresholds.

With the assumption that photovoltaic power plants will use all available roof areas in future it is not possible to integrate the entire PV potential in today's low-voltage distribution grids. As a consequence local energy storages, which save the surplus generation, can be an alternative to grid enforcement like new transformers und cables and can be essential for a stable and efficient energy network.

In this paper different scenarios for the usage of energy storage systems in low-voltage distribution networks with a high degree of decentralized generation are developed and evaluated. The attention was mainly directed towards roof-mounted PV power plants in suburban areas, villages and rural areas, which are supposed to be most critical for PV feed-in. The simulations are based on statistically firm reference networks for low-voltage distribution grids.

In the basic scenario the maximum needed storage capacities were estimated. Therefore almost all generation that presently cannot be used by the consumers is stored. Different approaches are made to decrease the necessary storage capacities by saving only the energy that cannot be transported by the cables or transformers. The minimal needed storage capacity is defined by discharging the storages as far as transport capacity of the transformers and cables is available. Further investigations are made to combine the minimal needed storage capacity and the maximum locally used electric energy. Estimations of the energy consumption of the customers and the assumed energy feed-in of the PV power plants can lead to a lower amount of energy that has to be purchased.

Keywords:

batterie, capacity, energy, storage, demand, low-voltage distribution network, photovoltaic, PV

1. Einleitung

Aufgrund des in Deutschland geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie und des wachsenden Energiebedarfs wird die Förderung des Ausbaus regenerativer Energien zunehmend wichtiger. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 ist ein deutlicher Anstieg der Nutzung regenerativer Energien zu verzeichnen. 2008 betrug der Anteil an der Stromerzeugung bereits 15,1 % [2]. 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 zulässige Spannungsgrenzwerte können überschritten werden.

Als Alternative zum notwendigen Ausbau der Stromnetze kann die überschüssige Energie auch lokal zwischengespeichert und in einspeiseschwache/laststarke Zeiten verschoben werden. Im Niederspannungsnetz können Speicher so für einen stabilen und effizienten Netzbetrieb sinnvoll und notwendig sein.

Bisherige Untersuchungen analysieren die Einbindung von dezentralen Energiespeichern in Niederspannungs-Verteilungsnetze aus Sicht der Speicher bzw. mit dem Hintergrund der Elektromobilität [1], [3], [7], [8], [9]. In der vorliegenden Arbeit werden die notwendigen Speicherkapazitäten betrachtet, die aus Sicht des Energieversorgungsnetzes zur Einbindung dezentraler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen notwendig sind, um die erwähnten Probleme zu vermeiden. Dazu werden verschiedene Szenarien für den Betrieb elektrischer Energiespeicher in Niederspannungs-Verteilnetzen vorgeschlagen und in Bezug auf benötigte Speicherkapazität und Energieumsatz in typischen Niederspannungs-Referenznetzen bewertet.

2. Niederspannungs-Verteilnetze

Die im Folgenden getroffenen Aussagen zur Bestimmung des notwendigen Energiespeicherbedarfs wurden anhand von typischen Niederspannungsverteilsnetzen in den Siedlungskategorien Vorstadt, Dorf und ländliches Gebiet in einem Netzberechnungsprogramm simuliert.

Als Grundlage dienen dazu Referenznetze, die aus der statistischen Netzanalyse in [5] gewonnen wurden. Voruntersuchungen in [4] ergaben, dass in den genannten Siedlungskategorien die maximal möglichen Photovoltaik-Anlagenleistungen (vgl. [6]) nicht vollständig in das Niederspannungs-Verteilnetz integriert werden können, ohne vorgegebene Belastungsgrenzen zu überschreiten. In dicht bebauten Städten und Gewerbegebieten steht hingegen einer höheren Lastdichte ein geringes PV-Potential gegenüber. Probleme im Verteilnetz werden dort nicht erwartet [4].

Das Netz kann in seiner derzeitigen Struktur nur in beschränktem Umfang die fluktuierende, angebotsabhängig-erzeugte PV-Einspeisung aufnehmen. Als Kriterien für die Belastbarkeitsgrenzen der Niederspannungsnetze wurden betrachtet:

- Das Spannungsband am Hausanschluss darf nicht mehr als $\pm 10\%$ von der Netz-Nennspannung U_N abweichen.
- Transformatoren werden bis zu ihrer Bemessungscheinleistung S_r ausgelastet.
- Kabel und Freileitungen dürfen bis zu ihrem maximalen thermischen Grenzstrom I_{th} belastet werden.

Die simulierten Speicher sollen zu jedem Zeitpunkt so eingesetzt werden, dass keine der genannten Grenzen überschritten wird. Wird auch ohne Speicher keiner der Belastungsgrenzwerte überschritten, ist der Einsatz von Energiespeichern nicht sinnvoll. Untersuchungen zur prinzipiellen Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen können u.a. in [4] nachgelesen werden.

Das überlagerte Mittelspannungsnetz und die weiters angenommenen Transportnetze sollen die ggf. übergebenen Leistungen vollständig aufnehmen und transportieren können.

3. Verbrauch- und Einspeise-Leistung

Bei Verbraucherlastgang und PV-Einspeiseleistung wurde zwischen Haushalten und Landwirtschaften unterschieden. An den elektrischen Hausanschlüssen wurden Verbraucher nach dem VDEW-Standardlastprofil H0 (Haushalte) mit einem Jahresverbrauch von 4.500 kWh oder L2 (Landwirtschaften) mit 12.000 kWh angenommen [10].

Als Einspeiseleistung wurde an jedem Gebäude das normierte Jahresprofil einer bayrischen Referenz-PV-Anlage mit der maximalen Nennleistung anhand des jeweiligen Dachflächenpotentials (siehe [6]) skaliert.

4. Modellierung der Energiespeicher in der Netzsimulation

In der Simulation wurden die eingesetzten Speicher mit ihrem elektrischen Verhalten nachgebildet. Aus Sicht des Netzes verhalten sie sich 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, Nennleistungen, Nenn-Kapazitäten, Wirkungsgrade und Verluste ausgewertet und so die Lade-/Entladeleistungen vorgegeben. An jedem Hausanschluss wurde 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 Niederspannungs-Sammelschiene des Ortsnetztransformators angenommen werden.

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

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 anschließend abhängig von diesen Werten und dem jeweils zugrunde gelegten Speichereinsatzszenario (s.u.). Die Speicher können nur entladen werden, solange deren Energieinhalt größer als eine vorgegebene Minimalenergie (ggf. 0 kWh) ist.

Die Simulationen beziehen sich immer auf einen kompletten Jahreszyklus vom 1. Januar bis 31. Dezember.

5. Betriebsweisen für Speichereinsatz

Szenario „Maximal“

(Maximal vermiedener Netzbezug)

Die Speicher nehmen hier im Falle einer Rückspeisung in das überlagerte Mittelspannungsnetz (Summe der PV-Einspeisung > Summe der Verbraucherlast) die Leistung auf, die sonst über den Transformator übertragen würde. Entladung der Speicher findet nur statt, wenn die gesamte Last größer als die Summe aller Einspeiser ist.

In Abbildung 1 sind jeweils die Leistungen am Transformator für ein beispielhaftes Netzgebiet zur Verdeutlichung aufgetragen. Die blau markierte

„Leistungsbilanz“ stellt die Summe aus Verbraucherlast und PV-Einspeisung dar, die im Netz auftreten würde, wenn keine Speicher vorhanden wären. Die Leistung die von allen verteilten Speichern in Summe aufgenommen (positiv) oder abgegeben (negativ) werden muss, ist grün eingefärbt. Der rote Verlauf „Netzleistung“ ist die resultierende Leistung, die der Transformator nach Abzug der eingespeicherten Leistung noch zu übertragen hat. Die markierten Flächen stellen die aufzunehmende oder abzugebende Energiemenge des Speichers dar.

Das Niederspannungsnetz verhält sich in diesem Szenario gegenüber der Mittelspannungsebene weitestgehend autark. Strombezug findet nur statt, wenn die gesamte im Netzgebiet auftretende Verbraucherlast größer als die Summe der PV-Einspeisungen und zudem der Speicherinhalt unterhalb seiner Minimalentladegrenze ist.

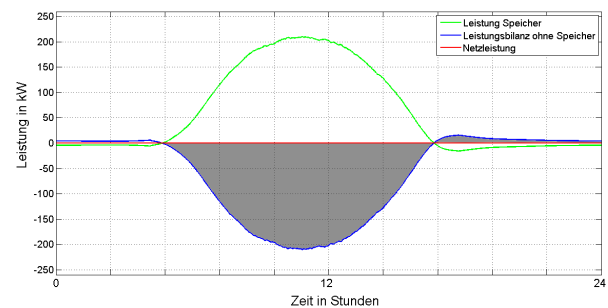


Abbildung 1: Betriebsweise Szenario „Maximal“

Szenario „Normal“

(Vermeidung von Netzüberlastungen)

In diesem Szenario nehmen die Speicher nur die Leistung auf, die zur Überschreitung der o.g. Belastungsgrenzen von Transformator oder Leitungen bzw. des maximal zulässigen Spannungsbandes führen würde (vgl. Abbildung 2, Grenzwert: 100 kW). Somit wird der aus Sicht des Niederspannungsnetzes unnötige Energieumsatz im Speicher verringert. Die Entladung ist analog zum Szenario „Maximal“.

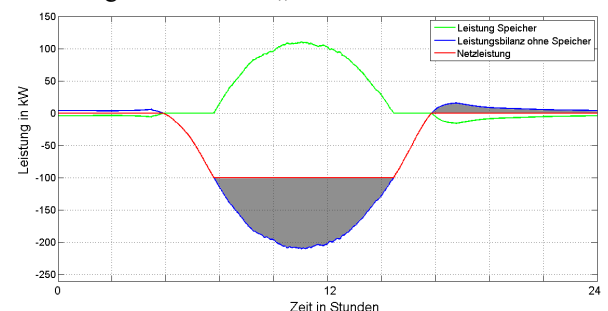


Abbildung 2: Betriebsweise Szenario „Normal“

Szenario „Minimal“

(Minimale Speichergröße)

Entsprechend dem Betriebsfall „Normal“ wird auch für die Bestimmung der minimalen Speichergröße nur der

Teil der im Netzgebiet auftretenden Leistung zur Ladung der Speicher verwendet, der andernfalls zur Überlastung der Betriebsmittel oder Überschreiten der Spannungsgrenzwerte führen würde. Um die Speicher für weitere Grenzwertüberschreitungen wieder zur Verfügung stellen zu können, wird sofort nach Unterschreiten der Belastungskriterien die Energie der Speicher wieder an das Netz abgegeben. Die Entladeleistung wird dabei so vorgegeben, dass mit der Summe aus Verbraucherlast, Einspeiseleistung und Speicherentladung die o.g. Grenzwerte gerade noch nicht überschritten werden (vgl. Abbildung 3).

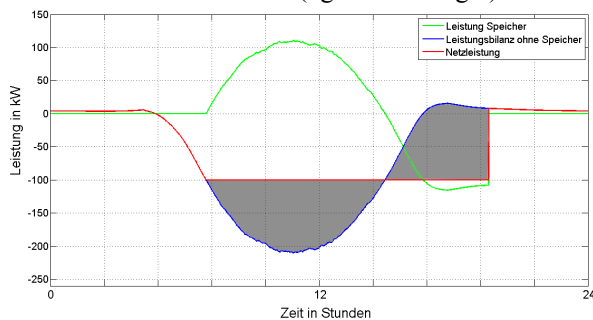


Abbildung 3: Betriebsweise Szenario „Minimal“

Szenario „Mittelwert“

(Optimierte Entladung durch Schätzung der mittleren Verbraucherlast)

Entsprechend dem vorherigen Szenario wird nur die minimal notwendige Leistung, die das Netz nicht aufnehmen kann, zur Aufladung der Speicher verwendet. Zur Entladung wird eine Schätzung des Energiebedarfs aus dem Mittelwert des Netzbezugs der letzten sieben Tage herangezogen. Solange ausreichend Energie im Speicher vorhanden ist, um den vorhergesagten Energiebedarf des kommenden Tages decken zu können, wird der Speicher anhand des Szenarios „Minimal“ mit maximal möglicher Leistung entleert (in Abbildung 4 ab ca. 12 Uhr). Ist nicht genügend Energie in den Speichern vorhanden, um im Falle keiner weiteren Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen die Verbraucherlast noch mit dem Speicherinhalt decken zu können, wird die Entladung nach der Betriebsweise „Normal“ vorgegeben und so mehr Energie im Speicher zurückgehalten (in Abbildung 4 bis ca. 12 Uhr).

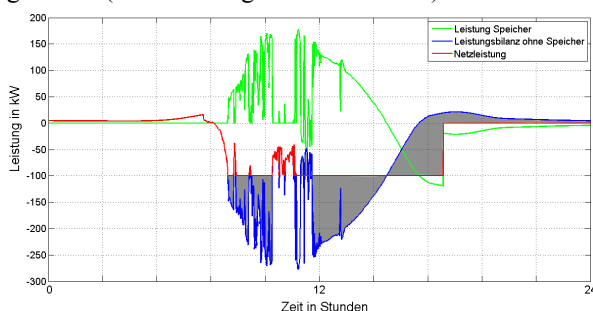


Abbildung 4: Betriebsweise Szenario „Mittelwert“

Ähnliche Szenarien, die sich an einem tageszeitabhängig variierenden Mittelwert oder am Tagesverlauf der Verbraucherlast orientieren, wurden ebenfalls untersucht. Dabei traten jedoch keine signifikanten Änderungen bei den notwendigen Speicherparametern auf. Sie werden deshalb nicht weiter betrachtet.

Szenario „PV“

(Optimierte Ladung durch Berücksichtigung einspeiseschwacher Tage)

An Tagen mit einer geringen zu erwartenden Einspeisung aus den PV-Anlagen kann ggf. nach den bisher vorgestellten Verfahren nicht genügend Energie bereitgestellt werden, um den Verbrauch vollständig durch den vorgehaltenen Speicherinhalt lokal abdecken zu können. Durch eine Vorhersage der PV-Einspeisung des jeweils folgenden Tages wird im Szenario „PV“ an einspeiseschwachen Tagen bereits Leistung der Photovoltaikanlagen eingespeichert, ohne dass Belastungsgrenzwerte überschritten werden. Einzige erfüllte Voraussetzung ist, dass die Einspeiseleistung größer als die Summe der Verbraucherlast sein muss und so ggf. in das Mittelspannungsnetz zurückgespeist wird. Die Speicherladung erfolgt dann sinngemäß nach Szenario „Maximal“. Die Entladung ist analog zu Szenario „Mittelwert“ anzuwenden.

6. Ergebnisse

Beispielhaft werden die Ergebnisse der minimal notwendigen Nenn-Kapazitäten der einzelnen Speicher (siehe Abbildung 5) und die durch die Speicher lokal selbst genutzte Energiemenge (vermiedener Bezug aus dem überlagerten Netz, siehe Abbildung 7) für jedes Szenario beschrieben. Die Angaben sind Mittelwerte pro Hausanschluss in typischen Niederspannungsnetzen der Kategorie Land, Dorf und Vorstadt.

Die Lade-/Entladeleistungen der einzusetzenden Umrichter sind in der Größenordnung der Leistung der vorzufindenden Photovoltaikanlagen und variieren nicht signifikant (siehe Abbildung 6).

Szenario „Maximal“

Da in dieser Betriebsweise keine Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz zugelassen wird, werden die Betriebsmittel durch die dezentrale Einspeisung zu keinem Zeitpunkt überlastet. Die notwendigen Speicher sind hierbei jedoch sehr groß auszulegen, da aufgrund der großen Energieeinspeicherung und geringen Entladung jederzeit viel Energie in den Speichern vorgehalten wird. In typischen Vorstadtgebieten wäre pro Haushalt ein Speicher mit ca. 3.000 kWh nötig, in ländlichen Gebieten mit großen PV-Anlagen bis zu ca. 23.000 kWh. Im Verhältnis zur Nennkapazität wird mit ca. 2.000 kWh (Vorstadt) bis 4.300 kWh (Dorf) pro

Jahr nur eine geringe Energiemenge davon selbst wieder genutzt. Damit wird auch deutlich, dass die Speicher im Verlauf eines Jahres nicht wieder vollständig entladen werden können.

Szenario „Normal“

In Land (ca. 10 MWh) und Dorf (800 kWh) sind die minimalen Speichergrößen noch sehr groß. Im Bereich Vorstadt sind Speicher mit 12 kWh bereits in vorstellbaren Größenordnungen. Der vermiedene Energiebezug aus den überlagerten Netzen liegt mit ca. 3.800 kWh (Land), 2.000 kWh (Dorf) bzw. 200 kWh (Vorstadt) unterhalb des ersten Szenarios. Die restlichen Energiemengen in den Speicher sind am Jahresende weitestgehend wieder auf dem Niveau wie zu Beginn des Simulationszyklus.

Szenario „Minimal“

Da die Speicher bei Unterschreiten der vorgegebenen Belastungsgrenzen in diesem Betriebsszenario sofort wieder entladen werden, wird vom Verteilnetz zusammen mit der PV-Einspeisung und Entladung der Speicher eine weitestgehend konstante Leistung in die Mittelspannungsebene abgegeben, die sich an der Bemessungsleistung des Transformators bzw. der Stromtragfähigkeit der Leitungen orientiert. Da die Energie der Speicher so für weitere Überlastungen schnell wieder verfügbar wird, müssten mit ca. 150 kWh (Land), 50 kWh (Dorf) und 12 kWh (Vorstadt) nur sehr geringe Kapazitäten pro Haus installiert werden. Zu den einspeiseschwachen Zeiten befindet sich jedoch nur noch eine sehr geringe Restenergie in den Speichern. Deshalb können nur weniger als 500 kWh (Land) des Energieumsatzes lokal selbst genutzt werden.

Szenario „Mittelwert“

Die notwendige Kapazität der Speicher ist im Vergleich zum vorhergehenden Szenario nahezu unverändert. Allerdings wird die aus den Speichern selbst genutzte Energiemenge wesentlich größer. Dadurch kann zu Zeiten geringer PV-Einspeisung 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 im Mittel um 200 kWh (Vorstadt) bis 2.400 kWh (Land) pro Verbrauchsstelle.

Szenario „PV“

Die weitere Optimierung des Mittelwert-Szenarios hinsichtlich der zu erwartenden PV-Einspeisung hat im Vergleich zu den vorherigen Betriebsweisen nicht signifikant größere Speicherkapazitäten zufolge. Ziel ist durch die vermehrte Einspeicherung an einspeiseschwachen Tagen den Energieumsatz in den Speichern

zu erhöhen. Da die Speicher besser ausgelastet werden, ist die selbst genutzte Energiemenge der Speicher in der Größenordnung des Szenarios „Normal“.

Eine weitere Optimierung könnte durch eine Vergrößerung des Prognosezeitraums hinsichtlich der PV-Einspeisung dazu beitragen, den externen Energiebezug auch in den Wintermonaten zu minimieren. Dazu müsste aber bereits mehrere Wochen im Voraus die dezentral eingespeiste Energie der PV-Anlagen eingespeichert werden, um diese Zeiten überbrücken zu können. Dabei steigen jedoch die benötigten Speicherkapazitäten.

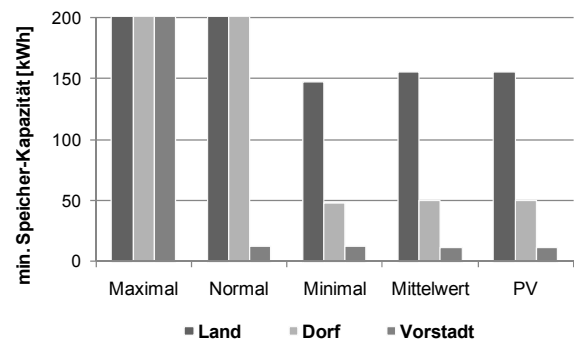


Abbildung 5: Minimal notwendige Nenn-Kapazität der einzelnen Speicher in den jeweiligen Szenarien

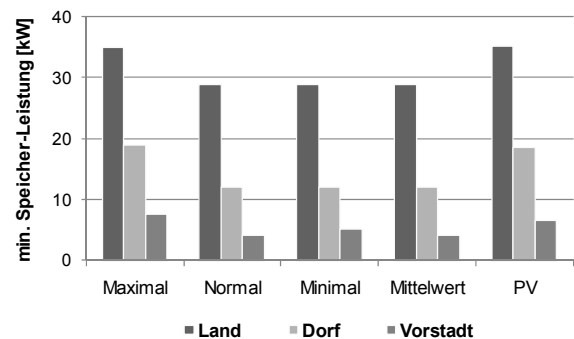


Abbildung 6: Minimal notwendige Lade-/Entladeleistung der Speicher-Umrichter

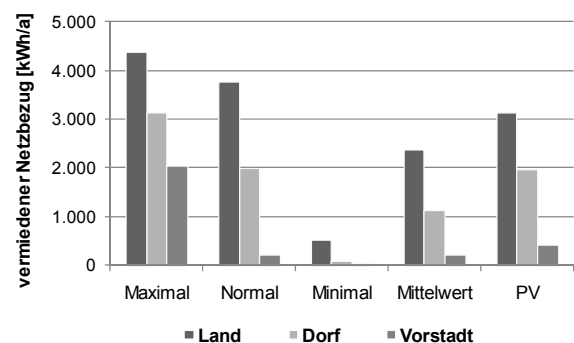


Abbildung 7: Durch die Speichernutzung vermiedener Energiebezug aus dem externen Netz

7. Fazit

Betriebsweisen, die bei dezentraler Einspeisung keine Rückspeisung in das überlagerte Mittelspannungsnetz zulassen (Szenario „Maximal“) oder nur bei einer auftretenden Last größer der vorhandenen Einspeisung eine Speicherentladung zulassen (Szenario „Normal“), führen zu wirtschaftlich nicht mehr vertretbaren Speicher-Nennkapazitäten. Die Speicher sind zudem nur sehr gering ausgelastet. Eine schnellstmögliche Entladung der Speicher (Szenario „Minimal“) hat zwar kleinstmögliche Speichereinheiten zufolge, der lokale Energiebedarf muss jedoch zu einspeiseschwachen Zeiten meist von anderen, ggf. konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden.

Durch optimierten Einsatz der Speicher mit Prognosen der zu erwartenden Verbraucherlast (Szenario „Mittelwert“) und Einspeiseleistung dezentraler Photovoltaik-Anlagen (Szenario „PV“) können sowohl die notwendigen Kapazitäten der Speichereinheiten reduziert als auch der aus den Speichern lokal selbst gedeckte Energieverbrauch maximiert werden.

Speicher sind nach diesen Ergebnissen eine mögliche Alternative zu kostenintensiven Netzverstärkungsmaßnahmen. 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 könnte die Wirtschaftlichkeit der Speicher in Relation zum notwendigen Netzausbau betrachten und so die in der Praxis sinnvollen Einsatzzwecke aufzeigen.

8. Literatur

- [1] Berthold, S.; Wolf, D.; Dötsch, C.: *Speicherstrategien für Stromversorgungsnetze*. Energy 2.0-Kompendium 2009, S. 197–199
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008*; Juni 2009
- [3] ETG im VDE (Hrsg.): *Energiespeicher in Stromnetzen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*; Frankfurt/Main; Dezember 2008
- [4] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: *Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik*; ew, Jg. 106 (2007), Heft 5, S. 50 - 54
- [5] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: *Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen*; ew, Jg. 107 (2008), Heft 6, S. 22 -26

- [6] Lödl, Martin; Witzmann, Rolf: *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland*; 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [7] M. Perrin, et al.: *Evaluation and Perspectives of Storage Technologies for PV Electricity*; 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; 11.-18.05.2003; Osaka, Japan
- [8] Sauer, Dirk Uwe: *Infrastrukturbedarf und Speicherung elektrischer Energie unter Berücksichtigung des Mobilitätssektors bei hohem Anteil erneuerbarer Energien*, Zürich, 2007
- [9] Sauer, Dirk Uwe; Kleimaier, Martin; Glausinger, Wolfgang: *Relevance of Energy Storage in Future Distribution Networks with High Penetration of Renewable Energy Sources*; 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8.-11.06.2009
- [10] VDEW-Bericht: *VDEW zur Energieeffizienz: Stromverbrauch der Haushalte wächst gering*; <http://www.strom.de>, 18.09.2006