

Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen

Oliver Greil¹, Josef Kainz, Michael Kain, Alfons Haber

Technische Universität München & Hochschule Weihenstephan-Triesdorf (Campus Straubing), Schulgasse 22, D-94315 Straubing, o.greil@tum.de,
josef.kainz@hswt.de, www.cs.tum.de

Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 871 506 230,
alfons.haber@haw-landshut.de, michael.kain@haw-landshut.de, www.haw-
landshut.de

Kurzfassung:

Der Einsatz von Energiespeichern, konkret elektrochemischen Speichern, in Kombination mit PV-Anlagen, wird insbesondere aufgrund von auslaufenden Fördersystemen und der Reduzierung der Speicher Kosten wirtschaftlicher. Im Zusammenhang mit einem Speichermanagement sind unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern bekannt, wie kunden-, markt- und netzdienlich [1]. Jeder dieser Einsätze hat Vor- und Nachteile, die durch verschiedene Optimierungsvarianten ausgeprägt bzw. reduziert werden können. Anhand dieser Varianten konnten sieben mathematische Modelle zur Optimierung mit einer Vielzahl von Eingang- und Ausgangsvariablen für ein jeweiliges „Optimum“, konkret bezogen auf die Betrachtungen auf der Niederspannungsebene, entwickelt werden.

Auf diesem Weg könnte ein regionaler oder auch weiterführend bei entsprechender Implementierung und Vernetzung ein überregionaler Netzabschnitt einen großen Schritt in Richtung Netzentlastung unternehmen. Hierfür müsste aber jeder Netzanschlusspunkt (z.B. Haushalt) die ganze Woche nach dieser Optimierung handeln oder vereinfacht können die entwickelten Algorithmen in ein vernetztes Speichermanagement integriert werden, welches so unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern einfach und zukunftsweisend ermöglicht.

Keywords: Energiespeicher, Photovoltaik, Optimierung, Erzeugungsprofil, Lastprofil, Netzentlastung, Netzdienlichkeit, Speichermanagement

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Im Zusammenhang mit einem Speichermanagement sind unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern bekannt, wie kunden-, markt- und netzdienlich [1]. Jeder dieser Einsätze hat Vor- und Nachteile, die durch Optimierungsmodelle ausgeprägt bzw. reduziert werden können. Diese mathematischen Modelle können somit mit einer Vielzahl

¹ Jungautor

von Eingangs- und Ausgangsvariablen ein jeweiliges „Optimum“, konkret bezogen auf die Betrachtungen auf der Niederspannungsebene, liefern.

Optimierungsmodelle für die unterschiedlichen Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen gilt es zu entwickeln und weiterführend einzusetzen. Hierzu werden Modelle erstellt und mit realen Daten getestet, um so die Optimierungen nach den jeweiligen Einsatzmöglichkeiten von Speichern zu erzielen. Wegen der wachsenden Bedeutung für die Praxis werden die Speicher in der vorliegenden Arbeit als Batteriespeicher bezeichnet, wobei die hier erzielten Ergebnisse unabhängig von der eingesetzten Speichertechnologie sind.

2 Methodische Vorgehensweise

Die Erstellung der verschiedenen Optimierungsvarianten basiert auf der Generierung realer Last- und Erzeugungsprofilen, welche als Durchschnittswerte über mehrere Tage die Basis für die weiteren Modellierungen darstellen. Anhand dieser Optimierungsvarianten können Betriebsstrategien für die Speicher entwickelt werden.

2.1 Generierung von Last- und Erzeugungsprofilen mit anschließender Durchschnittsbetrachtung

Anhand von realen Erzeugungs- und Lastdaten, welche vom Technologiezentrum Energie (TZE) der Hochschule Landshut im Sekundenraster vorliegen, werden zugehörige Profile erstellt. Auf Basis dieser Daten der Last- und Erzeugungsprofile werden Durchschnitts- bzw. Mittelwerte über mehrere Tage für eine weiterführende prognosebasierte Optimierung generiert. Diese Profile können somit eingeteilt werden in:

- Werktagprofil (Mittelwert: Montag bis Freitag einer Woche)
- Wochenendprofil (Mittelwert: alle Samstage und Sonntage eines Monats)
- Tagesprofil (Mittelwert: alle Montage, Dienstage, etc. eines Monats)

Die Herausforderung bei der Erstellung solcher Durchschnittsprofile liegt darin, dass es sich um reale Daten handelt. Daher ergeben sich, wie beispielsweise in Abbildung 1 zu sehen, keine glatten Kurven, sondern Verläufe mit erheblichen Leistungsgradienten. Hinzu kommt, dass die Datenqualität von großer Bedeutung ist und daher fehlende Daten weggelassen werden. Bzgl. der jeweiligen Leistungswerte sind bezogen auf die Vielzahl der Werte (Sekundenwerte) nur geringe Abweichungen erkennbar, die sich über die Messwerterfassung erklären lassen. Auffällig ist jedoch der deutlich unterschiedliche Verlauf der gelben und blauen Kurve, also der PV-Leistung im Durchschnitt verglichen mit dem Tag, welcher die geringste bzw. minimalste PV-Leistung aufzeigt. Im Durchschnitt liegen die PV-Erzeugungsspitzen – zur Mittagszeit – hier bei den verfügbaren Daten im Bereich von 20-32 kW (PV-Anlage mit 27,4 kWp). Bei allen Auswertungen und Analysen zu den Last- und Erzeugungsprofilen wurden die jeweiligen Monate des Vergleichszeitraums berücksichtigt. Das Beispiel laut Abbildung 1 bezieht sich auf den Monat Juni.

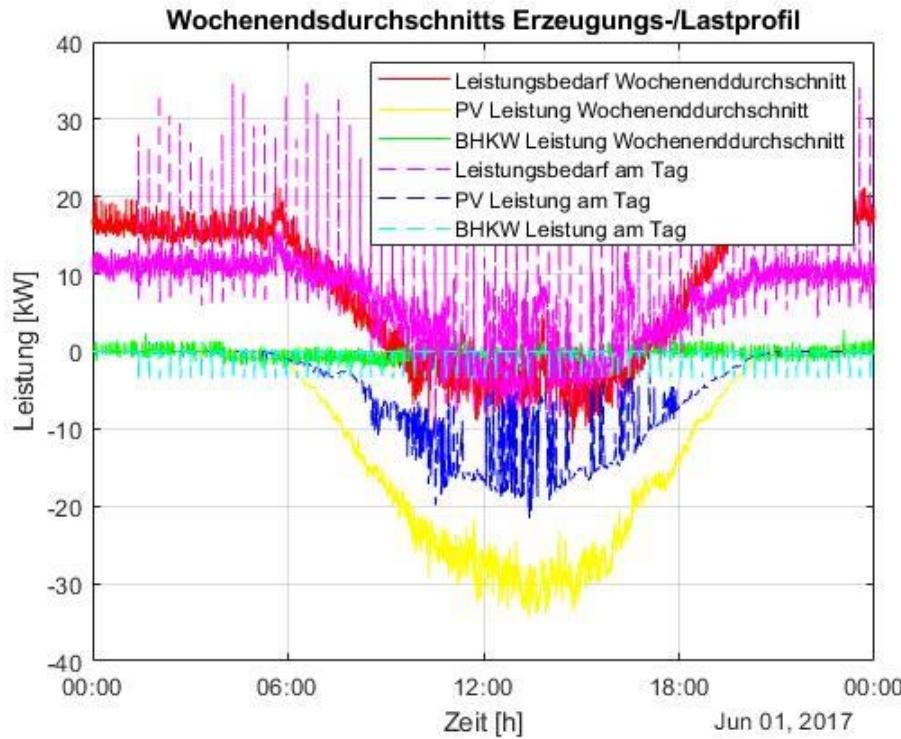


Abbildung 1: Beispiel von Wochenenddurchschnittsprofil (Last/Erzeugung), siehe [3]

Bei der Optimierung mit realen Leistungswerten sind erfahrungsgemäß „Ausreißer“ zu berücksichtigen. Gründe hierfür sind u.a. die mögliche starke Variation des Leistungsbedarfs von einer auf die andere Sekunde, also dem Leistungsgradienten in Kilowatt (kW) pro Sekunde. Somit müsste beispielsweise zeitweise auffällig mehr bzw. weniger Leistung (z.B. aus dem Speicher/Batterie) bezogen werden. Um diese schwankenden Leistungsgradienten in der nachfolgenden Entwicklung der Betriebsstrategien zu umgehen, wird auf standardisierte Werte zurückgegriffen.

2.2 Entwicklung von Optimierungsvarianten

Vorab wird nach [4] auf folgende Definition verwiesen:

- *Einspeicherung*: Energie wird aus dem Netz bezogen (bspw. Verbraucher/Last)
- *Ausspeicherung*: Energie wird ins Netz gespeist (bspw. Einspeiser/Erzeuger)
- *Inselnetz*: lokale Energieversorgung (getrennt vom öffentlichen Netz) mit Ein- und Ausspeicherung
- *Speicherung und Entladung*: im Netz mit Erzeugungsanlagen oder Lastmanagement (bspw. lokal mit Photovoltaikanlagen)

Sowohl die *Speicherung* als auch die *Entladung* bezieht sich hier auf den Leistungsaustausch zwischen Verbraucher (z.B. Haushalt) und Speicher.

Mit den Erzeugungs- und Lastdaten werden weiterführende Optimierungsvarianten eines PV-Speichers modelliert. Hierzu sind u.a. folgende Optionen für die Optimierung des Einsatzes von Speichersystemen wählbar (Ziel der Optimierung – dienen in weiterer Folge auch als Betriebsstrategien):

- *Maximierung des Eigenverbrauchs (kundendienlich)*
- *Leistungsbegrenzung bei der Ausspeicherung (netzdienlich)*
- *Zeitlich festgelegte Speicherung/Entladung (netz-/kundendienlich)*
- *Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung (netzdienlich)*
- *Speicherung/Entladung in Abhängigkeit vom Strompreis (markt-/kundendienlich)*
- *Stufenweise Netzentlastung (netzdienlich)*
- *State of Charge (SoC)-abhängige Speicherung (kundendienlich)*

Anhand der wählbaren einzelnen Parameter wie Kapazität des Speichers, Wirkungsgrade, Optimierungsvariante, usw. können die anschließenden Simulationen über zwei Tage erfolgen, also für den prognostizierten Folgetag. Diese Annahmen wurden unter Berücksichtigung der Begrenzung der Eingangsdaten (u.a. keine Wetterprognosen) und zur Entwicklung des Modells gewählt. Die Last- und Erzeugungsprofile (siehe Abschnitt 2.1) stellen weitere wesentliche Eingangsgrößen für die unterschiedlichen Optimierungsvarianten dar, denn für das Speichermanagement basiert der Verlauf vom nächsten Tag (d) auf dem Lastprofil vom Referenztag (d-1) – z.B. Montag – auf dem Erzeugungsprofil des Vortags (Sonntag).

Die Ergebnisse nach den oben angeführten Optionen werden vom entwickelten Simulationsmodell entsprechend ausgegeben. Zusätzlich wird der Anteil der überschüssigen PV-Leistung, welcher gespeichert oder ins Netz eingespeist wird, kalkuliert und angezeigt.

Über den gesamten Simulationsverlauf wird Sekunde für Sekunde der Leistungsgradient ermittelt. Somit kann in Abhängigkeit von der PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf grafisch aufgezeigt werden, zu welchen Zeiten bzw. in welchen Sekunden der Gradient enorm schwankt. Am größten ist der Gradient bei Wechsel von Last zu Erzeugung und umgekehrt, also bei der Energieflussumkehr bzw. Änderung des Lastflusses von Last auf Einspeicherung. Sogar eine Fluktuation bei der Erzeugung hat geringere Leistungsgradienten (wegen der Bezugsgröße pro Sekunden). Durch Verwendung eines Batteriespeichers würde überschüssiger Strom gespeichert und damit die Netzlast verringert werden. Das Entladen des Speichers hat den Vorteil, dass es den Netzbezug bzw. die Erzeugung reduzieren würde. In beiden Fällen wird dadurch der Leistungsgradient kleiner, siehe auch [2].

Für die weiterfolgenden Berechnungen wird angenommen, dass die Kurvenverläufe des ersten Tages ausschlaggebend für die Verläufe des darauffolgenden Tages sind. Grundsätzlich erstreckt sich die Simulation der Speichervarianten auf zwei Tage, an welchen die gleiche Optimierung verwendet wird. Bei jeder Optimierungsfunktion ist es mithilfe von zwei separaten Zeitfunktionen möglich, den Zeitraum benutzerfreundlich anzupassen, in welchem der Speicher beladen bzw. entladen werden darf.

Für die Daten- bzw. Leistungsbetrachtungen (für Last- und Erzeugungsprofile) wird auf die Persistenzprognose zurückgegriffen. Diese liefert Prognosen, ohne Verwendung von weiteren externen Daten. Prognosefehler haben letztlich Restspitzen der Einspeise- oder Bezugsleistung zur Folge. Vorteilhaft an dieser Prognose ist zudem, dass Prognosefehler im Eigenverbrauch gering bleiben, vgl. [2].

3 Beispiele der Netzdienlichkeit der entwickelten Optimierungsvarianten

Insgesamt wurden sieben verschiedene Optimierungsvarianten entwickelt (siehe Abschnitt 2.2). Drei davon haben das Primärziel, das Netz durch ihre individuelle Betriebsart zu entlasten. Je nach den Einsatzmöglichkeiten (siehe [1]) ist u.a. die Einspeisung überschüssigen PV-Stroms ins Netz zu Zeiten hoher Erzeugung zu vermeiden, was von großer Bedeutung für die Netzdienlichkeit ist. Darauf fixieren sich vor allem die Optimierungsvarianten bzw. weiterführend die Betriebsstrategien *zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung* und die *stufenweise Netzentlastung*, die nachfolgend dargestellt werden.

Die restlichen Optimierungsvarianten tragen auch in geringerem Umfang dazu bei, das Netz zu entlasten. Dies geschieht aber eher indirekt, da hier die Kundendienlichkeit im Vordergrund steht.

Vorab und unter Berücksichtigung der Auswertungen können beispielsweise folgende Abbildungen 2 und 3 das Ergebnis einer *zeitlich- und leistungsbegrenzten Speicherung* grafisch veranschaulichen. Das Ziel dieser Optimierungsvarianten basiert auf dem verzögerten Laden der Batterie. Diese Strategie ist so konzipiert, dass der Speicher nur zwischen 12 Uhr und 17 Uhr – der standardmäßig erzeugungsreichsten Zeit – mit überschüssigen Strom geladen werden kann. Durch die zusätzliche Einspeichergrenze von 40% der überschüssigen PV-Leistung wird die Netzdienlichkeit, aufgrund der dadurch längeren Speicherung, erhöht. Denn wie in den Abbildungen 2 und 3 zu sehen, bewirkt die Einspeichergrenze eine kontinuierliche Netzentlastung zu Zeiten der Erzeugungsspitzen – siehe blaue Linie des „optimierten Leistungsbedarfs“. Der Speicher mit einer Nennkapazität von 5 kWh wird zwar am ersten Tag nicht voll (SoC = 0,3; State of Charge – Ladezustand der Batterie), kann aber an einem Übergangstag mit einem Gesamtüberschuss von 8,8 kWh einen SoC von etwa 0,6 erreichen.

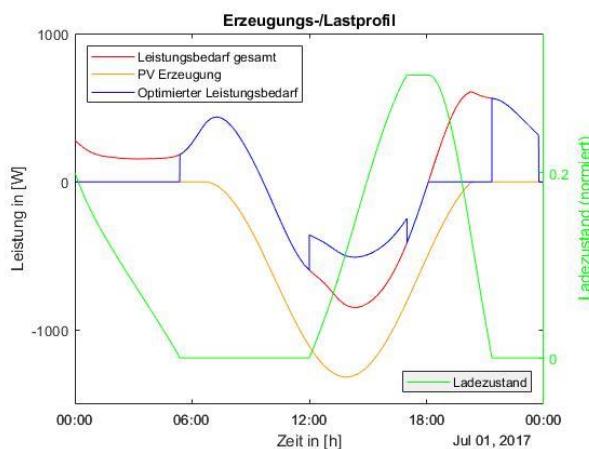


Abbildung 2: Beispiel – zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung (Erzeugung, Last, Speicher) am 1. Tag (d), siehe [3]

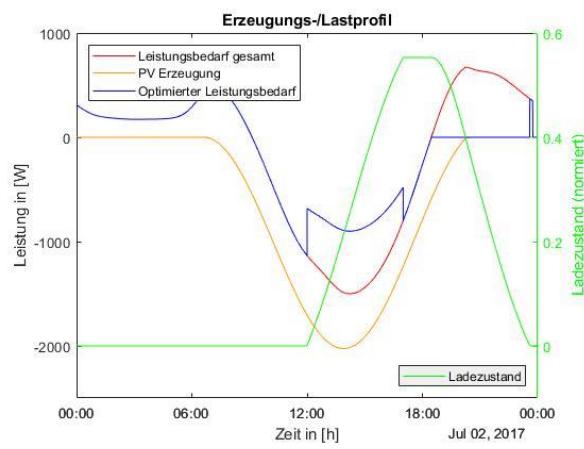


Abbildung 3: Beispiel – zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung (Erzeugung, Last, Speicher) am 2. Tag (d+1), siehe [3]

Nachfolgend sind Vor- und Nachteile dieser Betriebsweise der *zeitlich- und leistungsbegrenzten Speicherung* aufgeführt:

Vorteile

- Zeitlich effiziente Speicherung/Beladung
- Netz wird im Zeitraum der Leistungsspitzen entlastet
- Speicher kann mittleren bis hohen Ladezustand erreichen
- Kumulative Reduktionen der Netzlast über Netzgebiete möglich

Nachteile

- Weniger effiziente Auswahl des Zeitraums, basierend auf Prognose des Vortags
- möglicherweise keine vollständige Ladung des Speichers (möglich)
- prozentuelle Begrenzung kann durch Vortag ineffizient ausgelegt sein

Als weitere Betriebsstrategie wird nun die *stufenweise Netzentlastung* (Abbildung 4, Abbildung 5) betrachtet. Sie besteht lediglich aus einer prozentuellen Einspeicherung bzw. Beladung des Speichers mit überschüssigem PV-Strom. Beispielsweise wird hier über den Tag verteilt pro Sekunde ein gewisser, anpassbarer Anteil (38%) des überschüssigen Stroms gespeichert.

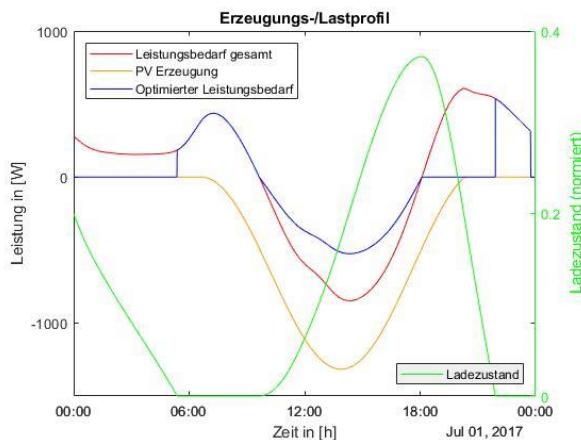


Abbildung 4: Beispiel – stufenweise Netzentlastung (Erzeugung, Last, Speicher) am 1. Tag (d), siehe [3]

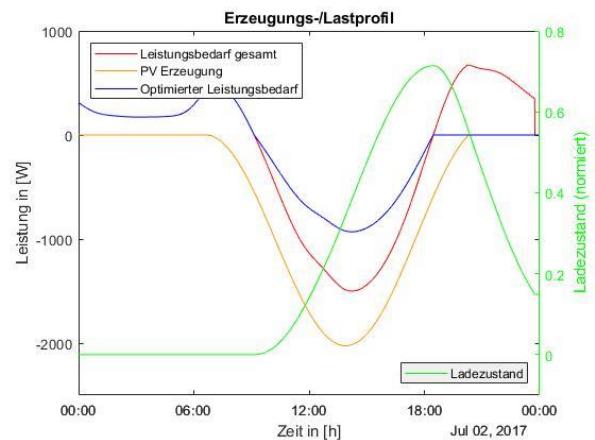


Abbildung 5: Beispiel – stufenweise Netzentlastung (Erzeugung, Last, Speicher) am 2. Tag (d+1), siehe [3]

Diese Begrenzung auf den Anteil des überschüssigen Stroms (basierend auf dem Lastprofil) wird in einem Parameter festgehalten und nach dem 1. Tag in Abhängigkeit vom Ladezustand der Batterie angepasst. Somit wird das Netz tagsüber von etwa 10 Uhr bis 18 Uhr entlastet und dem Speicherbetreiber steht am Abend dennoch eine hohe Speicherkapazität zur Verfügung ($\text{SoC} = 0,75$) (vgl. Abbildung 5).

Nachfolgend werden sowohl die Vorteile als auch Nachteile dieser Betriebsweise der *stufenweisen Netzentlastung* aufgezeigt:

Vorteile

- Zeitlich effiziente Einspeicherung
- Netz wird über einen längeren Zeitraum entlastet
- Speicher kann für Haushalt annähernd vollgeladen werden
- Speicher würde kontinuierlich über langen Zeitraum einspeichern → wenig An-/Abfahrverluste

- Niedrigere Lade- und Entladeleistungen, dadurch wird das Batteriespeichersystem „schonender“ betrieben

Nachteile

- Weniger effiziente Auswahl des Anteils der Überschussleistung, welcher pro Sekunde gespeichert wird, kann zu geringer Speicherbeladung führen
- Fix vorgegebene Werte für die Leistungsbegrenzung (prognosebasierend)

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Nach Simulation aller Optimierungsvarianten an einem Übergangstag (laut Beispieldaten Gesamtüberschuss am ersten Tag: 4,6 kWh; Gesamtüberschuss am zweiten Tag: 8,8 kWh) werden diese mithilfe verschiedener Parameter miteinander verglichen. Vergleichsparameter wie die Art der Optimierung und die Abhängigkeit der Speicherung sind der nachfolgenden Tabelle 1 zu entnehmen. Hieraus ist ersichtlich, dass jedes Optimierungsziel für sich individuell ist. Zum Beispiel ist eine Optimierungsvariante lediglich vom Zeitraum der Speicherung (z.B. *zeitlich festgelegte Speicherung*) abhängig, eine andere hingegen von der prozentualen Leistungsgrenze (z.B. *Leistungsbegrenzung bei Einspeisung*). Des Weiteren wird die Höhe der Netzentlastung eingeschätzt und der erreichbare SoC angegeben. Die Netzentlastung wird als hoch eingestuft, wenn die ins Netz eingespeiste Leistung und auch der Netzbezug geringer ausfällt. Die Netzentlastung wird für die Optimierungsvariante *Maximierung Eigenverbrauch* als gering eingeschätzt, da das Ziel dieser Optimierung ein frühzeitig voller Speicher (SoC = 100%) ist und somit das Netz zu erzeugungsreichen Zeiten (mittags/nachmittags) durch den Speicher nicht mehr entlastet werden kann. Die *stufenweise Netzentlastung* ermöglicht eine hohe bis sehr hohe Netzentlastung, da (siehe oben) ganztägig z.B. 38% des überschüssigen PV-Stroms in der Batterie gespeichert werden.

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Optimierungsvarianten (SoC gilt an erzeugungsreichem Tag) [3]

Optimierungsvariante	Ziel der Optimierung	Speicherung abhängig von	Netzentlastung	SoC [%]
<i>Maximierung des Eigenverbrauchs</i>	Frühzeitiges Erreichen eines hohen SoC	PV-Erzeugung	gering-mittel	95-100
<i>Leistungsbegrenzung bei Einspeisung</i>	Minimierung der Netzeinspeisung	Leistungsgrenze	hoch	50-100
<i>Zeitlich festgelegte Speicherung</i>	Minimierung der Netzeinspeisung durch Erfahrungswerte	festgelegtem Zeitraum	mittel-hoch	80-100
<i>Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung</i>	Minimierung der Netzeinspeisung zu Erzeugungsspitzen	prozentualem Speicheranteil	hoch	30-60
<i>Ladung/Entladung in Abhängigkeit zum Strompreis</i>	Minimierung der Stromkosten für Verbraucher	Strompreis	gering	50-100
<i>Stufenweise Netzentlastung</i>	Minimierung der Netzeinspeisung	prozentualem Speicheranteil	sehr hoch	30-80

SoC-abhängige Speicherung	Maximierung des SoC	SoC (Ladezustand)	mittel	70-100
---------------------------	---------------------	-------------------	--------	--------

Mit den entwickelten Optimierungsvarianten für Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen könnte ein regionaler oder auch weiterführend bei entsprechender Implementierung und Vernetzung ein überregionaler Netzabschnitt einen großen Schritt in Richtung Netzentlastung, Steigerung der Kundendienlichkeit und Erhöhung des marktdienlichen Einsatzes gegangen werden. Hierfür müsste aber jeder Netzanschlusspunkt (z.B. Haushalt) die ganze Woche vor allem nach den jeweiligen Betriebsmethoden handeln. Alternativ dazu können die entwickelten Algorithmen in ein vernetztes Speichermanagement integriert werden, welches so unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten bzw. Betriebsstrategien von Speichern einfach und zukunftsweisend ermöglicht.

Literatur

- [1] Haber, Alfons; Kain, Michael; Gaderer, Matthias (2018): Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb. 15. Symposium Energieinnovation (14.-16.02.2018). Graz
- [2] Moshövel, Janina: PV-Speicher im Haushalt. Projektvorstellung, RWTH-Aachen (2015). S. 35
- [3] Greil, Oliver: Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen. Masterarbeit, Februar 2019, TU München
- [4] Böttcher, Jörg; Nagel, Peter (2018): Batteriespeicher. 1. Auflage. Berlin, Boston: Walter de Gruyter GmbH. – Netzintegration Haber, Alfons: S. 240