

BEWIRTSCHAFTUNGSSTRATEGIEN FÜR PHOTOVOLTAIK– SPEICHERSYSTEME IM EINFAMILIENHAUS

Peter MESCHÉDE¹, Matthias STIFTER²,
Hannes HEIGL³, Martin WOLF³, Christoph WINTER³

FH-Technikum Wien – Urbane Erneuerbare Energiesysteme, Giefinggasse 4,
ENERGYbase, +49 172 1673908, peter.meschede@gmx.de, www.ew-planer.de

Kurzfassung: Anfang des Jahres 2012 wurde in Deutschland für Photovoltaik im Kleinanlagensektor die sogenannte Netzparität erreicht. Photovoltaik-Speichersysteme (PVSS) wurden ab diesem Zeitpunkt interessant, da sie den Strombezug aus dem Netz senken können. Die wichtigsten Bewertungsgrößen zu PVSS sowie aktuelle Rahmenbedingungen und Anforderungen potenzieller Anlagenbetreiber in Einfamilienhaushalten werden insbesondere in Bezug auf die Speicherbewirtschaftung vorgestellt. Bei klassischer Bewirtschaftung des Speichers kommt es bei Berücksichtigung einer maximalen Einspeisung von 60 % der PV-Anlagenleistung (Bedingung des KfW-Förderprogramms für PVSS) zu Abregelungsverlusten. Im Interesse des Anlagenbetreibers liegt ein optimaler, wirtschaftlicher Nutzen der Anlage. Dieser wird bei bereits installierten Anlagen in erster Linie über eine Maximierung des Autarkiegrades sowie durch die Vermeidung von Abregelungsverlusten erreicht. Hierbei können prognosebasierte Bewirtschaftungsstrategien zielbringend eingesetzt werden. Die Prognose des Verlaufs der Erzeugungsleistung oberhalb des geforderten 60%-Limits am Netzanschlusspunkt trägt dabei die entscheidende Rolle. Ansätze diesen – mit ausreichender Genauigkeit ohne externe Prognosen – vorauszusagen, werden in der Arbeit vorgestellt. Hierzu werden Bewirtschaftungsstrategien in einem Matlab/Simulinkmodell simuliert und deren energetischer Nutzen für den Anlagenbetreiber herausgearbeitet. Anhand von Referenzszenarien und Bewertungsgrößen kann beurteilt werden, unter welchem Aufwand ein bestimmter Nutzen anhand einer Bewirtschaftungsstrategie möglich ist. Schon über relativ einfache Methoden der genannten Prognosen zur Bewirtschaftung, insbesondere über die Persistenz der PV-Erzeugung, können Ergebnisse erzielt werden, die im Bereich des optimalen Nutzens für den Anlagenbetreiber liegen. Ausgewählte Strategien werden in das Energiemanagement eines realen Systems übertragen. Über Messungen des Ladezustands (SOC) und relevanter Leistungen werden reale Daten für eine Validierung des Simulationsmodells gewonnen und zur Überprüfung der Korrektheit des Modells genutzt.

Keywords: Bewirtschaftungsstrategien, Photovoltaik-Speichersystem, Energiemanagement, Betriebsstrategien, Eigenverbrauch, Einspeiselimit

1 FH-Technikum Wien – Urbane Erneuerbare Energiesysteme, Giefinggasse 4, ENERGYbase

2 AIT Austrian Institute of Technology GmbH – Energy Department, 1210 Wien, Giefinggasse 2, T 050550-6673, F 050550-6390
matthias.stifter@ait.ac.at, <http://www.ait.ac.at>

3 Fronius International GmbH, Günter Fronius Straße 1, A-4600 Wels-Thalheim, <http://www.fronius.com>

1 Einleitung

Eine effektive Möglichkeit für die signifikante Steigerung des Eigenverbrauchs der erzeugten PV-Energie stellt die Integration eines Batteriespeichers in das PV-System dar (vgl. Kathan und Stifter, 2010, S. 1). Zur besseren Integration der PV-Anlagen (PVA) in das Stromnetz sowie für eine Anregung der notwendigen Markt- und Technologieentwicklungen von Batteriespeichern existiert z.B.: in Deutschland ein eigenes Förderprogramm für Batteriespeichersysteme. Um die geltenden Förderungen für PV-Speichersysteme in Anspruch nehmen zu können, gilt es für Anlagenbesitzer die maximale Einspeiseleistung seiner Anlage auf 60% zu begrenzen (KfW-Förderprogramm).

Wird der Speicher eines PV-Speichersystems (PVSS) nach konventioneller Methode auf eine Optimierung des Eigenverbrauchs hin betrieben, ist basierend auf einer ökonomisch sowie energetisch sinnvollen Dimensionierung des Speichers, eine Reduktion der Einspeisespitze über den Speichereinsatz in aller Regel nicht gegeben. Der Speicher ist bereits vor der Erzeugungsspitze vollgeladen und kann so an Tagen mit hoher Einstrahlung keinen Beitrag zu einer Spitzenleistungsreduzierung erbringen (Hollinger et al., 2013, S. 7). So kann es trotz des Speichereinsatzes zu Abregelungsverlusten kommen, welche die Wirtschaftlichkeit des Systems beeinflussen. Speicherbewirtschaftungsstrategien sollen die angestrebte Maximierung des Eigenverbrauchs sowie die Unabhängigkeit von hohen Strombezugskosten mit aktuellen Rahmenbedingungen, wie die genannte Bedingung zur Förderfähigkeit, in Einklang bringen.

Einen wesentlichen Baustein für das Erreichen einer optimalen Bewirtschaftung unter Einhaltung der gesetzten Rahmenbedingungen, stellt die Prognose der zeitabhängigen verfügbaren Leistung zur Batteriebeladung dar. Es stellt sich die Frage inwieweit Bewirtschaftungsstrategien ohne externe Signale die Anforderungen des Anlagenbetreibers zufriedenstellen können.

2 Bewertungsgrößen und Anforderungen an PVSS

Der *Eigenverbrauchsanteil* (EA) (auch: *Eigenverbrauchsquote*, *self-consumption*) gibt den Anteil der von der PVA erzeugten Energie an, der direkt (zeitgleich) durch Verbraucher genutzt oder/und in die Batterie geladen werden kann, so dass die Energienutzung zu einem späteren Zeitpunkt stattfinden kann. In der Literatur angegebene EA beziehen sich meist auf jährlich aufsummierte Energieflüsse.

Der *Autarkiegrad* (AG), oder auch „*zeitlicher Autarkiegrad*“, (auch: *Unabhängigkeitsgrad vom Netz*, *self-sufficiency*) bezeichnet den Anteil des Gesamtverbrauchs welcher durch die direkte (zeitgleiche) Nutzung der durch die PVA erzeugten Energie (DV) sowie die zeitversetzte Nutzung dieser erzeugten Energie ergo der Batterieentladung zustande kommt.

Bei Begrenzung der Einspeiseleistung können *Abregelungsverluste* (AV) (*curtailment losses*) auftreten, wenn die erzeugte Energie oberhalb eines definierten Limits weder direkt verbraucht noch in die Batterie geladen werden kann.

Unter den erwähnten Rahmenbedingungen wird als optimaler Nutzen eines PVSS ein maximaler *Eigenverbrauchsanteil* (EA) und *Autarkiegrad* (AG) angestrebt. Dies wird über einen möglichst hohen Grad der Batterieausnutzung erreicht. Zusammen mit einer möglichst niedrigen *Abregelung* im Vergleich zu den Referenzszenarien, stellt dies in erster Linie den optimalen Nutzen für den Anlagenbetreiber bezüglich der Bewirtschaftungsstrategie dar.

3 Bewirtschaftungsstrategien bei PVSS

3.1 Modell der Simulation in Matlab / Simulink

Zur Untersuchung der Bewirtschaftungsstrategien wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Modell in der zeitgesteuerten Simulationsumgebung Matlab/Simulink aufgebaut.

Das verwendete Jahreslastprofil eines Haushaltsverbrauchs wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „ADRES-CONCEPT“⁴ erstellt. Der Gesamtverbrauch beläuft sich auf rund 4.680 kWh. Eine Messreihe der Fronius International GmbH dient als PV-Jahresprofil (Wels, Ausrichtung 7° Ost, 30 ° Modulneigung) in der Simulation. Die Nennleistung wurde entsprechend einem Verhältnis Jahresverbrauch/Jahreserzeugung = 1 skaliert.

Das Ausgangssystem (ASys) der Simulation stellt das Basissystem dar, für welches die verschiedenen Strategien simuliert werden. Die Einspeiseleistungsbegrenzung wurde auf 60 % gesetzt. Das ASys wurde nach realistischen Bedingungen ausgelegt und skaliert. Die Auslegung maximaler Ladeleistungen und Wirkungsgrade im Ausgangsmodell orientiert sich an den Daten des Wechselrichters Fronius Symo Hybrid 3.0-3-S. Dieser ist für maximale PV-Eingangleistungen von 5 kW ausgelegt. Die maximale Lade-/Entladeleistung wurde auf 3 kW begrenzt. Die normierten Speicherkapazitäten (= nutzbare Speicherkapazität [kWh] / Jahresverbrauch [MWh]) von 0,25 (1,2 kWh) bis 1,5 (7,2 kWh) wurden für den Strategievergleich simuliert. Das ASys wird in mehrere Varianten unterteilt und je nach Speichergröße als ASys_{1,2} & ASys_{4,8} & ASys₆ & ASys_{7,2} bezeichnet

3.1.1 Beschreibung von Referenzwerten zur Bewertung der Simulationen

Der AG ohne Speicher und damit die Eigendeckung im Fall ohne Speicher beträgt beim ASys 32,62 %. Die Bewirtschaftung nach Strategie 0, jedoch ohne Einspeiselimit, gibt einen Wert für den AG und den EA aus, welcher dem AG und EA einer idealen Prognose entspricht. Das in Folge als „Ideal_{LinA}“ bezeichnete Szenario (auch Strategie 6) stellt die ideale Prognose mit Verfahrensfehler der in den Strategien angewandten linearen Approximation dar. Es soll das Potenzial der Strategien (ST 3 – ST 5) mit Leistungsprognosen und SOC-Fahrplan-Erstellung über lineare Approximation aufzeigen. Die **minimal möglichen Abregelungsverluste**, unter Verwendung der Methode über die lineare Approximation der Prognoseleistung, betragen **0,53 %** für **ASys_{4,8} & ASys₆ & ASys_{7,2}** sowie für **ASys_{1,2}** knapp **1,6 %**. Der erhöhte Wert der Abregelungsverluste bei ASys_{1,2} ist darauf zurückzuführen, dass die relativ kleine Speicherkapazität nicht ausreicht um jederzeit die gesamte Energie oberhalb des Limits zu speichern. Ohne Speicher kommen die

⁴ „Die Daten wurden im Forschungsprojekt „ADRES-CONCEPT“ erstellt (EZ-IF: Konzeptentwicklung für ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme, Projekt Nr.: 815 674). Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt“.

maximal möglichen Abregelungsverluste des Ausgangssystems in Höhe von **4,1 %** zustande. Hier liegt das Optimierungspotenzial für die Bewirtschaftung des Speichers.

3.2 Strategie 0: Eigenverbrauchsoptimierte (klassische) Strategie

ST 0 wird als konventionelle oder „klassische“ Strategie der Batteriespeicherbewirtschaftung eines PVSS vorgestellt. Mit der Zielfunktion einer bloßen Maximierung des Eigenverbrauchs, wird der Speicher nach Sonnenaufgang sobald wie möglich vollgeladen. Für die Versorgung der Verbraucher bei nicht ausreichender Erzeugung tagsüber sowie abends und nachts, wird der Speicher wieder entladen. Ab dem Zeitpunkt, an welchem der Speicher den maximalen Ladezustand erreicht hat, wird die überschüssig produzierte Energie der PVA vollständig ins Netz eingespeist. Um die gesamte nutzbare Speicherkapazität für den Folgetag wieder verfügbar zu machen, ist es notwendig die Batterie vollständig zu entladen.

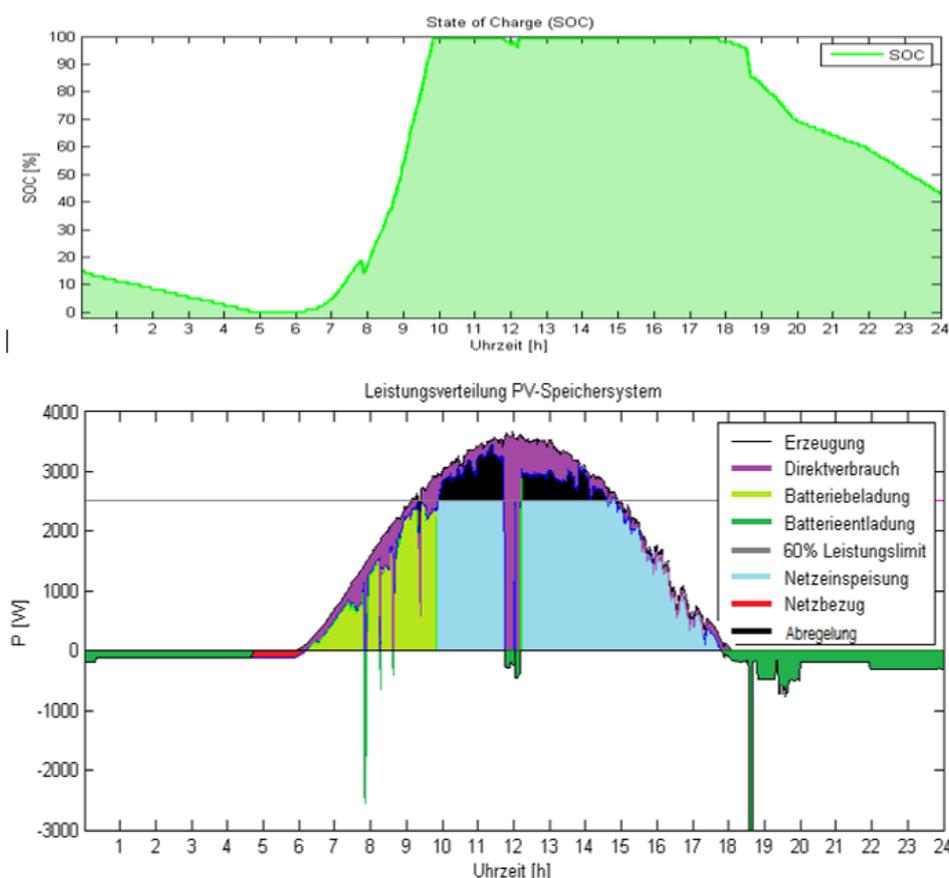


Abbildung 1: Leistungsverteilung und SOC eines PVSS unter Strategie 0: „klassische Strategie“

Die Ergebnisse des AG und EA der ASys_{4,8} & ASys₆ & ASys_{7,2} unter ST 0 liegen im Bereich der Werte bei Betrieb ohne Limit. Die Abregelungsverluste bei der klassischen Strategie liegen bei 3,45 % für ASys_{4,8} und 3,08 % für ASys_{7,2} und somit zwischen 2,58 % und 2,95 % über der idealen Prognose ($Ideal_{LinA}$)

3.3 Strategie 1: „Laden über Limit“

Der Speicher wird bei Aktivierung der Strategie 1: „Laden über Limit“ (ST 1) lediglich ab dem eingestellten Limit ($P_{limit} \geq 60\%$) beladen. Bei Leistungen der Größe $P_{PVL} = P_{PV} - P_{Last}$ die

kleiner als P_{limit} sind, wird keine Ladeleistung durchgestellt. Ist P_{PVL} kleiner als 0, wird eine Entladeleistung durchgestellt. Ziel ist hier die Minimierung der Abregelungsverluste.

Die Ergebnisse des EA und des AG liegen bei ST 1 geringfügig über den Minimalwerten des ASys ohne Speicher. Eine maximale Steigerung des AG um knapp 4 Prozentpunkte vom Ausgangswert des AG ohne Speicher 32,62 % auf 36,57 % ist ab einer Speichergröße größer oder gleich 3,6 kWh möglich. Für den EA sind die Ergebnisse analog zu denen des AG. Erst bei 3,6 kWh und kleineren Speichern kommt es zu Abregelungsverlusten. Es hat sich herausgestellt, dass unter ST 1 die Speichergröße von 3,6 kWh für das Ausgangssystem gerade ausreicht um Abregelungsverluste komplett zu vermeiden. Dies entspricht einer normierten Speichergröße von circa 0,75 (Nutzbare Speicherkapazität [kWh] / Jahresverbrauch [MWh]). ST 1 stellt keine sehr wirtschaftliche Variante der Speicherbewirtschaftung dar.

3.4 Strategie 2: "Laden über Limit & Laden ab Uhrzeit"

Der Hintergrundgedanke bei Strategie 2 (ST 2) ist es, den Speicher neben der Beladung oberhalb des Limits, ab einer definierten Uhrzeit mit der gesamten verfügbaren Leistung zu beladen. ST 2 belädt bis zu der definierten Uhrzeit (Uhr_ein / t_{lade}), wie unter ST 1, und ab dieser Uhrzeit entsprechend ST 0. Insbesondere an Tagen mit geringer Einstrahlung kann die Batterie besser ausgenutzt werden als über ST 1. Eine Beladung oberhalb des Limits findet, analog zu ST 1, soweit möglich immer statt. Eine weitere untersuchte Ladezeit t_{lade} stellt die Variable $t_{2\text{limit}}$ dar. Es sind über das Jahr gesehen 12 Werte hinterlegt, welche für jeden Monat den Zeitpunkt eines sonnigen Tages markieren, an dem die Erzeugungleistung letztmalig die 60%-Schwelle unterschreitet. Somit gibt es pro Monat einen Wert für $t_{2\text{limit}}$, welcher als t_{lade} gilt.

An Tagen mit Sonne am Nachmittag sind mit dieser Strategie gute Ergebnisse zu erwarten. Jedoch bleibt an Tagen mit Sonne am Vormittag und Bewölkung am Nachmittag der Speicher nicht ausgenutzt. Die AG nähern sich asymptotisch mit fallender Uhrzeit dem Wert der Referenz ST 0 an. Unter beiden Strategien kommt es ab 4,8 kWh und größeren Speichern zu keinen Abregelungsverlusten. Die Batterie wird mit ST 2 öfter beladen als bei ST 1 und wird so besser ausgenutzt.

3.5 Strategie 3: „Speicherplatzreservierung“

Strategie 3 (ST 3) kennzeichnet sich dadurch, dass der prognostizierte Leistungsverlauf den einer Erzeugungskurve darstellt, welche an einem sonnigen Tag „gemessen“⁵ wurde. Dieser soll den maximal möglichen Tagesverlauf der Leistung, repräsentativ für den jeweiligen Monat, widerspiegeln. Da bei reinen Erzeugungsprognosen keine Lasten eingeschlossen sind, wird täglich die maximal mögliche Energiemenge (E_{Vorhalte}) des jeweiligen Monats vorgehalten. Es wird so garantiert dass bei einer maximal möglichen Erzeugung an einem sonnigen, klaren Tag ohne Verbrauch durch die Lasten, im Speicher jederzeit genügend Kapazität zur Verfügung steht, um die Energie oberhalb des Limits zu speichern. Somit ist zu

⁵ Für die Simulation in Matlab/Simulink wurde der Verlauf aus den Daten ermittelt

erwarten, dass Abregelungsverluste vollständig vermieden werden. Dies gilt natürlich nur unter der Prämisse einer ausreichenden Dimensionierung des Speichers.

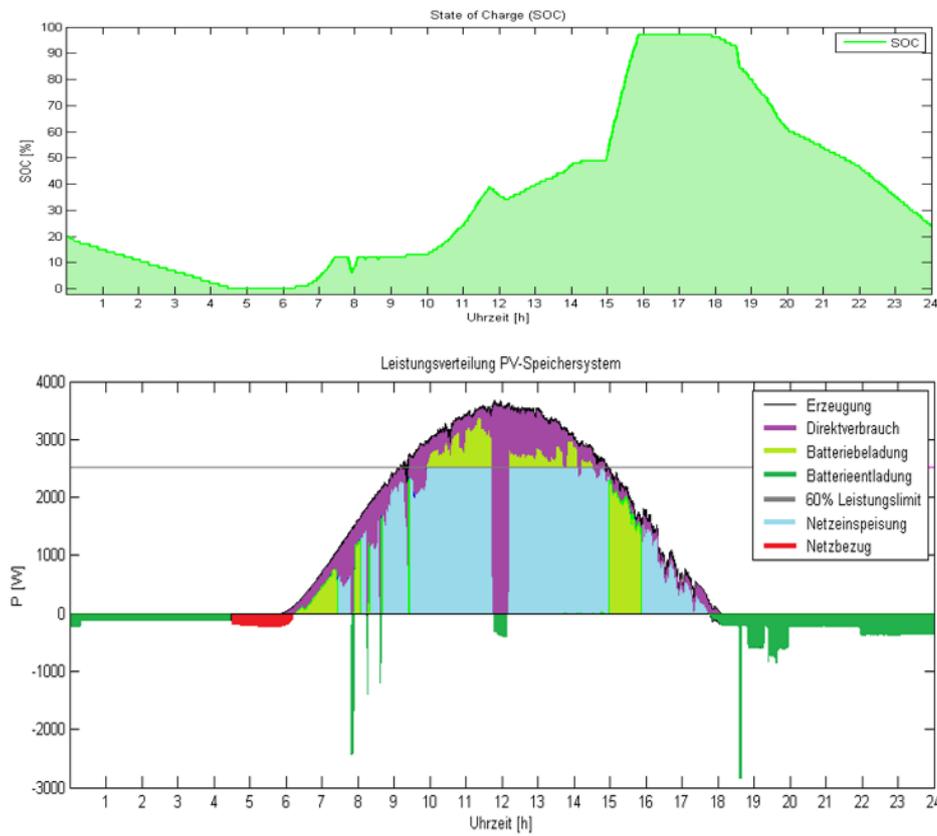


Abbildung 2: Beispielhafte Leistungsverteilung und SOC eines PVSS bei Strategie 3

Da ST 3 mit einer PV-Prognose der maximal möglichen Energie oberhalb des Limits arbeitet und Lasten von der Vorhersage ausgeschlossen sind, kommt es zu einer Überschätzung des benötigten Speicherplatzes. Dies geht -- für das hier simulierte System in kleinem Ausmaß -- auf Kosten des AG und EA. Jedoch kann ST 3, welche über eine maximal notwendige Vorhaltung des Speicherplatzes arbeitet, aufgrund der Überschätzung der Prognoseleistung die Abregelungen bei ausreichender Speicherdimensionierung zur Gänze vermeiden.

3.6 Strategie 5: „Persistenzschätzer“

Die in Strategie 5 (ST 5) verwendete Annahme einer kurzfristigen Leistungsprognose stammt aus der Wetterforschung. Die sogenannte „Persistenz“ bezeichnet die „natürliche Erhaltungsneigung der Atmosphäre“ (Wengenmayr und Lux, 2009, S. 7). Bezogen auf die PV-Prognose der ST 5 wird durch die Persistenz angenommen, dass der Leistungsverlauf der Erzeugung dem des Vortages entspricht. Weiterhin werden unter ST 5 historische Verbräuche in die Prognosen einbezogen. Das bedeutet, dass für die Last die Vorhersage „gleiche Last an gleichem Wochentag“ gelten soll. Überlagert man schließlich die Prognose der PV-Erzeugung (Vortag) mit den Voraussagen der Last (gleicher Wochentag), so kann das Leistungsprofil für die Leistungsprognose verwendet werden. Die folgende Abbildung 3 zeigt die Bewirtschaftung einer 4,8 kWh Batterie unter ST 5 für zwei beispielhafte Tage, an denen Schwachstellen des Persistenzschätzers anschaulich aufgezeigt werden können.

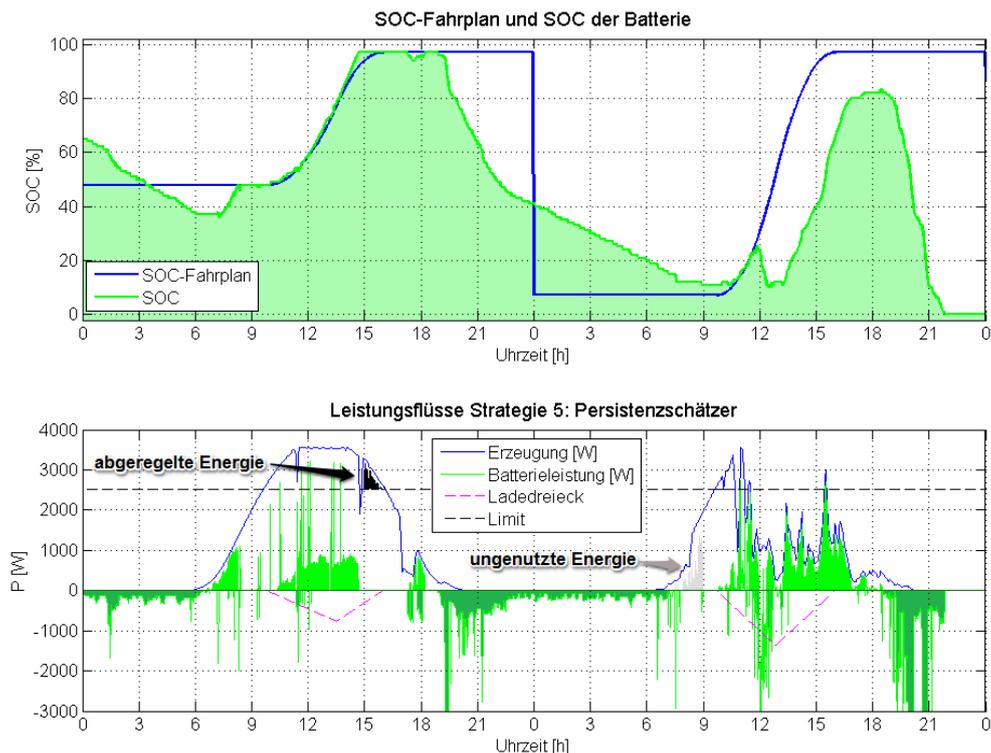


Abbildung 3: Batteriebeladung unter Strategie 5 / Schwachstellen der Strategie

Wie zu erkennen ist, wird hier eine geringere Leistung oberhalb des Limits prognostiziert, als tatsächlich aufgetreten ist. Die Beladung findet vormittags somit bis zu einem relativ hohen Level statt. Somit kann nicht mehr gewährleistet werden, dass die gesamte Energie oberhalb des Limits eingespeichert wird. Die in der Abbildung schwarz markierte Energie muss abgeregelt werden. Am Folgetag tritt der gegenteilige Fall ein. Die tatsächlich eingetretene Energie oberhalb des Limits ist höher als die prognostizierte Energie. Die Prognose der hohen Energiemenge resultiert im Endeffekt in einer nicht idealen Ausnutzung der verfügbaren Energie. Da die Speicherkapazität für die erwartete Energie oberhalb des Limits freigehalten wird, bleibt Energie am Vormittag, welche theoretisch eingespeichert werden hätte können, ungenutzt (grau markierter Bereich). Die Batterie erreicht so an diesem Tag nicht den maximalen Ladezustand.

Die Ergebnisse des EA und AG des Persistenzschätzers liegen im optimalen Bereich. Die Simulation führt für Speichergrößen ab 4,8 kWh und größer (ASys_{4,8} & ASys₆ & ASys_{7,2}) zu Werten für den EA und den AG, die mit den Ergebnissen der idealen Prognose gleichauf liegen. Erst ab Speichergrößen von 3,6 kWh und kleiner kommt es zu geringen Unterschieden zwischen den Werten bei idealer Prognose und denen bei Prognose über die Persistenz. Hierbei liegt der AG und EA von ASys_{1,2} maximal um knapp 0,1 % unter den Werten von Ideal_{LinA}. Bei ST 3, die mit maximaler Speichervorhaltung arbeitet, lagen die Werte der gesamten Bandbreite der simulierten Speichergrößen zwischen 0,2 % (ASys_{7,2}) und 0,63 % (ASys_{1,2}) unter Ideal_{LinA}. Während bei ST 3 die Abregelungsverluste bei einem Optimum liegen, kommt es bei ST 5 zu Abregelungsverlusten, die zwischen 0,5 und 1,23 Prozentpunkte höher liegen als bei Ideal_{LinA}.

3.7 Gesamtauswertung der Strategien

Auf folgender Tabelle 1 ist beispielhaft ein Gesamtvergleich der Ergebnisse der Strategiewertungen für die Variante ASys_{4,8} mit der Speichergröße 4,8 kWh zu sehen. ST 0 und ST 5 liegen mit den Werten des AG und EA auf gleicher Höhe wie bei Betrieb der Strategie mit idealer Prognose. Die Abregelungsverluste sind, durch Nutzung des Speichers der Größe 4,8 kWh unter ST 5 auf weniger als die Hälfte der Abregelungsverluste von ST 0 reduziert. ST 3 liegt bei dieser Speichergröße, mit den Werten des AG und EA, um knapp 1 % Prozent unter denen des Systems mit idealer Prognose. Dies ist auf eine etwas geringere Batterieausnutzung unter ST 3 zurückzuführen. Die Batterieausnutzung unter ST 1 und ST 2 ist mit relativ großem Abstand niedriger als bei den übrigen Strategien.

Strategie	ST 0	ST 6.2	ST 5	ST 3.2	ST 2	ST 1
Anmerkung / Prognoseart	Frühestmögliche Beladung, $P_{Limit}=60\%$	P _{PV} : Ideal Last: Ideal	P _{PV} : Vortag Last: gleicher Wochentag	P _{PV} : maximale Erzeugung	Ladung oberhalb von $P_{Limit}=60\%$ und ab $t_{lade} = t_{limit}$	Ladung nur oberhalb von $P_{Limit}=60\%$
Erzeugung [kWh]	4673	4673	4673	4673	4673	4673
Verbrauch [kWh]	4681	4681	4681	4681	4681	4681
Batterieentladung [kWh]	1289	1289	1289	1247	622	187.7
Batteriebeladung [kWh]	1321	1320	1320	1278	637.1	192.3
Direktverbrauch [kWh]	1527	1527	1527	1527	1527	1527
Netzeinspeisung [kWh]	1631	1768	1717	1802	2500	2955
Eigenverbrauchsanteil (%)	60.9%	60.9%	60.9%	60.0%	46.2%	36.7%
Autarkiegrad(%)	60.2%	60.2%	60.2%	59.3%	45.8%	36.6%
Abregelung (%)	3.45%	0.54%	1.63%	0.76%	0.00%	0.00%
Abregelung [kWh]	161	25	76	35	0	0
Netzbezug [kWh]	1865	1865	1865	1907	2532	2966
Zeit im SOCmax (%)	11.4%	7.1%	8.3%	6.5%	0.3%	0.0%
Zeit im SOCmin (%)	42.4%	42.4%	42.4%	43.4%	69.5%	84.0%
Vollzyklen pro Jahr	269	269	269	260	130	39
Theoretische Gebrauchsdauer (a)	30	30	30	31	62	205

Tabelle 1: Vergleich der Simulationsergebnisse für ASys_{4,8}

Die Nutzung des Speichers unter ST 2 (Vollzyklen) ist um die Hälfte geringer als unter ST 3. Die Nutzung unter ST 1 erreicht nur noch knapp ein Drittel des Wertes von ST 2. Abregelungsverluste sind unter ST 1 und ST 2 mit der Speichergröße 4,8 kWh nicht vorhanden. Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt zusammenfassend die Steigerung des Autarkiegrades bei Variation der Batteriegröße für die Strategien 0 (klassisch) bis 6 (Ideal_{LinA}). Wie man der Abbildung entnehmen kann, liegen die erreichten Steigerungen von Ideal_{LinA}, der klassischen Strategie und des Persistenzschätzers sehr nahe aneinander. Strategie 3 schließt bei größeren Speichern bezüglich des AG auf. Der EA für das simulierte System mit der Gesamtdeckung = 1 verläuft hierbei analog zum AG von Abbildung 4.

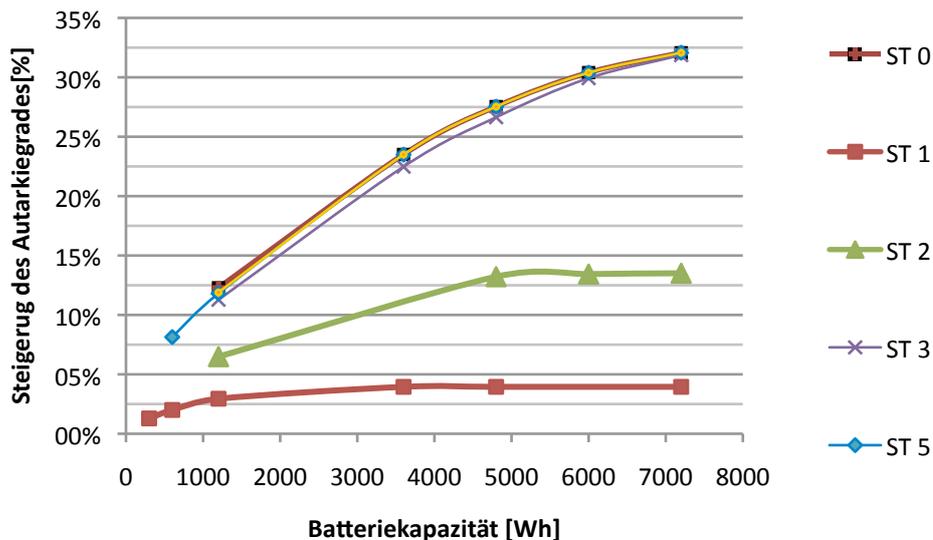


Abbildung 4: Steigerung des Autarkiegrades bei Variation der Speichergrößen für Strategien 0-6

4 Überprüfung ausgewählter Simulationen in realer Umgebung

Nach Überprüfung der Funktionstüchtigkeit und der Anpassung der Strategien über die Simulationen, konnten diese teilweise in das Energiemanagementsystem (EMS) eines realen Testsystems übertragen werden. Über Messungen relevanter Größen über den Zeitraum einiger Tage bzw. Wochen wurden Daten zur Auswertung der Strategien aufgezeichnet. Hierzu konnten Spannung und Strom der Batterie, Leistung der PV-Erzeugung, Leistung der Last, sowie Daten des bidirektionalen Zählers zum Messen der Netzeinspeisung sowie des Netzbezugs verwendet werden (1-sekündlich aufgezeichneten Messwerte). Hierdurch wurde gewährleistet die Simulation den realen Bedingungen anzupassen. Die Ergebnisse des simulierten Systems stimmten nach der Anpassung der Verlustleistung, sowie des Entladewirkungsgrades der Batterie weitestgehend mit den Messwerten des realen Systems überein. Weiterhin konnten Abweichungen aufgrund von Ungenauigkeiten bei der SOC-Berechnung sowie durch Regler-bedingte Verzögerungen bei der Durchschaltung der Ladeleistung identifiziert werden.

5 Schlussbemerkung / Zusammenfassung

Das zentrale Argument der Integration eines Batteriespeichers stellt die Steigerung des Eigenverbrauchs der durch die PVA generierten Energie und der daraus resultierenden Kosteneinsparung für den Anlagenbetreiber dar. Die wichtigste Anforderung an eine Bewirtschaftungsstrategie im PVSS stellt die Minimierung der Strombezugskosten dar, welche in erster Linie über eine Maximierung des Autarkiegrades stattfindet. Ferner ist die Minimierung von Abregelungsverlusten bei einem geforderten Einspeiselimit als Anforderung zu erfüllen. Hierbei trägt die Voraussage des zeitlichen Verlaufs der Leistung und der Energiemenge oberhalb des Limits eine wichtige Rolle. Die Umsetzung von Strategien ohne externe Prognosen zur PV-Erzeugung war Aufgabe dieser Arbeit. Über die Erarbeitung des Simulationsmodells zu PVSS in Matlab/Simulink wurden verschiedene Strategien zur Bewirtschaftung umgesetzt. Des Weiteren wurden sie auf ihre Funktionstüchtigkeit und hinsichtlich ihres Nutzens unter aktuellen Rahmenbedingungen untersucht. Über die relativ

einfache Methode der Annäherung des Leistungsverlaufs mittels linearer Approximation der prognostizierten Erzeugungsleistung konnten sehr gute Ergebnisse bezüglich des Nutzens unter ST 3 und ST 5 erzielt werden. Es konnte aufgezeigt werden, dass insbesondere mit ST5, bei welcher die Persistenz der Erzeugungsleistung als Prognose verwendet wird, sehr gute Ergebnisse bezüglich des energetischen Nutzens erzielt werden können. Der Persistenzschätzer erreichte bei Simulationen mehrerer Speichergrößen Ergebnisse für den Autarkiegrad im Bereich des Referenzszenarios, welches mit einer idealen Prognose arbeitet. Die Abregelungsverluste lagen dabei noch zwischen 0,5 und 1,2 Prozentpunkte über den idealen Werten. Auch ST 3, welche mit einer maximalen Erzeugungsprognose arbeitet, brachte gute Ergebnisse. Hier konnten die Abregelungen teilweise vollständig vermieden werden. Als weiterer Teil der Arbeit fand eine Implementierung ausgewählter Strategien in das Energiemanagementsystem eines realen Systems statt. Die Strategien konnten, nach der Messung relevanter Leistungen am Testsystem, über Simulationsergebnisse einer Vergleichssituation validiert werden. Ursachen für Abweichungen zwischen realem und simuliertem System wurden identifiziert und konnten im Modell angepasst werden.

Die aktuelle Fortführung des kW-Speicherprogramms (2016) befindet sich derzeit in Überarbeitung. Künftig ist zu erwarten, dass der Aspekt Systemdienlichkeit in den Förderbedingungen eine größere Rolle spielt (vgl. pv magazine, 2016). Hinsichtlich der Systemdienlichkeit kann die 60%-Regel unter Umständen kontraproduktiv sein, etwa weil sie eine Bereitstellung von positiver Regelleistung oberhalb des geforderten Limits verhindert. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass an einem großen Teil der Netzverknüpfungspunkte der betroffenen Anlagen eine permanente (das heißt in Bezug auf den tatsächlichen Netzzustand unselektive) Begrenzung der Einspeiseleistung netztechnisch nicht erforderlich wäre. Selektivere Regelungen sind technisch verfügbar und wirtschaftlich zunehmend sinnvoll darstellbar.

Hollinger, R., Wille-Hausmann, B., Erge T., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Kreifels, N., Wittwer, C., 2013, Speicherstudie 2013 (Kurzgutachten). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf>, letzter Zugriff 17.9.2014

Kathan, J., Stifter, M., 2010, Increasing BIPV self-consumption through electrical storage–feasible demand-coverage and dimensioning the storage system. AIT Austrian Institute of Technology, Wien, http://www.researchgate.net/publication/256092762_Increasing_BIPV_self-consumption_through_electrical_storage_-_feasible_demand-coverage_and_dimensioning_of_the_storage_system/file/9c960521b1c5483cda.pdf, letzter Zugriff 11.3.2014

pv magazine, 2016, Details zur Photovoltaik-Speicherförderung könnten nächste Woche kommen. pv magazine group GmbH & Co. KG, Berlin, http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/details-zur-photovoltaik-speicherfoerderung-knnten-nachste-woche-kommen_100021926/, letzter Zugriff 5.2.2016

Wengenmayr, R., Lux, G., 2009, Wie gut sind Wettervorhersagen. Deutscher Wetterdienst, Offenbach, http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KUPK/Wir_ueber_uns/Broschueren/pdf/Wie_gut_sind_Wettervorhersagen,templateld=raw,property=publicationFile.pdf/Wie_gut_sind_Wettervorhersagen.pdf, letzter Zugriff 26.8.2014