

Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen

Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Volker Quaschnig
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>
Email: pvspeicher@htw-berlin.de

1 Einleitung

In Deutschland werden neue PV-Systeme im Wohngebäudebereich zunehmend in Verbindung mit Batteriespeichern errichtet. Die vorrangige Aufgabe solcher Solarstromspeicher in Wohngebäuden ist es, tageszeitliche Schwankungen in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch auszugleichen. Hierzu wird der Batteriespeicher tagsüber mit überschüssiger PV-Energie geladen, wodurch am Abend und in der Nacht das Haus mit gespeichertem Solarstrom versorgt werden kann. Dies bedarf einer kontinuierlichen Anpassung der Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers an die fluktuierende Erzeugungs- und Verbrauchsleistung. Zur Regelung der Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers werden üblicherweise am Netzanschlusspunkt die Leistungsflüsse des Gebäudes erfasst [1]. Alternativ kann die Leistungsbilanz des Gebäudes auch indirekt aus der Messung der Erzeugung und Last bestimmt werden. In der Praxis ist die Messwerterfassung und -weitergabe jedoch mit zeitlichen Verzögerungen behaftet, wodurch es zu Unterschieden zwischen den bereitgestellten Messwerten und den realen Leistungswerten kommen kann. Weitere zeitliche Verzögerungen resultieren aus der internen Verarbeitung der Messwerte durch die Systemregelung. Aus regelungstechnischen Gründen kann zudem eine gewisse Regelträgheit gewünscht sein, die durch eine Tiefpassfilterung des Messsignals erzielt wird [2]. Infolgedessen können mehrere Sekunden vergehen, bis die Batterieleistung nach einem Leistungssprung den gewünschten Sollwert erreicht hat. Die Be- und Entladung des Batteriespeichers lässt sich somit nicht immer exakt an die aktuelle Leistungsbilanz des Wohngebäudes anpassen. Die Auswirkungen dieser Regelabweichungen wurden bisher nur in wenigen Untersuchungen näher analysiert [3]–[5].

Aus diesem Grund geht dieser Beitrag der Frage nach, wie sich Regelträgheiten von PV-Speichersystemen auf die Leistungsflüsse in Wohngebäuden auswirken. Dazu werden zunächst die regelträghheitsbedingten Effekte anhand eines theoretischen Beispiels hergeleitet. Im Anschluss werden durch einsekündige Simulationsrechnungen die Auswirkungen unterschiedlicher Reaktionszeiten auf den jährlichen Energieaustausch mit dem Netz aufgezeigt. Darauf aufbauend werden abschließend die monetären Verluste einer trägen Speichersystemregelung quantifiziert.

2 Theoretische Analyse der Effekte von Regelträgheiten

Die relevanten Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Speichersystemen sind in Bild 1 (links) veranschaulicht. Ein Teil der erzeugten PV-Energie kann durch die elektrischen Verbraucher vor Ort zeitgleich direkt verbraucht werden. Überschüssige PV-Energie wird vorrangig zur Ladung des Batteriespeichers genutzt, wodurch der Batteriespeicher zu einem späteren Zeitpunkt zur Deckung der Haushaltslast beitragen kann. Die restlichen PV-Überschüsse sowie der verbleibende Lastbedarf werden durch das Stromnetz ausgeglichen. Reagiert der Batteriespeicher auf Änderungen der elektrischen Last und PV-Leistung ohne Zeitverzug, findet in diesem theoretischen Fall bei

phasensaldierender Betrachtung der Energieflüsse kein Leistungsaustausch zwischen dem Batteriespeicher und Netz statt. Eine absolut verzögerungsfreie Anpassung der Batterieleistung an die fluktuierende Last und PV-Erzeugung ist in der Praxis jedoch nicht möglich. Da diese Fehlanpassung durch das Netz kompensiert wird, lässt sich bei AC-gekoppelten Batteriespeichersystemen mit bidirektionalen Wechselrichtern eine kurzzeitige Ladung aus dem Netz sowie Entladung in das Netz nicht vermeiden. Ist der Batteriespeicher DC-gekoppelt und über einen unidirektionalen Wechselrichter mit dem Hausnetz verbunden, kommt es durch die Regelträge systembedingt nur zur Entladung in das Netz.

Zum besseren Verständnis der regelträgebedingten Effekte bei AC-gekoppelten PV-Speichersystemen ist es notwendig, die resultierenden Energieflüsse im zeitlichen Verlauf näher zu betrachten. Bild 1 (rechts) zeigt einen fiktiven Verlauf der Differenzleistung (PV-Leistung abzüglich der elektrischen Last) sowie der Batterieleistung über einen Zeitraum von sieben Zeitschritten. Vereinfacht wird davon ausgegangen, dass sich die jeweiligen Leistungswerte nur sprunghaft ändern sowie ausreichend Speicherkapazität zur Be- und Entladung zur Verfügung steht. Des Weiteren wird dem Batteriespeicher eine Regelträge von der Länge eines Zeitschritts unterstellt. In der Regelungstechnik wird diese Reaktionszeit auch als Totzeit bezeichnet. Positive Werte der Differenzleistung kennzeichnen einen Leistungsüberschuss, wohingegen die Differenzleistung bei Leistungsdefiziten negative Werte annimmt. Somit ist die Batterieleistung während der Entladung negativ und während der Ladung positiv.

Beim Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Differenz- und Batterieleistung wird deutlich, dass sich beide Leistungskurven nur teilweise überlappen. Da die Batterieleistung aufgrund der angesetzten Totzeit an die Leistungsbilanz im vorherigen Zeitschritt angepasst wird, muss der verbleibende Lastbedarf im ersten und zweiten Zeitschritt durch das Netz gedeckt werden. Die erhöhte Batterieentladeleistung im dritten Zeitschritt resultiert wiederum in einer Rückspeisung in das Netz. Auch im darauffolgenden Zeitschritt entlädt der Batteriespeicher sich in das Netz, wobei gleichzeitig auch die überschüssige PV-Leistung in das Netz eingespeist wird. Zu dieser Situation kommt es somit bei einem Wechsel von negativen zu positiven Werten der Differenzleistung. Da im sechsten Zeitschritt die Batterieladeleistung die Differenzleistung übersteigt, wird die Batterieladung zum Teil durch das Netz gedeckt. Im siebten Zeitschritt wird bedingt durch den Vorzeichenwechsel der Differenzleistung sowohl der Batteriespeicher als auch die residuale Last durch das Netz versorgt.

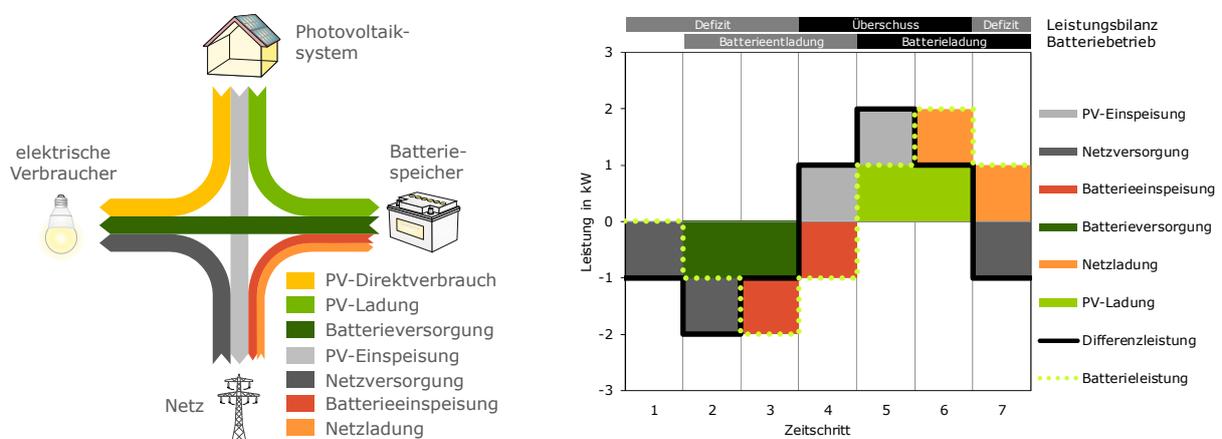


Bild 1 Links: Energieflüsse in Wohngebäuden mit AC-gekoppelten PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von Regelträge. Rechts: Fiktiver Verlauf der Energieflüsse in einem Haus mit AC-gekoppelten PV-Speichersystem bei einer Totzeit von der Länge eines Zeitschritts.

3 Methodik der Simulationsstudie

Um den jährlichen Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Batteriespeicher zu quantifizieren, wurde das Systemverhalten eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems in einsekündiger Auflösung simuliert. Die zugrundeliegenden Eingangsdaten und Modelle werden im Folgenden kurz vorgestellt.

3.1 Eingangsdaten

Zur Simulation der Leistungsabgabe des PV-Systems wird auf meteorologische Messdaten der Universität Oldenburg zurückgegriffen [6]. Der verwendete Datensatz enthält Messwerte der Lufttemperatur sowie Global- und Diffusbestrahlungsstärke für das Jahr 2014 in einer zeitlichen Auflösung von 1 s. In diesem Zeitraum wurde am Standort Oldenburg eine Globalbestrahlungssumme auf der horizontalen Ebene von 1065 kWh/m² erfasst.

Eine weitere Datenbasis stellen Messdaten des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) sowie der TU Wien mit Zeitreihen des Stromverbrauchs verschiedener Haushalte dar [7], [8]. Durch eine Lastprofilsynthese wurden aus beiden Datensätzen einsekündige Lastprofile über einen Zeitraum von einem Jahr erstellt [9]. Für diese Untersuchung wird das Lastprofil eines Haushalts mit einem jährlichen Strombedarf von rund 5000 kWh verwendet. Bild 2 veranschaulicht für zwei exemplarische Tage den tageszeitlichen Verlauf sowie die charakteristischen Fluktuationen des Lastprofils.

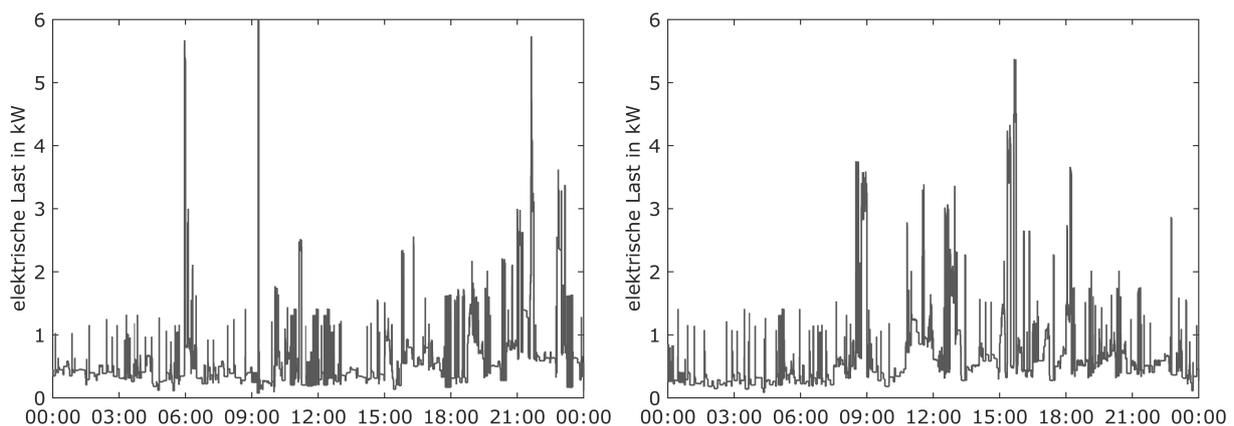


Bild 2 Verlauf des einsekündigen Lastprofils an zwei ausgewählten Tagen.

3.2 Simulationsmodelle

Auf Grundlage der horizontal erfassten Messdaten der Bestrahlungsstärke wird zunächst die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene des südlich ausgerichteten und um 35° geneigten PV-Generators durch geometrische Zusammenhänge sowie mit dem Model von Klucher berechnet [10]. Zusätzlich wird die Lufttemperatur in der Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Systems berücksichtigt, dessen elektrisches Verhalten durch empirische Modelle abgebildet wird [11], [12]. Die maximale Leistungsabgabe des PV-Systems ist auf 1 kW/kWp begrenzt und die Nennleistung mit 5 kWp angesetzt. Der berechnete Jahresertrag des PV-Systems beläuft sich auf 1015 kWh/kWp. Bild 3 stellt den Verlauf der simulierten PV-Leistung an zwei Tagen mit unterschiedlichen Bewölkungsverhältnissen gegenüber. Während an dem bedeckten Tag (links) die Leistung des PV-Systems nur geringen Schwankungen ausgesetzt ist, fallen die PV-Leistungsfluktuationen an dem wechselnd bewölkten Tag aufgrund von durchziehenden Wolken deutlich größer aus (rechts).

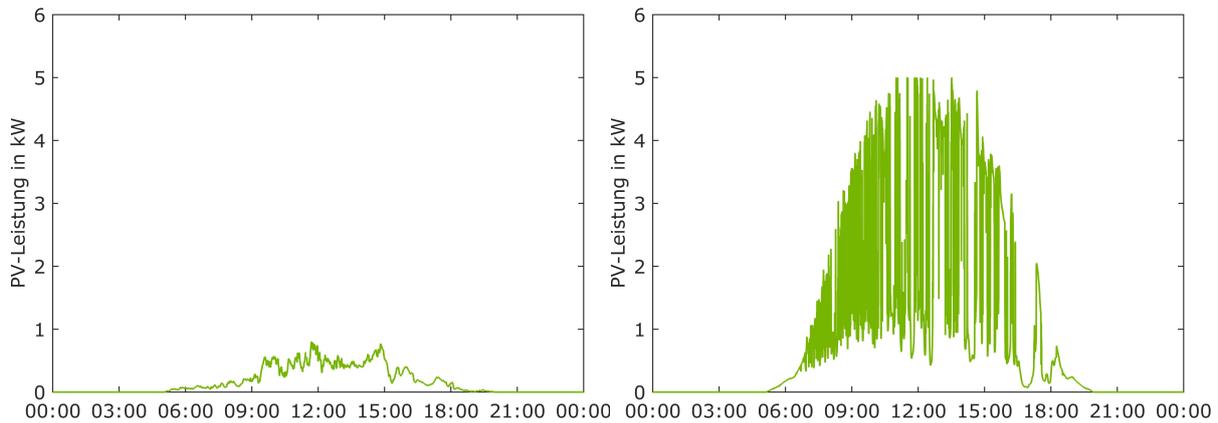


Bild 3 Berechnete einsekündige Leistungsabgabe des 5-kWp-PV-Systems an einem bedeckten (links) und wechselnd bewölkten Tag (rechts).

Sowohl die Zeitreihen der elektrischen Last als auch die Zeitreihen der PV-Leistung gehen in die Simulation des Lade- und Entladeverhaltens des Batteriespeichers ein. Der Wirkungsgrad des AC-gekoppelten Lithium-Ionen-Speichers wird durch konstante Verlustfaktoren modelliert [13]. Die maximale Leistung des Batteriewechselrichters ist auf 1 kW/kWh angesetzt und die nutzbare Speicherkapazität mit 5 kWh angenommen. Die implementierte eigenversorgungsoptimierte Ladestrategie zielt auf eine frühzeitige Batterieladung ab und spiegelt damit das Betriebsverhalten marktüblicher Speichersysteme wieder. Darüber hinaus liegt den Berechnungen die vereinfachte Annahme zugrunde, dass sich die Regelträgeit des Batteriespeichers durch eine Regelstrecke mit Totzeit und Verzögerung 1. Ordnung (PT1-Glied) beschreiben lässt. Zudem wird von einer identischen Reaktionsfähigkeit des Batteriespeichers während der Ladung und Entladung ausgegangen.

4 Sensitivitätsanalyse

Um dediziert die Effekte der Regelabweichungen aufzuzeigen, werden im Folgenden einsekündige Simulationen mit unterschiedlichen Totzeiten und Zeitkonstanten des PT1-Gliedes durchgeführt (Bild 3). Zunächst wird der Einfluss beider Parameter auf den Netzaustausch getrennt voneinander betrachtet. Im Anschluss wird durch Parametervariationen analysiert, wie sich unterschiedliche Systemgrößen auf die Simulationsergebnisse auswirken.

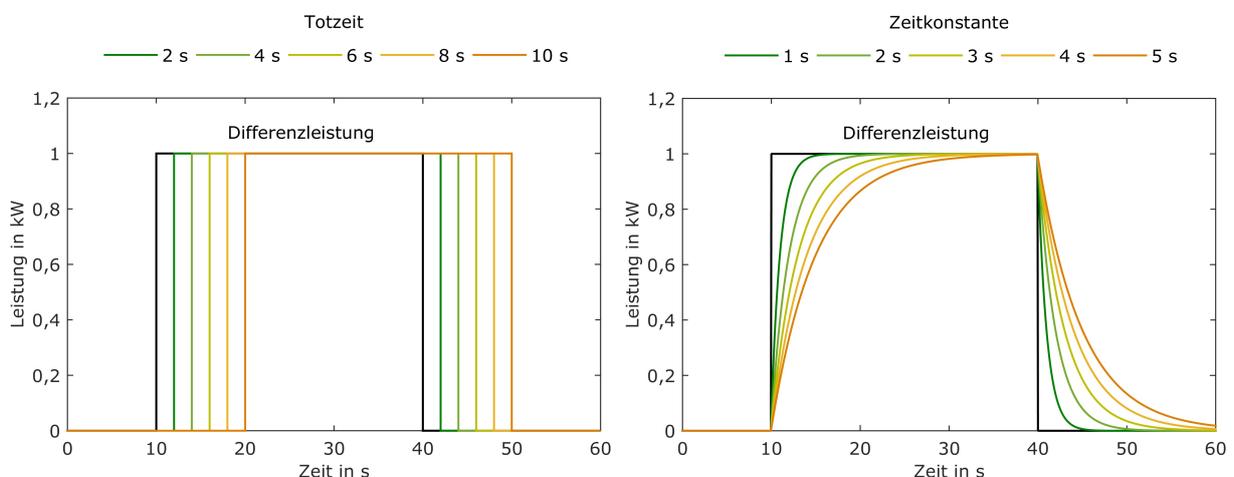


Bild 4 Anpassung der Batterieleistung an die sprungartige Änderung der Differenzleistung (schwarz) bei Variation der Totzeit bis 10 s (links) und Variation der Zeitkonstante bis 5 s (rechts).

4.1 Einfluss der Totzeit

Da bereits die Messwerterfassung und -verarbeitung mit zeitlichen Verzögerungen behaftet ist, lassen sich Totzeiten im Regelverhalten von PV-Speichersystem nicht vermeiden. Somit folgt die Be- und Entladeleistung der Differenzleistung um die Totzeit verzögert. In Bild 5 ist die überschüssige PV-Leistung über einen Zeitraum von 5 min an einem Tag mit fluktuierenden Bewölkungsverhältnissen dargestellt. Die Einbrüche in der Differenzleistung sind weitgehend auf bewölkungsbedingte Reduktionen der PV-Leistung zurückzuführen. Bild 5 (links) zeigt die resultierenden Leistungsflüsse bei einer unterstellten Totzeit von 5 s. Der zeitliche Versatz zwischen der Batterielade- und Differenzleistung führt bei zunehmender Überschussleistung zu der bereits in Abschnitt 2 beschriebenen zusätzlichen Netzeinspeisung. Bei einem Abfall der überschüssigen PV-Leistung kommt es durch das totzeitbehaftete Regelverhalten zeitweise zur Ladung des Batteriespeichers aus dem Netz. Fällt die Totzeit größer aus, steigt sowohl die Netzeinspeisung als auch die Netzladung an, wie sich aus Bild 5 (rechts) bei einer Totzeit von 10 s ablesen lässt.

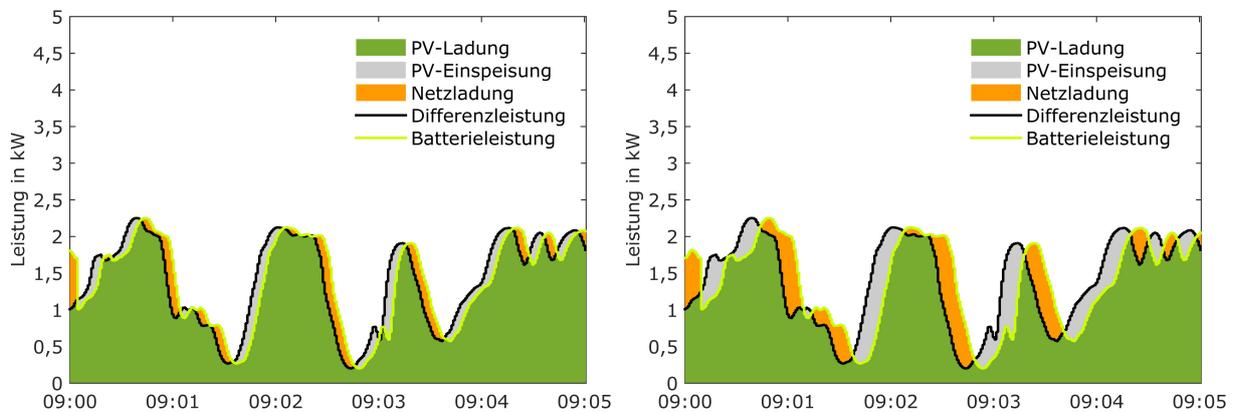


Bild 5 Resultierende Leistungsflüsse während der Batterieladung bei einer Totzeit von 5 s (links) und 10 s (rechts).

Ferner macht sich der Einfluss der Totzeit während der Batterieentladung bemerkbar. Bild 6 vergleicht das Entladeverhalten des betrachteten Systems und die Leistungsflüsse bei einer Totzeit von 5 s (links) und 10 s (rechts). Im dargestellten Zeitraum sind ausgeprägte Lastsprünge zu erkennen, die in der Regel durch die Nutzung unterschiedlicher Haushaltsgeräte hervorgerufen werden. Durch die zeitverzögerte Anpassung der Batterieentladeleistung ist eine Diskrepanz zwischen der Batterieentladung und dem tatsächlichen Lastbedarf zu erkennen. Infolgedessen wird nach einem abrupten Lastanstieg der zusätzliche Lastbedarf zunächst durch Netzbezug gedeckt. Dagegen kommt es nach einem Lastabfall zur Entladung des Batteriespeichers in das Netz. Bei taktenden Verbrauchern kann es je nach Totzeit und Frequenz der Taktung zu der Situation kommen, dass die Batterieentladung asynchron zum erforderlichen Bedarf erfolgt. Insbesondere kurzzeitige Lastspitzen, die beispielsweise durch elektrische Kochfelder hervorgerufen werden, lassen sich daher bei höheren Totzeiten nicht oder nur teilweise durch den Batteriespeicher versorgen. Ein Anstieg der Totzeit ist daher mit einem erhöhten Netzbezug sowie einer Zunahme der Netzeinspeisung aufgrund der Batterieentladung in das Netz verbunden. Die vom Batteriespeicher in das Netz eingespeiste Energie trägt außerdem nicht zur beabsichtigten Reduktion des Netzbezugs bei.

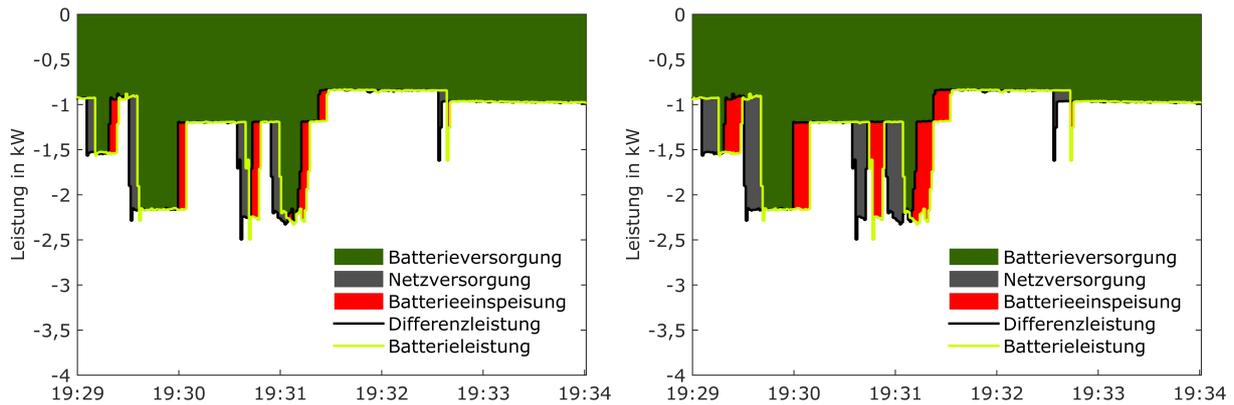


Bild 6 Resultierende Leistungsflüsse während der Batterieentladung bei einer Totzeit von 5 s (links) und 10 s (rechts).

Um den totzeitbedingten Anstieg des jährlichen Netzbezugs und der jährlichen Netzeinspeisung aufzuzeigen, wurden Simulationen mit variierender Totzeit von bis zu 10 s über ein gesamtes Jahr durchgeführt. Im Referenzfall ohne jegliche Totzeit lässt sich bei der betrachteten Systemkonfiguration der jährliche Netzbezug durch das PV-Speichersystem auf 2238 kWh/a reduzieren. Die jährliche Netzeinspeisung liegt in diesem Fall bei 2059 kWh/a. Bild 7 zeigt auf, wie bei einer Zunahme der zeitlichen Verzögerung der Speichersystemregelung der Netzaustausch ansteigt. Die Zunahme der Netzeinspeisung ist zum einen bedingt durch die erhöhte PV-Einspeisung und zum anderen durch die Batterieeinspeisung in das Netz (Bild 7 links). Die erhöhte Netzversorgung sowie die Ladung des Batteriespeichers mit Netzstrom hat einen Anstieg des Netzbezugs zur Folge (Bild 7 rechts). Beim Vergleich beider Abbildungen wird deutlich, dass der Netzbezug und die Netzeinspeisung jeweils um den gleichen Betrag ansteigen. Dies ist durch das rein totzeitbehaftete Regelverhalten bedingt, da die positiven und negativen Fluktuationen der Differenzleistung über das Jahr gesehen identisch sind. Im Vergleich zur idealen Systemregelung ohne Zeitverzug steigt bei einer Totzeit von 5 s die aus dem Netz bezogene sowie in das Netz eingespeiste Energiemenge um jeweils 90 kWh/a an. Dieser Wert erhöht sich auf rund 140 kWh/a, wenn die Regelung mit einer Totzeit von 10 s behaftet ist. Somit besteht kein linearer Zusammenhang zwischen dem Anstieg des Netzaustauschs und der Totzeit. Auffällig ist des Weiteren, dass weniger Energie aus dem Netz zur Batterieladung bezogen als aus dem Batteriespeicher in das Netz eingespeist wird. Dies lässt sich zum einen mit den stärkeren Fluktuationen der Last im Vergleich zu den Fluktuationen der PV-Leistung begründen, da die Batterieeinspeisung vorwiegend durch Lastfluktuationen hervorgerufen wird. Zum anderen wird der Batteriespeicher oftmals über einen längeren Zeitraum entladen, als mit überschüssiger PV-Leistung geladen. Es lässt sich somit festhalten, dass die Netzeinspeisung und der Netzbezug umso höher sind, je größer die Totzeit der Systemregelung ist.

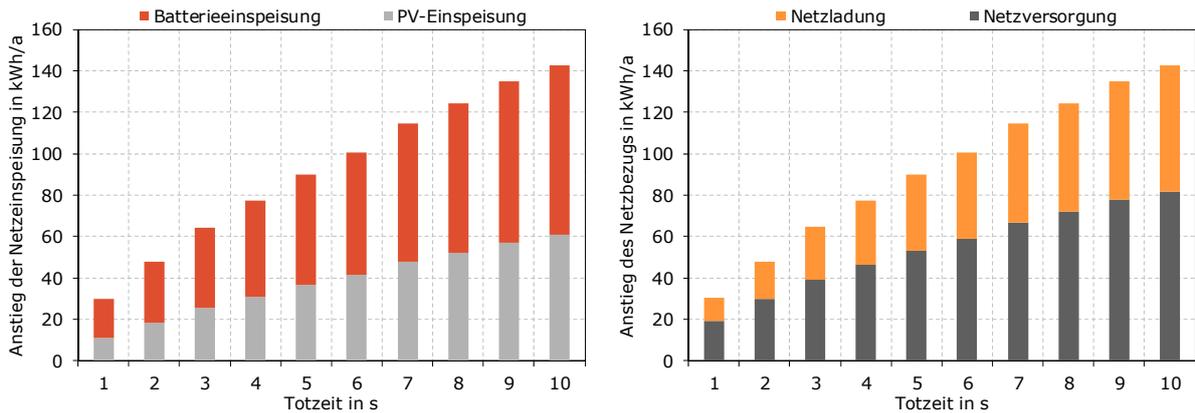


Bild 7 Zunahme der Netzeinspeisung (links) und des Netzbezugs (rechts) bei Variation der Totzeit.

4.2 Einfluss der Zeitkonstante

In der Praxis folgt die Batterieleistung aus regelungstechnischen Gründen der Differenzleistung oft nicht nur um die Totzeit verzögert, sondern zusätzlich gedämpft. Das Einschwingverhalten eines Verzögerungsglieds 1. Ordnung lässt sich durch dessen Zeitkonstante beschreiben. Die Zeitkonstante gibt die Zeitspanne an, nach der die Regelgröße 63% des Endwerts erreicht hat. Nach einem Zeitintervall, das dem Fünffachen der Zeitkonstante entspricht, gilt der Einschwingvorgang als weitgehend abgeschlossen, da 99,3% des stationären Endwerts erreicht sind. Um zunächst ausschließlich die Auswirkungen unterschiedlicher Zeitkonstanten auf die Leistungsflüsse aufzuzeigen, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass das Regelverhalten nicht totzeitbehaftet ist.

Bild 8 zeigt den Einfluss der Zeitkonstanten auf die resultierenden Leistungsflüsse während der Batterieladung über einen Zeitraum von 5 min. Wie zu beobachten ist, reagiert der Batteriespeicher durch Anpassung der Ladeleistung gedämpft auf die Änderung der Differenzleistung. Dadurch ist im Gegensatz zum rein totzeitbehafteten Ladeverhalten während des Ladevorgangs der Verlauf der Differenzleistung und Batterieleistung nicht identisch.

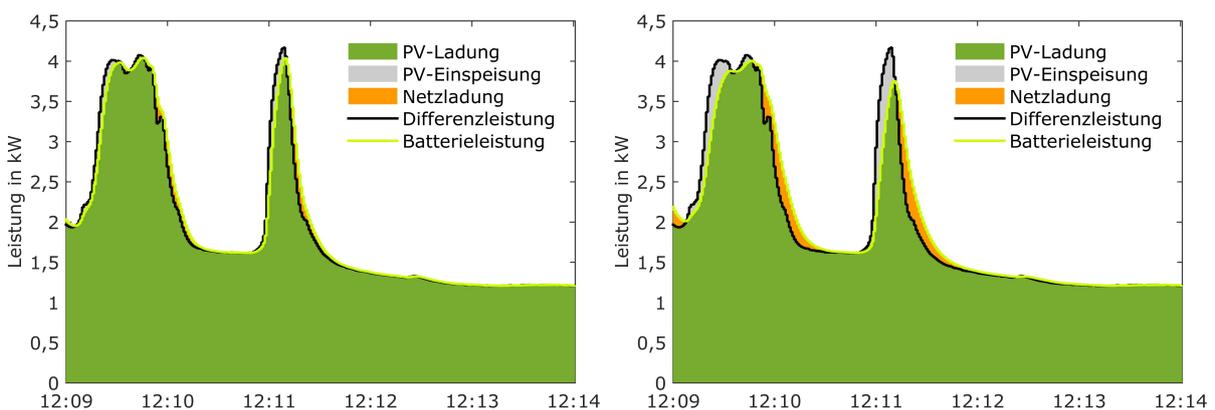


Bild 8 Resultierende Leistungsflüsse während der Batterieladung bei einer Zeitkonstante von 2,5 s (links) und 5 s (rechts).

Das träge Ladeverhalten führt außerdem zur zusätzlichen Einspeisung von überschüssiger PV-Energie sowie zur Ladung mit Netzstrom. Beim Vergleich der Batterieladung mit einer Zeitkonstanten von 2,5 s (Bild 8 links) und 5 s (Bild 8 rechts) ist ein Anstieg des Netzaustauschs bei größerer

Verzögerung zu erkennen. Insbesondere kurzzeitige PV-Leistungsspitzen werden bei steigender Zeitkonstante nur noch anteilig zur Ladung des Batteriespeichers genutzt.

Bild 9 veranschaulicht während des Entladevorgangs die Anpassung der Batterieleistung an die Differenzleistung bei einer Zeitkonstante von 2,5 s (links) und 5 s (rechts) für einen Zeitraum mit mehreren sprungartigen Laständerungen. Einem abrupten Lastanstieg (Abfall der Differenzleistung) kann die Batterieleistung nur zeitverzögert folgen, was einen erhöhten Netzbezug mit sich bringt. Bricht die Last im Anschluss wieder ein, wird die erhöhte Batterieentladung durch Einspeisung in das öffentliche Netz ausgeglichen. Auch während der Batterieentladung führt eine erhöhte Zeitkonstante zu einem Anstieg des Netzaustauschs.

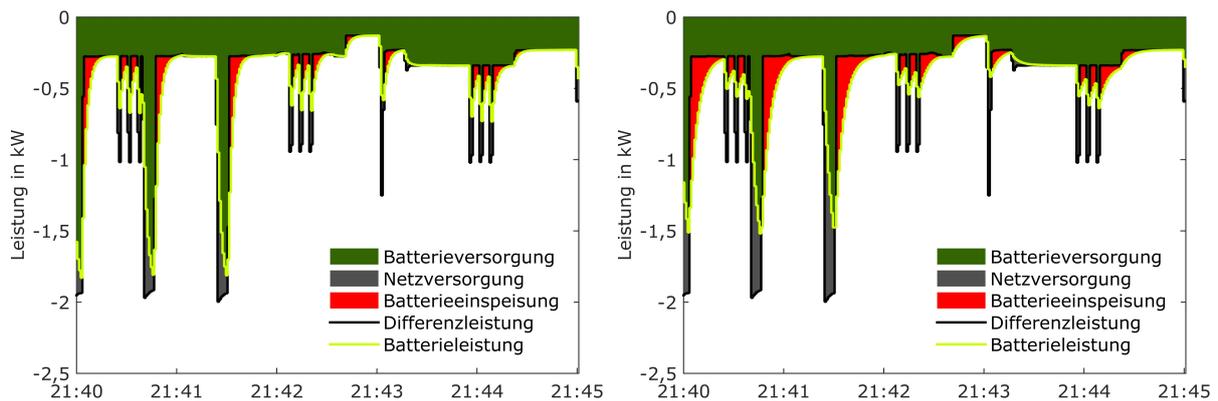


Bild 9 Resultierende Leistungsflüsse während der Batterieentladung bei einer Zeitkonstante von 2,5 s (links) und 5 s (rechts)

In Bild 10 sind die Auswirkungen der Zeitkonstante auf die jährliche Energiebilanz im Vergleich zum verzögerungsfreien Referenzfall dargestellt. Wie erwartet nimmt mit steigender Zeitkonstante sowohl die Netzeinspeisung als auch der Netzbezug zu. Bei einer Zeitkonstante von 2,5 s erhöht sich die Netzeinspeisung und der Netzbezug um rund 37 kWh/a. Entspricht die zeitliche Verzögerung der Systemregelung einer Zeitkonstante von 5 s, steigen die Netzeinspeisung und der Netzbezug gegenüber dem Referenzfall um 65 kWh/a an. Dass die zusätzliche Netzversorgung höher als die Batterieeinspeisung ausfällt, deutet auf höhere Gradienten bei sinkender als bei steigender Differenzleistung aufgrund von Lastsprüngen während der Entladung hin.

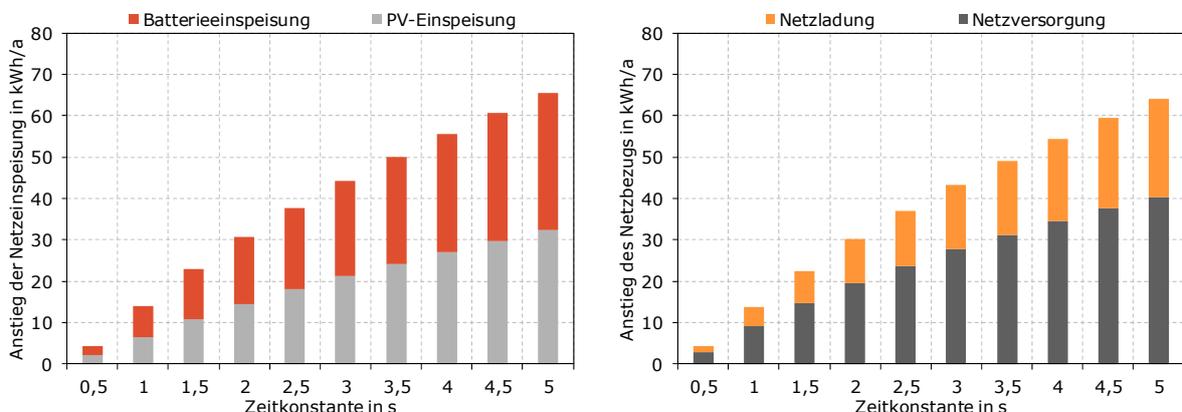


Bild 10 Zunahme der Netzeinspeisung (links) und des Netzbezugs (rechts) bei Variation der Zeitkonstante.

4.3 Einfluss der Totzeit und Zeitkonstante

In der Praxis ist das Regelverhalten von PV-Batteriesystemen meist sowohl totzeitbehaftet als auch mit zeitlichen Verzögerungen verbunden. Nachdem zuvor die Einflüsse der Totzeit und Zeitkonstanten getrennt voneinander betrachtet wurden, werden nachfolgend beide Einflussgrößen gemeinsam analysiert. Bild 11 vergleicht den Anstieg der Netzeinspeisung (links) und des Netzbezugs (rechts) für Totzeiten bis 10 s und Zeitkonstanten bis 5 s. Ohne Totzeit steigen je nach Zeitkonstante der Netzbezug und die Netzeinspeisung für die untersuchte Systemdimensionierung um bis zu 65 kWh/a an (vgl. Bild 10). Mit zunehmender Totzeit fällt der zeitkonstantenbedingte Anstieg des Netzaustauschs allerdings geringer aus. Ergibt sich im Regelverhalten eine Totzeit von 10 s, erhöht sich der Netzaustausch durch eine zusätzliche Zeitkonstante von 5 s nur noch um 20 kWh/a. Bei hohen Totzeiten kann eine zusätzliche zeitliche Verzögerung der Batterieleistung auf das Lade- und Entladeverhalten dämpfend wirken. Daher ist Einfluss der Zeitkonstante auf die Energiebilanz bei geringen Totzeiten ausgeprägter als bei größeren Totzeiten.

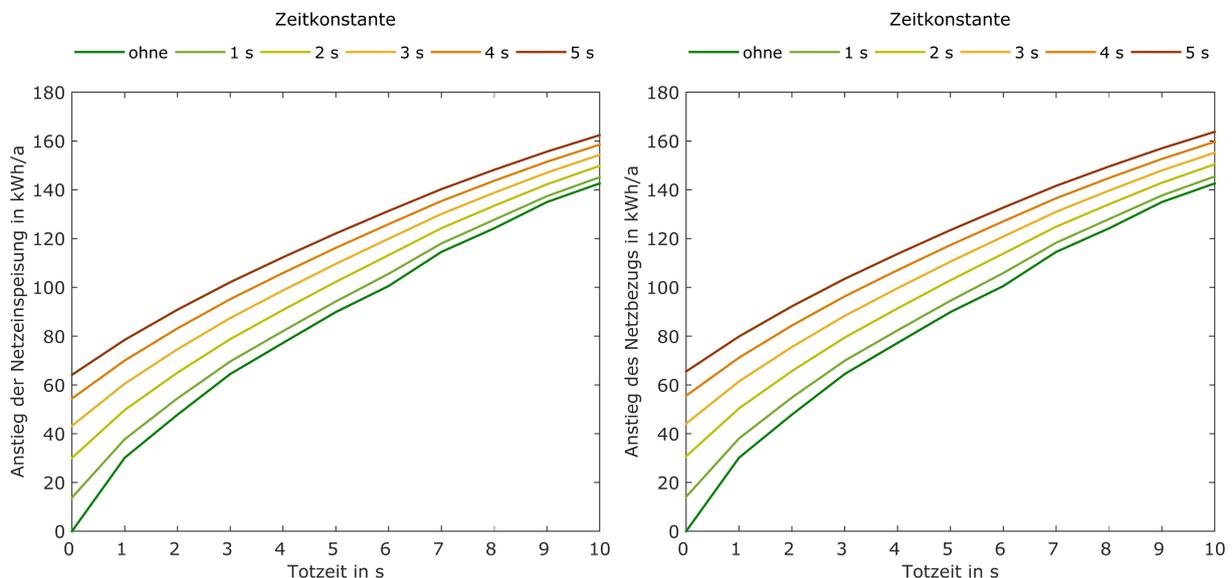


Bild 11 Zunahme der Netzeinspeisung (links) und des Netzbezugs (rechts) bei Variation der Totzeit und Zeitkonstante.

4.4 Einfluss der Systemdimensionierung

Die Auswirkungen der Regelträgheiten wurden zuvor für ein PV-Speichersystem mit einer PV-Nennleistung von 5 kWp und einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh veranschaulicht. Im Folgenden wird untersucht, inwiefern für eine Systemregelung mit einer Totzeit von 5 s die Systemdimensionierung den Energieaustausch mit dem Netz beeinflusst. Bild 12 (links) stellt die Abhängigkeit des zusätzlichen Netzbezugs von der Größe des PV-Systems und des Batteriespeichers dar. Für jede Systemkonfiguration wurde hierzu zunächst der Netzbezug ohne zeitverzögerte Speicherregelung bestimmt, um anschließend den Anstieg des Netzbezugs durch die Totzeit von 5 s zu ermitteln. Für eine rein totzeitbehaftete Systemregelung gilt, dass der Anstieg des Netzbezugs dabei mit dem Anstieg der Netzeinspeisung identisch ist (vgl. Bild 7). Wie Bild 12 (links) entnommen werden kann, steigt bei konstanter PV-Leistung mit zunehmender Speicherkapazität der totzeitbedingte zusätzliche Netzbezug gegenüber den Ergebnissen der idealen Systemregelung an. Wird nur die PV-Leistung variiert, hat die steigende PV-Leistung zunächst einen Anstieg des zusätzlichen Netzbezugs zur

Folge. Allerdings sinkt bei größeren PV-Systemen der totzeitbedingte Netzbezug wieder. Dies liegt daran, dass sich die Batterieentladung mit steigender PV-Leistung und Speicherkapazität zunehmend in Zeiträume mit geringeren Lastfluktuationen in der Nacht verlagert. Für das Referenzsystem (5 kWp PV-Leistung und 5 kWh Speicherkapazität) resultiert die Totzeit von 5 s in einem um 90 kWh/a höheren Netzbezug. Sind das PV-System und der Batteriespeicher doppelt so groß, beläuft sich der zusätzliche Netzbezug auf knapp 120 kWh/a.

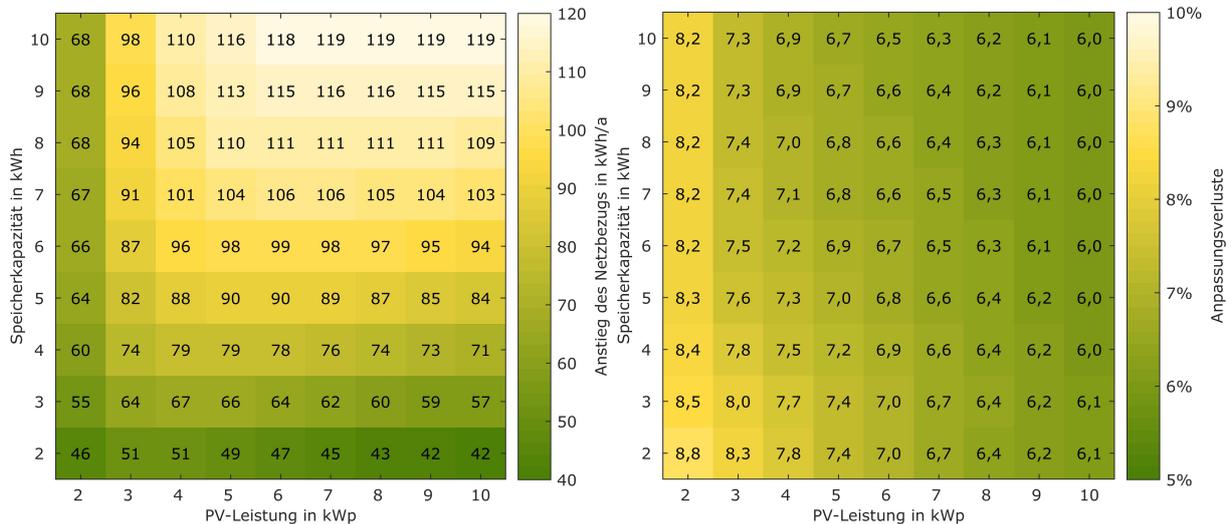


Bild 12 Einfluss der PV-Leistung und nutzbaren Speicherkapazität auf den erhöhten Netzbezug (links) sowie die Anpassungsverluste (rechts) bei einer Totzeit der Systemregelung von 5 s.

Bei der Interpretation des absoluten Anstiegs des Netzbezugs ist zu beachten, dass je nach Systemgröße der Energiedurchsatz durch den Speicher variiert. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse kann es daher vorteilhaft sein, den zusätzlichen Netzbezug ΔE_{NB} ins Verhältnis zur entladenen Energiemenge E_{BE} zu setzen. Die regelträgheitsbedingten Anpassungsverluste (Mismatch-Verluste) v lassen sich daher wie folgt berechnen:

$$v = \frac{\Delta E_{NB}}{E_{BE}} \quad (1)$$

Diese Anpassungsverluste der Speichersystemregelung entsprechen dabei auch dem Quotienten aus dem zusätzlichen Netzbezug zum theoretisch vermeidbaren Netzbezug und erlauben Rückschlüsse darüber, wie effektiv der Batteriespeicher zur Reduktion des Netzbezugs eingesetzt wird. Bild 12 (rechts) stellt die berechneten jahresmittleren Anpassungsverluste für die untersuchten Systemkonfigurationen dar. Wie sich der Abbildung entnehmen lässt, fallen die Anpassungsverluste umso größer aus, je kleiner beide Systemkomponenten sind. Wird ein 2-kWh-Batteriespeicher in Kombination mit einem 2-kWp-PV-System eingesetzt, ergeben sich bei einer Totzeit von 5 s mittlere Anpassungsverluste in Höhe von 8,8%. Für die größte untersuchte Systemkonfiguration mit einer PV-Leistung von 10 kWp und einer nutzbaren Speicherkapazität von 10 kWh belaufen sich die Anpassungsverluste auf 6%. Dies verdeutlicht, dass die Regelträgheiten den theoretisch vermeidbaren Netzbezug um einen nicht zu vernachlässigenden Anteil reduzieren können.

Da für den Anlagenbetreiber die finanziellen Einbußen aufgrund der Regelträgheiten entscheidend sind, soll abschließend eine ökonomische Bewertung der Berechnungsergebnisse folgen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die monetären Verluste aufgrund des erhöhten Netzbezugs teilweise durch

die gestiegene Netzeinspeisung kompensieren lassen. Nimmt man die Vergütung der Netzeinspeisung mit 12 ct/kWh sowie den Strombezugspreis mit 28 ct/kWh an, hat die Totzeit von 5 s bei der kleinsten untersuchten Systemkonfiguration einen ökonomischen Verlust von 7 € pro Jahr zur Folge. Bei dem Referenzsystem mit einer PV-Leistung von 5 kWp und einer Speicherkapazität von 5 kWh ergeben sich jährliche Mehrausgaben von fast 15 €. Über die Nutzungsdauer von 20 Jahren können sich daher die erhöhten Ausgaben auf 300 € aufsummieren. Sinkt die Einspeisevergütung oder steigt der Netzbezugspreis zukünftig, kann der finanzielle Nachteil sogar noch höher ausfallen.

In Praxis ist darüber hinaus mit weiteren Unsicherheiten bei der Regelung der Batterieleistung zu rechnen. Zum einen kann ein diskontinuierliches Abtastintervall der Messwerterfassung zu erhöhten Abweichungen zwischen der Batterie- und Differenzleistung führen. Zum anderen ist die Leistungsmessung mit Ungenauigkeiten verbunden, weshalb es zu zusätzlichen Fehlanpassungen und finanziellen Einbußen kommen kann.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde der Einfluss von Regelträgheiten auf die Energieflüsse von PV-Batteriesystemen durch einsekündige Simulationsrechnungen untersucht. Hierzu wurden zunächst anhand eines theoretischen Beispiels die Ursachen für den regelträgheitsbedingten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs aufgezeigt. Anschließend wurden durch Simulationsrechnungen die sich ergebenden Änderungen im Netzaustausch für unterschiedliche Totzeiten und Zeitkonstanten quantifiziert. Es konnte gezeigt werden, dass die Regelträgheiten einen nicht unerheblichen Einfluss auf die jährliche Energiebilanz von PV-Batteriesystemen haben können. Für das untersuchte Referenzsystem (5 kWp PV-Leistung und 5 kWh Speicherkapazität) bringt eine Totzeit in der Speichersystemregelung von 5 s einen Anstieg des Netzbezugs und der Netzeinspeisung um jeweils 90 kWh/a mit sich. Bezieht man den erhöhten Netzbezug auf den theoretisch durch den Batteriespeicher vermeidbaren Netzbezug, ergeben sich daraus für die betrachtete Systemkonfiguration regelträgheitsbedingte Anpassungsverluste in Höhe von 7%. Mit dieser eingeführten Bewertungsgröße lässt sich somit der durch die Regelträgheiten verringerte Nutzen des Batteriespeichers bestimmen. Daher kann festgehalten werden, dass regelträgheitsbedingte Anpassungsverluste eine nicht zu vernachlässigende Größenordnung einnehmen können. Um Unterschiede im Regelverhalten verschiedener Batteriespeichersysteme aufzuzeigen, müssen daher geeignete Testverfahren zur Charakterisierung der dynamischen Systemperformance weiterentwickelt und etabliert werden (vgl. [14]).

Danksagung

Die präsentierten Ergebnisse sind im „Verbundvorhaben: Langlebige Qualitätsmodule für PV-Systeme mit Speicheroption und intelligentem Energiemanagement (LAURA) Teilvorhaben: Energiemanagement und Optimierung von Photovoltaiksystemen mit Batterie- und Wärmespeichern (PVstore)“ entstanden (Förderkennzeichen: 0325716G). Die Autoren danken dem Projektträger Jülich (PtJ) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Literaturverzeichnis

- [1] N. Kreutzer, J. Schiel, M. Rothert: „Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und Lessons Learned“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [2] V. Eichler: „Kleinsteuerungen in solaren Energiespeichern“, *etz elektrotechnik & automation*, Nr. 12/2013, S. 51–53.
- [3] M. Braun, K. Büdenbender, M. Landau, D. U. Sauer, D. Magnor, A. U. Schmiegel: „Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen - Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance“, in *25. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2010.
- [4] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Reaktionsvermögen von Solarstromspeichern“, *pv magazine*, Nr. 06, S. 50 – 52, 2015.
- [5] K.-P. Kairies, D. Haberschusz, D. Magnor, M. Leuthold, J. Badeda, D. U. Sauer: „Wissenschaftliches Mess-und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Jahresbericht, 2015.
- [6] J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, E. Lorenz: „Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014“. 10.1594/PANGAEA.847830, 2015.
- [7] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner, C. Karner: „Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme“, Wien, Endbericht, Aug. 2012.
- [8] P. Hoffman, G. Frey, M. Friedrich, S. Kerber-Clasen, J. Marschall, M. Geiger: „Praxistest ‚Moderne Energiesparsysteme im Haushalt‘“, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken, März 2012.
- [9] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, V. Quaschnig: „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [10] T. M. Klucher: „Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces“, *Sol. Energy*, Bd. 23, Nr. 2, S. 111–114, Jan. 1979.
- [11] H. G. Beyer, G. Heilscher, S. Bofinger: „Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems“, in *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [12] H. Schmidt, D.-U. Sauer: „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996.
- [13] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Sizing of Residential PV Battery Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 46, S. 78–87, 2014.
- [14] F. Niedermeyer, J. von Appen, T. Kneiske, M. Braun, A. Schmiegel, N. Kreutzer, M. Rothert, A. Reischl: „Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.