15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb

Michael Kain[1], **Alfons Haber**[1], **Matthias Gaderer**[2]

[1]Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut,
michael.kain@haw-landhut.de, +49 (0) 871 506 423, www.haw-landshut.de
alfons.haber@haw-landshut.de, +49 (0) 871 506 230, www.haw-landshut.de
[2]TUM Campus Straubing, Schulgasse 16, 94315 Straubing
gaderer@tum.de, +49 (0) 9421 187 100, www.res.wzw.tum.de

Kurzfassung:

Die Anzahl und der Einsatz von Batteriespeichern (auf Basis der Umwandlung chemischer Energie) bei den Endverbrauchern von elektrischer Energie ändern sich fortwährend. Zukünftig wird diese Zunahme, u.a. aufgrund des Auslaufens von Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien in Deutschland sowie der resultierenden Stromgesamtkosten bei sinkenden Speicherpreisen noch verstärkt. Dies führt zur progressiven Marktdurchdringung der Speicher, die mit einer Veränderung des leistungsmäßigen Strombezugs einhergeht. Aus netztechnischer Sicht sind hierdurch mehrere Punkte zu betrachten, die sich u.a. aufgrund des betrieblichen Einsatzes der Speicher und der sicheren Stromversorgung ergeben.

Neben der Analyse von Energiespeichern zum leistungsmäßigen Laden und Entladen, insbesondere auf die zeitgleiche Leistungsbetrachtung der Erzeugungs- und Lastsituation, werden netztechnische Anforderungen in Bezug auf den sicheren Betrieb dieser Speicher erstellt. Grundlegend werden hierfür u.a. die technischen Regelwerke sowie daraus resultierende Orientierungsrichtlinien verwendet.

Anhand des Überblicks der technischen Anschlussbedingungen von Energiespeichern im Niederspannungsnetz und deren Evaluierung im Hinblick auf sichere, markt-, kunden- und netzorientierte Integration lässt sich eine stabile Stromversorgung mit steigendem regenerativem Erzeugungsanteil leichter verwirklichen. Zusätzlich werden Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie im Zusammenhang mit den Netzparallelbetrieb von Speichern verifiziert. Die Übersichten und resultierenden Schlussfolgerungen ermöglichen weiterführende Modelle für die Netzanalyse und für die sicherheitstechnischen Aspekte des Stromnetzes, insbesondere für die Parameter der zeitsynchronen Lade- und Entladevorgänge von Energiespeichern. Aufgrund dessen liefern die durchgeführten Betrachtungen ebenfalls die Grundlage für weiterführende Betrachtungen von unterschiedlichen Speichern, u.a. auch für die E-Mobilität.

Keywords: Energiespeicher, Batteriespeichersysteme, Integration, Betriebsmodi, Speichermanagement, Netzintegration

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

1 Einleitung

Batteriespeichersysteme erfreuen sich insbesondere in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen bei den Endverbrauchern elektrischer Energie steigender Beliebtheit. Zu Zeiten hoher Einspeisevergütungen in Deutschland bestand die gängige Praxis darin, möglichst die gesamte Erzeugung an das Netz abzugeben und den Eigenbedarf mit dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu decken. Die Intention der Anlagenbetreiber ist dagegen heute und zukünftig aufgrund des Auslaufens der Einspeisevergütungen eine andere. Im Fokus steht die Nutzung der bestehenden und zukünftigen dezentralen Erzeugung, mit und ohne öffentliche Förderungen bzw. der weiterführenden Nutzung von Erzeugungsanlagen, wie z.B. Photovoltaik. Hier werden insbesondere unter Berücksichtigung der Grenzkosten von den genannten Erzeugungsanlagen die Speichersysteme für unterschiedliche Betriebsmodi technisch und wirtschaftlich bedeutsam.

Mit der ab dem Jahr 2021 auslaufenden Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland wird die Marktdurchdringung der Speichersysteme weiter zunehmen. Fallende Speicherpreise und veränderte Stromgesamtkosten forcieren diese Entwicklung, da der Betrieb von Speichersystemen immer wirtschaftlicher wird. Der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit jährlich steigenden Redispatchkosten und der Elektromobilität erhöhen die Anforderungen an die Stabilität und Flexibilität der Stromnetze.

Daher gilt es, Betrachtungen und Analysen zu den Energiespeichern nicht nur auf deren Energiemengen zu beziehen, sondern auch auf die leistungsmäßige Beanspruchung beim Laden und Entladen in Abhängigkeit der Erzeugungs- und Lastsituation zu achten. Folgend werden diese am Beispiel von PV-Heimspeichersystemen dargestellt.

Ziel der nachfolgenden Ausführungen ist es, die unterschiedlichen Anforderungen für den Einsatz und den Betrieb von Speichern unter den sicherheitstechnischen Aspekten im Netzprallelbetrieb im Überblick darzustellen und Herausforderungen zu beschreiben. Dadurch soll bei einem ökonomischen kunden-, netz- und marktdienlichen Einsatz von Speichern ein wesentlicher Beitrag für eine sichere und stabile Stromversorgung geschaffen werden.

2 Definition Speichersystem

In den einschlägigen Normen und Literaturquellen werden Energiespeicher oder Speichersysteme aus teilweise unterschiedlichen Blickwinkeln beschrieben, wodurch im Folgenden ein kurzer Überblick zu den technischen Grundvoraussetzungen gegeben wird.

Aktuell existiert keine einheitliche Definition von Stromspeichern im Zusammenhang mit dem Stromnetz. Häufig wird allgemein von wieder aufladbaren Speichern für elektrische Energie auf Basis der Umwandlung chemischer Energie, oder in Bezug auf z.B. Pumpspeicherkraftwerke gesprochen. Eine Konkretisierung der Definition des Speichers, insbesondere auf elektrische, chemische, elektrochemische, mechanische oder thermische Speicherung von Energie und einer zeitlich verzögerten Energieabgabe bzw. Nutzung kann zur besseren Beschreibung beitragen, siehe [1].

Als Energiespeicher werden energietechnische Anlagen bezeichnet, die zur Speicherung von thermischer, mechanischer, chemischer, elektrischer und elektrochemischer Energie

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

eingesetzt werden. Beim Einspeichern nimmt ein Energiespeicher eine bestimmte Energieform auf, hält diese gespeichert vor und gibt sie bei Bedarf wieder ab, siehe [2] Seite 26f. Diese drei Prozessschritte, Einspeichern-Speichern-Ausspeichern, sind jeweils mit Verlusten behaftet und beschreiben einen Zyklus des Speichers.

Im Rahmen dieses Beitrags werden elektrochemische Speichersysteme betrachtet. Diese kombinieren Sekundärzellen mit passender Leistungselektronik und einem Batteriemanagementsystem zu einem Batteriespeichersystem. Die Batteriespeichersysteme sind hier für den Anschluss an das Niederspannungsnetz ausgelegt.

Laut §17 des Energiewirtschaftsgesetzes EnWG [3] besteht für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ ein Anspruch auf Netzanschluss. Wie bereits erwähnt existiert bislang jedoch keine umfassend verbindliche Definition für „Stromspeicher“ bzw. „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, siehe [4] Seite 32.

Ein Speicher ist im „FNN-Hinweis - Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ [5] des Forums Netztechnik/Netzbetrieb definiert als „eine Anlage, die abhängig vom Betriebsmodus entweder elektrische Energie aus dem kundeneigenen Netz bzw. aus dem öffentlichen Netz beziehen oder einspeisen kann.“ Die Art der technischen Umsetzung (Akkumulatoren, Redox-Flow, etc.) ist dabei nicht relevant, siehe [5] Seite 11. In diesen und weiterführenden Fachpublikationen wird häufig der Begriff Batteriespeicher bzw. Batteriespeichersysteme verwendet und beschreibt diese als spezielle Speicher bzw. Speichersysteme auf Basis der Umwandlung elektrochemischer Energie.

Des Weiteren beschreibt der FNN-Hinweis [5] ein Speichersystem als „Ein System, das den Speicher, das Speichermanagementsystem sowie alle zum bestimmungsmäßigen Betrieb auftretenden systemtechnisch notwendigen Komponenten umfasst“, sowie Batteriespeicher und Batteriespeichersysteme als „spezifische Speicher bzw. Speichersysteme auf Basis der Umwandlung chemischer Energie“, siehe [5] Seite 11.

Der Speicherbetrieb beinhaltet die grundsätzliche Möglichkeit, Energie aus dem Netz zu beziehen und wieder einzuspeisen, siehe [4] Seite 32. Werden Speicher geladen, gelten sie als Verbraucher, werden sie entladen, als Erzeugungseinheiten, siehe [6] Seite 1. Daraus entstehen häufig Ungereimtheiten und Konflikte, welche sich mit einer klaren Definition vermeiden ließen. Hieraus würde sich ebenso mehr Rechtsklarheit ergeben, siehe [4] Seite 32. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) [6] empfiehlt darüber hinaus eine Definition, welche die Speicher weder als Erzeugungsanlagen noch als Verbraucher beschreibt, sondern sie, neben Erzeugung, Verbrauch und Netz, als viertes eigenständiges Element im Energiesystem bestätigt, siehe [6] Seite 1. Dieser Sachverhalt würde zum einen rechtliche Klarheit über den Einsatz von Batteriespeichern bringen, zum anderen durch die Entkoppelung der bisherigen Relevanz von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern Konflikte durch die Doppelauslegung vermeiden. Darüber hinaus ließe sich mit einer Ausformulierung der unterschiedlichen möglichen Betriebsmodi von Speichern, deren netz-, kunden- und marktdienliche Einsatz definieren und gezielt fördern. So könnten hierbei neben unterschiedlichen Leistungsklassen mit gegebenenfalls unterschiedlichen Ein- und Ausspeiseleistungen auch Leistungsgradienten der Speicher angegeben werden, um deren systemdienlichen Nutzen zu klassifizieren.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

3 Betriebsmodi von Batteriespeichersystemen

Zu den Betrachtungen des Betriebs von Batteriespeichersystemen und den Beitrag für das Netz gilt es insbesondere bei den Batteriespeichern die Betriebsmodi „Einspeicherung“ und „Ausspeicherung“ zu berücksichtigen, siehe [1].

Da Speicher funktionell sowohl Energie aufnehmen als auch abgeben, werden sie aktuell gleichermaßen als Erzeugungsanlagen und Verbraucher betrachtet. Daraus resultieren unterschiedliche Betriebsmodi, welche in der Literatur auch unterschiedlich beschrieben werden. Im „FNN-Hinweis – Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ [5] werden die folgenden drei Betriebsmodi von Batteriespeichersystemen aufgeführt, siehe [5] Seite 10f:

- Energiebezug — Das Speichersystem wird aus dem öffentlichen oder kundeneigenen Netz geladen.
- Energielieferung — Das Speichersystem wird in das öffentliche oder kundeneigene Netz entladen.
- Inselbetrieb — Das Speichersystem ist vom öffentlichen Netz getrennt. Der Speicher wird aus dem kundeneigenen Netz geladen oder in das kundeneigene Netz entladen.

Aus Netzsicht verhält sich der Speicher im Betriebsmodus Energiebezug wie ein Verbraucher. Der Energiebezug des Speichers kann aus dem öffentlichen Niederspannungsnetz oder dem kundeneigenen Netz anhand einer kundeneigenen Erzeugungsanlage erfolgen, siehe [5] Seite 12.

Im Betriebsmodus Energielieferung verhält sich der Speicher aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage, die Energie in das öffentliche Netz bzw. in das Netz der Kundenanlage abgibt. Im Falle von Netz- oder Systemengpässen sind die gleichen Regeln wie bei entsprechenden Erzeugungsanlagen anzuwenden. Dies beinhaltet z.B. Einspeisemanagement und Netzsicherheitsmanagement sowie Maßnahmen nach §11 bis 14 des EnWG [3]. Für Betriebsmodus Energielieferung gilt zusätzlich die VDE-AR-N 4105 [7], siehe [5] Seite 15. Die VDE-AR-N 4105 [7] ist ebenso für den Inselbetrieb von Batteriespeichersystemen anzuwenden, zusätzlich zur VDE-AR-E 2510-2 [8]. Ein netzparalleler Inselbetrieb ist lediglich für maximal 0,1 Sekunden zulässig, siehe [5] Seite 16.

In der „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“ von Oesterreichs Energie [9] werden fünf Betriebsmodi identifiziert, siehe [9] Seite 5:

- Speicherung von Energie durch Speicher im PV-System
- Lieferung von Energie an die Verbraucher
- Lieferung von Energie an die Verbraucher bei Netztrennung (Inselbetrieb)
- Speicherung von Energie aus dem Verteilernetz
- Einspeisung von Energie in das Verteilernetz

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Hier werden die Betriebsmodi um den relevanten Aspekt des Ursprungs und des Ziels der ein- bzw. ausgespeicherten Energie erweitert. Aus der Sicht des Speichers existieren sowohl für den Energiebezug als auch für die –lieferung jeweils das öffentliche Niederspannungsnetz, als auch das lokale Netz, in welches der Speicher eingebunden ist. Eine Einspeicherung von Energie kann zum einen direkt aus dem öffentlichen Netz erfolgen, zum anderen durch dem Speicher im kundeneigenen Netz vorgelagerte Erzeugungsanlagen, wie z.B. einer privaten Photovoltaikanlage. Zum einen kann direkt der Bedarf im kundeneigenen Netz bedient werden, wobei der Inselbetrieb hier eine gesonderte Situation darstellt, zum anderen kann eine Einspeisung ins öffentliche Stromnetz erfolgen.

Durch diese Beschreibung der Betriebsmodi lassen sich die Energieflüsse detaillierter darstellen, hierzu wird auf den nachfolgenden Abschnitt verwiesen. Allerdings führt dies energierechtlich zu gewissen Herausforderungen bezüglich der Betrachtung der Speicher als Erzeugungseinheiten oder Verbraucher, die es zu klären gilt. Auch hier wäre eine klar abgegrenzte Definition der Stromspeicher als vierte Säule des Energieversorgungssystems vorteilhaft.

Die Rolle der Batteriespeicher lässt sich auf Basis der Betriebsmodi grundsätzlich über drei Einsatzmöglichkeiten beschreiben, siehe [1]:

- netzdienlich
- kundendienlich
- marktdienlich

Eine restriktive Abgrenzung zwischen den Einsatzmöglichkeiten ist nicht immer möglich und muss aufgrund der dienlichen An- und Einsätze auch nicht immer getroffen werden. So können Batteriespeicher die Netzkapazitätsauslastung reduzieren und zur Spannungshaltung beitragen, mit der Bereitstellung von Regelleistung markt- und netzdienlich die Netzstabilität gewährleisten und über die unterbrechungsfreie Stromversorgung kundendienlich die Versorgungsqualität verbessern. Wie die Speicher lokal implementiert sind, z.B. als Haus- oder Quartierspeicher, ist für die hier vorgenommenen Betrachtungen des Einsatzes nicht immer essenziell, siehe [1].

3.1 Betriebsmodi am Beispiel eines PV-Heimspeichersystem

Zur Verdeutlichung des Sachverhalts wurde das nachfolgende Beispiel gewählt. Innerhalb eines PV-Heimspeichersystems treten unterschiedliche Energieflüsse zwischen der Photovoltaik-Anlage, dem Batteriespeicher, den elektrischen Verbrauchern und dem öffentlichen Stromnetz auf. Während unidirektional die PV-Anlage als Erzeugungsanlage lediglich Strom produziert und die elektrischen Verbraucher im „Heimnetz“ als Lasten nur Strom beziehen, treten bei den Speichern und dem Stromnetz je nach Betriebsmodus Energieflüsse bidirektional auf. Die möglichen Energieflüsse sind beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung 1 dargestellt.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

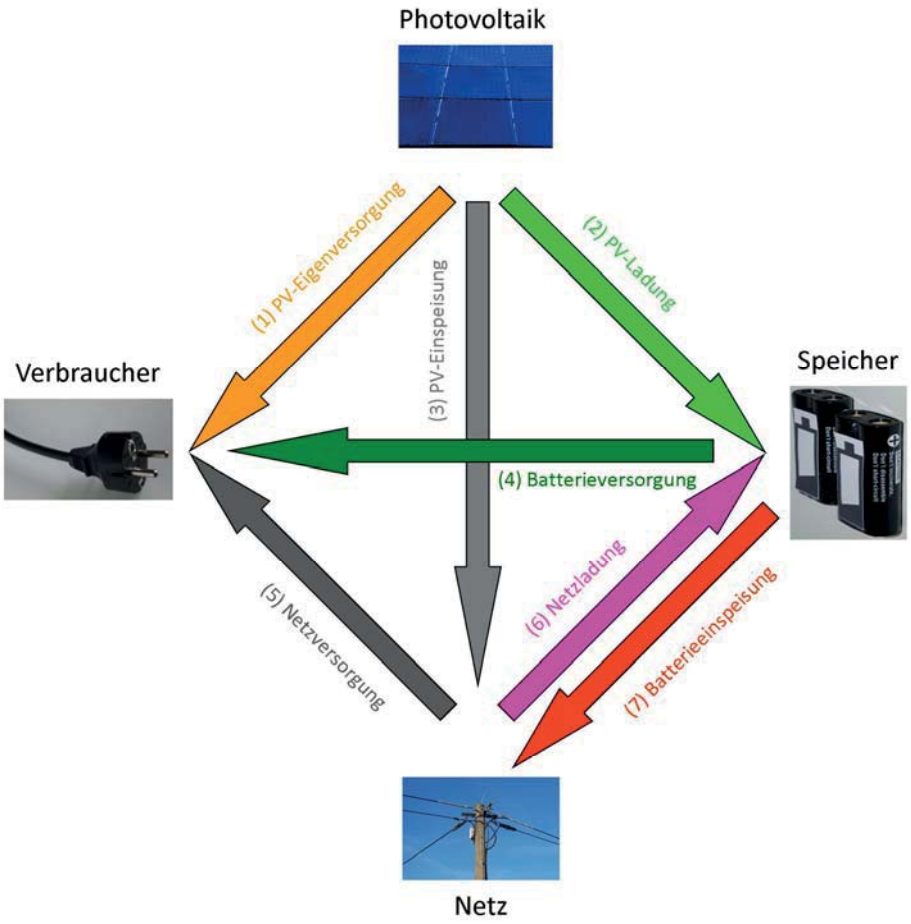

Abbildung 1: Beispiele von Energieflüssen im PV-Heimspeichersystem, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [10] Seite 2

Die Speicherung von elektrischer Energie der PV-Anlage stellt zusammen mit der Ausspeicherung zur Deckung der Eigenversorgung aktuell den „klassischen“ Einsatzbereich von Heimspeichersystemen dar, siehe Abbildung 1. Produziert die PV-Anlage Strom, wird daraus zunächst der momentane Bedarf im „Heimnetz“ (bezogen auf Verbrauch) abgedeckt, siehe Abbildung 1 (1). Überschüssige Energie wird durch den Speicher aufgenommen, sofern dieser über freie Kapazitäten verfügt, PV-Ladung (2). Bei Einspeisung oder vollständig geladenem Speicher (State of Charge 100%) oder Überschreitung der maximalen Ladeleistung wird die Energie ins Stromnetz eingespeist, PV-Einspeisung (3). Sinkt die PV-Leistung unter die Bedarfsleistung des „Heimnetzes“, so kann die Differenz über den Speicher bis zu dessen maximaler Entladeleistung zur Verfügung gestellt werden, Batterieversorgung (4). Wenn der Bedarf der elektrischen Verbraucher die Summe aus aktueller PV-Leistung und verfügbarer Speicherleistung übersteigt, wird diese Abweichung über Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt, Netzversorgung (5). Darüber hinaus besteht zwischen dem Batteriespeichersystem und dem Stromnetz die Möglichkeit bidirektionaler Energieflüsse. Diese werden insbesondere für die Betrachtung eines netzdienlichen Speichereinsatzes relevant. So lassen sich beispielsweise kurzzeitige Stromüberschüsse aus dem Netz speichern, Netzladung (6),

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

und bei erhöhtem Bedarf wieder in das Netz abgegeben, Batterieeinspeisung (7), was zu einer Entlastung des Netzes führen kann.

Derartige Betriebsweisen von Batteriespeichersystemen sind insbesondere für einen Speicherbetrieb relevant, bei dem auf eine hauseigene Erzeugungsanlage (PV-Anlage, BHKW,…) verzichtet wird. Hierbei wird ein sowohl für Speicher- als auch Netzbetreiber attraktives Vergütungssystem für die netzdienliche Aufnahme und Abgabe von elektrischer Energie benötigt. Ebenso lässt sich bereits die Speicherung von PV-Strom durch verschiedene Speicher-Charakteristika netzentlastend gestalten. Hier gilt es, eine gleichmäßige Verteilung der Ladeleistung über den Tag zu erreichen bzw. speziell die hohen Mittagsspitzen in der PV-Erzeugung zu glätten, hierzu wird auf die nachfolgenden Ausführungen verwiesen.

4 Aspekte für die sichere sowie die netz-, kunden- und marktdienliche Integration von elektrochemischen Speichersystemen in das Niederspannungsnetz

Die Netze werden durch die Ladung und Einspeisung der Speicher beansprucht. Um eine sichere, ökonomisch sinnvolle und darüber hinaus dienliche Integration von Batteriespeichersystemen in die Niederspannungsnetze zu gewährleisten, sind neben den vorangegangenen Vorgaben mehrere Aspekte, individuell für das jeweilige Batteriespeichersystem zu berücksichtigen. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auszugsweise auf ausgewählte Einflussfaktoren unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten der Batteriespeichersysteme.

4.1 Einflussfaktoren auf eine sichere netz-, kunden- und marktdienliche Integration von Batteriespeichersystemen in Niederspannungsnetze

Um Batteriespeichersysteme sicher in die Niederspannungsnetze zu integrieren und dabei sowohl dienliche Aspekte zu gewährleisten, sind unterschiedliche Einflussfaktoren zu berücksichtigen. Diese sind vorab in der nachfolgenden Abbildung 2 visualisiert.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

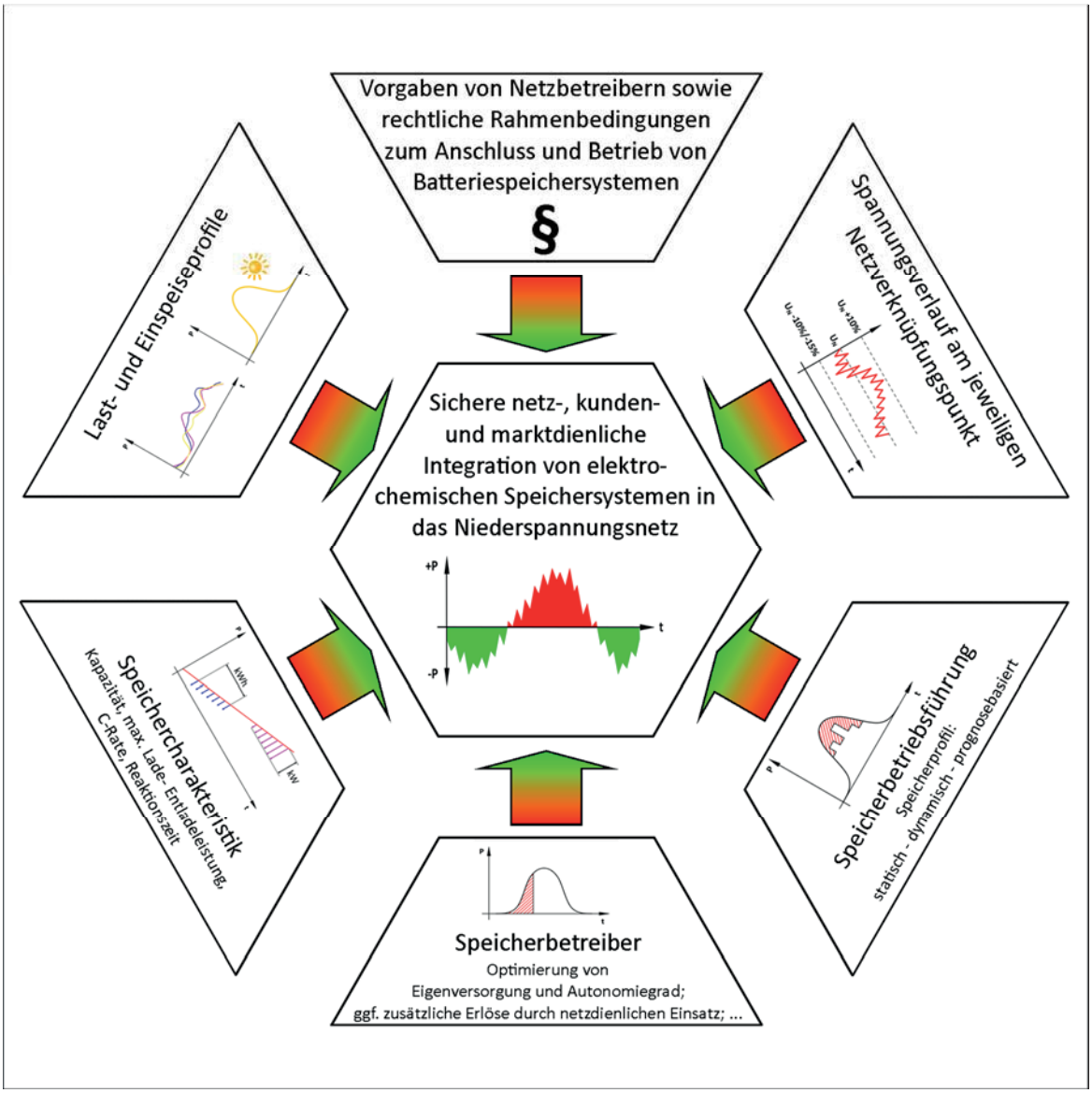

Abbildung 2: Überblick zur sicheren netz-, kunden- und marktdienlichen Integration von Batteriespeichersystemen, Quelle: eigene Darstellung

Neben Vorgaben von Netzbetreibern und rechtlichen Rahmenbedingungen sind der Spannungsverlauf am jeweiligen Zugangsknoten, anlagen- und kundespezifische Last- und Einspeiseprofile, die Speichercharakteristik und Speicherdimensionierung, die Intention des Speicherbetreibers sowie die gewählte bzw. mögliche Betriebsführung des Speichers entscheidende Aspekte, um eine sichere sowie darüber hinaus dienliche Speicherintegration zu realisieren.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

4.2 Vorgaben zum Anschluss und Betrieb von Speichersystemen

Der resultierende Lastfluss in den Netzen ist maßgeblich für die Dimensionierung der Betriebsmittel, welche wiederum von dem Ort des Netzverknüpfungspunktes der Batteriespeichersysteme abhängt und ebenfalls in der Netzplanung zu berücksichtigen ist. Hierauf aufbauend werden nachfolgende beispielhaft einige Kriterien für den Anschluss und den Betrieb von Batteriespeichersystemen aufgelistet.

In diesem Zusammenhang sind insbesondere folgende Aspekte zu beachten:

- Zugang zum Stromnetz
- Anschlusskriterien
- Speicher aus Netzsicht
- Netzparallelbetrieb und Inselbetrieb
- Symmetrie und Überwachung
- Netzbelastung und Netzrückwirkungen

Grundsätzlich gelten für den Anschluss und den Betrieb die jeweiligen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Für die jeweiligen Betriebsmodi wird insbesondere zur Einlieferung auf die VDE-AR-N 4105 [7] verwiesen.

Zu diesen oben angeführten Punkten wird auf weiterführende Literaturquellen verwiesen. So ist beispielsweise in §17 EnWG [3] der Netzanschlussanspruch geregelt. Hierunter fallen seit 2011 auch „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“. Zu unterscheiden ist dabei der Netzanschluss (physische Verbindung zwischen Anlage und Netz) und der Netzzugang (Nutzung des Netzes), siehe [4] Seite 48.

Den Betreibern von Stromspeichern steht also grundsätzlich ein Anspruch auf Netzzugang und Netzanschluss zu. Für Stromspeicher, die ausschließlich Energie aus erneuerbaren Energien zwischenspeichern besteht nach §5 Nr.1 EEG [11] ein Anspruch auf vorrangingen Netzanschluss, da hier die Anlageneigenschaft im Sinne des EEG [11] angenommen wird, siehe [4] Seite 32. Aufgrund nicht eindeutig ausformulierter Angaben im EEG [11] ist die Betrachtung von Batteriespeichern und deren Vermarktungsformen, deren Energiebezug nicht ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, nicht abschließend geklärt, siehe [4] Seite 33f.

Zu beachten ist, dass elektrische Energie nicht vom Netz bezogen und anschließend wieder als gesetzlich vergütete Energie, beispielsweise nach EEG [11] oder KWK-G [12] eingespeist werden darf. Ein Nachweis hierüber muss vom Anlagenbetreiber z.B. über eine Herstellerbescheinigung erbracht werden, siehe [5], Seite 14.

Für den Netzanschluss und den Betrieb von Speichern sind die entsprechenden vorliegenden technischen Regelwerke für Bezugs- und Erzeugungsanlagen einzuhalten. Details bei der individuellen Planung sind entsprechend den Anschlussbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers sowie z.B. den Ausführungen des FNN [5] zu entnehmen.

Durch Erzeugungsanlagen entstehen i.d.R. unterschiedliche Rückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers. Diese sind durch der Planung der Anlagen auf ein maximal zulässiges Maß zu reduzieren. Beim Auftreten störender Rückwirkungen ist der Netzbetreiber berechtigt, die verursachende Anlage bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen, siehe [7] Seite 19.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Werden Stromspeicher zur Deckung der Eigenversorgung genutzt kann es aufgrund der Reaktionsgeschwindigkeit des Systems zu (ungewollter) Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Netz kommen. Ebenso können Speicher gezielt positive Regelenergie bereitstellen. Diese Einspeisungen verursachen zusätzliche Belastungen des Netzes, wodurch die Netzverträglichkeit der Speicher nach den Grenzwerten der VDE-AR-N 4105 [7] zu berücksichtigen ist, vgl. [5] Seite 15.

4.3 Spannungsverlauf am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt

Der Spannungsverlauf am jeweiligen Netzzugangsknoten ist ausschlaggebend für den netzdienlichen und ökonomischen Einsatz eines dort zu installierenden Batteriespeichersystems. Als zulässiger Spannungsbereich ist U_n +/-10% bzw. bei der Versorgung entlegener Kunden und bei Netzen ohne direkte Verbindung zu Übertragungsnetzen U_n +10%/-15% vorgegeben, siehe DIN EN 50160 [14]. Sofern der Spannungsverlauf an einem bestimmten Netzzugangspunkt nur geringe Abweichungen von der Nennspannung aufweist, werden an diesen Punkt nur wenig netzdienliche Eingriffe durch ein Batteriespeichersystem nötig und möglich sein. Je mehr sich die Spannungsschwankungen am Netzzugangspunkt den vordefinierten Grenzen von U_n +/-10% bzw. U_n +10%/-15% nähern, umso netzdienlicher kann hier bei entsprechender Dimensionierung der Einsatz des Speichers erfolgen. Dies gilt sowohl für reine PV-Speichersysteme, deren Energie ausschließlich aus der PV-Erzeugung eingespeichert und bei Bedarf in das Heimnetz abgegeben wird, als auch für Batteriespeichersysteme die im bidirektionalen Energieaustausch mit dem öffentlichen Stromnetz stehen. So können beispielsweise PV-Erzeugungsspitzen geglättet und das Netz in Zeiten hoher volatiler Stromerzeugung entlastet werden indem hier Energie zwischengespeichert wird. Ebenso ergeben sich durch das Entladen des Speichers bei hoher Energienachfrage Vorteile für das Verteilnetz, da hierdurch weniger Energie auf konventionelle Weise zur Verfügung gestellt werden muss, siehe [6] Seite 1f.

Zu den resultierenden Spannungsänderungen wird zusätzlich auf die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber sowie allgemein auf die VDE-AR-N 4105 [7] verwiesen.

4.4 Speicherbetreiber

Unter Berücksichtigung bzw. Verweis der Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen gilt allgemein, dass der Betreiber als Investor der grundlegende Entscheidungsträger für den wirtschaftlichen und technischen Betrieb eines Batteriespeichersystems ist.

Soll beispielsweise zu einem Wohngebäude bzw. Heimnetz eine bereits vorhandene Photovoltaik-Anlage durch einen Batteriespeicher erweitert werden, so ist für den PV-Anlagen- und potentiellen Speicherbetreiber ein zusätzlicher wirtschaftlicher Nutzen von entscheidender Bedeutung. Als Betriebsmodi sind hier z.B. das Laden des Speichers durch PV-Strom, sowie das Entladen des Speichers in das Heimnetz zu nennen, siehe Abschnitt 3.1 Abbildung 1. Durch das Batteriespeichersystem kann mehr Strom aus „eigener PV-Produktion“ im Heimnetz verbraucht werden, was den Eigenversorgungsanteil des Gesamtsystems energetisch

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

optimiert. Bei unverändertem Verbrauchsverhalten steigt dadurch der Autonomiegrad der betrachteten Einheit, da weniger Energie aus dem Stromnetz bezogen werden muss.

Um durch den Einsatz eines Batteriespeichersystems eine möglichst hohe Eigenversorgung zu erzielen, muss der Speicher täglich, z.B. bei PV-Anlagen, nach Ende der Sonneneinstrahlung einen möglich hohen Ladezustand (SOC) aufweisen. Um dies zu gewährleisten ist es im Interesse des Betreibers, die über den jeweils aktuellen Eigenbedarf hinausgehende Energie zum Laden des Speichers zu verwenden, anstatt diese ins Netz einzuspeisen. Dies führt, abhängig von der Dimensionierung und Ausrichtung der PV-Anlage sowie des Batteriespeichers, insbesondere in den ertragreichen Sommermonaten zu einem schnellen Erreichen des maximalen Ladezustands SOC 100%, in dessen Folge die über die Eigenversorgung hinausgehende PV-Leistung in das Stromnetz eingespeist werden muss. Die aus Netzsicht daraus resultierende Problematik ist in der nachfolgenden Abbildung 3 verdeutlicht.

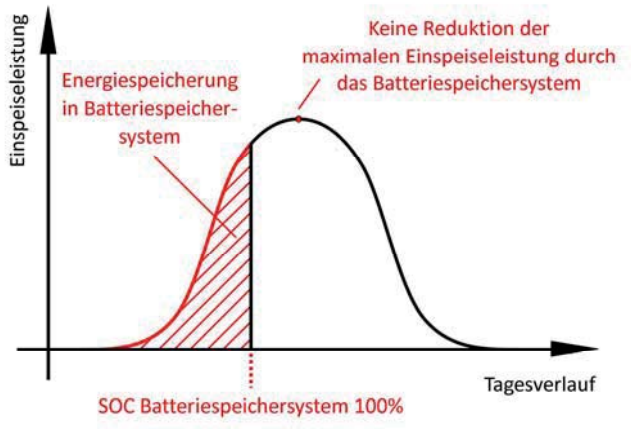

Abbildung 3: Beispiel statische Speicherbetriebsführung eines PV-Speichersystems, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [15] Seite 14

Dargestellt ist in Abbildung 3 im Tagesverlauf die schematische, über die Eigenversorgung hinausgehende PV-Leistung und somit die daraus resultierende Einspeiseleistung in das Stromnetz. Die PV-Leistung steigt am Vormittag an, erreicht in den Mittagsstunden das höchste Niveau (peak) und fällt am Nachmittag wieder ab. Bereits am Vormittag wird die über den Eigenbedarf des Heimnetzes hinausgehende erzeugte Strommenge zur Einspeicherung in das Batteriesystem verwendet. In diesem Zeitraum findet keine Einspeisung in das Stromnetz statt. Der Batteriespeicher erreicht in diesem Beispiel noch vor dem Mittagspeak seinen maximalen Ladezustand SOC 100%. Hier steigt die Einspeiseleistung in das Netz abrupt auf die Überschussleistung der PV-Anlage an. Leistungstechnisch betrachtet wird das Stromnetz dabei mit und ohne Batteriespeichersystems einer identischen Belastung ausgesetzt. Durch diese statische Speicherbetriebsführung lassen sich keine netzentlastenden Wirkungen erzielen, da durch die Erzeugungsleistung die Leitungen zusätzlich belastet werden Um netzentlastende Auswirkungen zu erreichen werden speziellere Formen der Speicherbetriebsführung benötigt.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

4.5 Speicherbetriebsführung

Neben der statischen Speicherbetriebsführung, durch die der Anlagenbetreiber den Eigenversorgungsanteil optimieren kann, existieren mehrere Modelle zur Einspeicherung von Solarstrom durch die sich netzdienliche Effekte erzielen lassen.

Verzögertes Laden und Peak-Shaving

Eine Möglichkeit, die einzuspeisende Energiemenge über den Tagesverlauf zu glätten besteht im Festlegen eines verzögerten Ladebeginns.

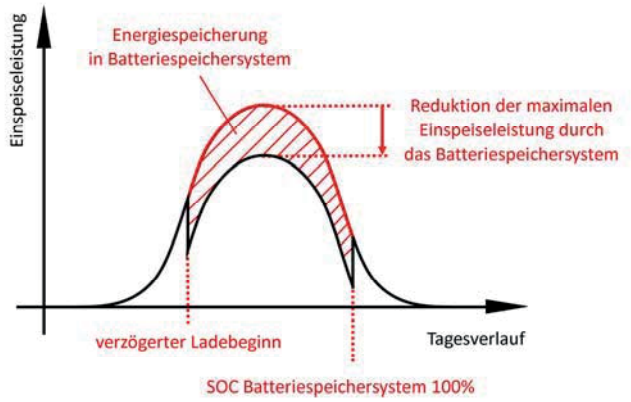

Abbildung 4: Beispiel verzögertes Laden von Batteriespeichersystemen, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [15] Seite 14

Der PV-Strom wird in Abbildung 4 zunächst bei niedrigen Leistungen in das Netz eingespeist. Ab einem festgelegten Zeitpunkt oder einer bestimmten Leistungsgrenze erfolgt über die ertragreichen Mittagsstunden die Einspeicherung parallel zur Netzeinspeisung, wodurch die maximale Einspeiseleistung reduziert werden kann.

Erfolgt hingegen die Einspeicherung ab einer definierten Leistungsgrenze wird über den Tagesverlauf kontinuierlich mit maximal dieser Leistung in das Stromnetz eingespeist. Die über die Grenze hinausgehende Erzeugungsleistung wird zur Einspeicherung in das Batteriespeichersystem verwendet, wie in Abbildung 5 dargestellt.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

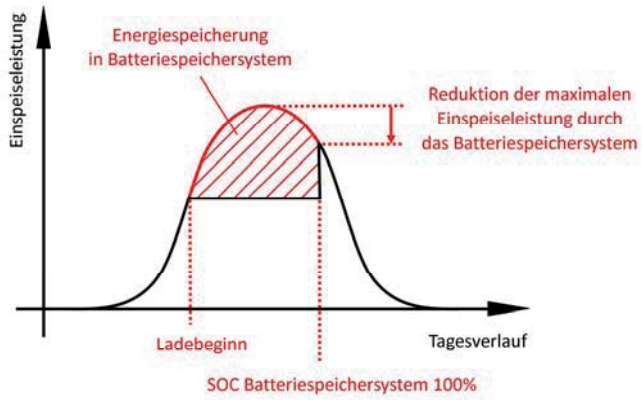

Abbildung 5: Beispiel Peak-Shaving mit frühem Erreichen des SOC 100%, Quelle: eigene Darstellung

Sowohl durch das verzögerte Laden (Abbildung 4) als auch durch das Peak-Shaving (Abbildung 5) wird die jeweils aktuelle PV-Leistung auf das Netz und den Speicher verteilt, wodurch Einspeisespitzen vermieden werden können. Erfolgt die in beiden Ansätzen verzögerte Einspeicherung in das Batteriesystem ohne Berücksichtigung des Ladezustands, so kann zum Tagesende unter Umständen kein optimaler Ladezustand erreicht werden. Darauf wird noch näher im Kapitel 4.7 Last- und Einspeiseprofile eingegangen. Bei einer höher gewählten Einspeiseleistungsgrenze und damit verbundener geringerer Einspeicherleistung in das Batteriespeichersystem muss bei fallender Erzeugungsleistung gegebenenfalls die Leistungsgrenze reduziert werden um zum Tagesende noch einen SOC von 100% erreichen zu können, siehe Abbildung 6.

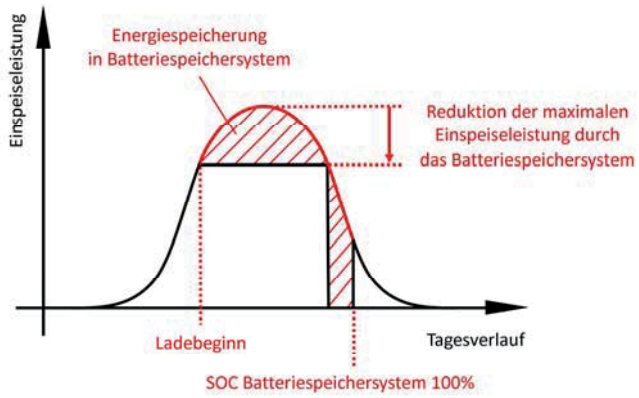

Abbildung 6: Beispiel Peak-Shaving mit spätem Erreichen des SOC 100%, Quelle: eigene Darstellung

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Prognosebasiertes Laden

Das prognosebasierte Laden greift auf Last- und Wetterprognosen zurück, wodurch festgelegt wird, zu welchen Zeitpunkten die Einspeicherung der PV-Energie z.B. netzdienlich erfolgen kann. Dabei wird berücksichtigt, dass das Batteriespeichersystem am Ende des Tages bzw. der Erzeugungsperiode einen möglichst optimalen Ladezustand erreichen soll. Durch diese Systematik lässt sich der ökonomische Nutzen für den Anlagebetreiber nahezu optimal realisieren und darüber hinaus wird das Batteriespeichersystem netzdienlich betrieben, siehe Abbildung 7. Dies erfordert allerdings präzise Last- und Wetterprognosen, die über den Tagesverlauf auf sich verändernde Umstände aktualisiert werden müssen. Eine Anbindung des Batteriespeichersystems an entsprechende Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ist somit unerlässlich und führt zu einem Speichermanagement (siehe auch [1]).

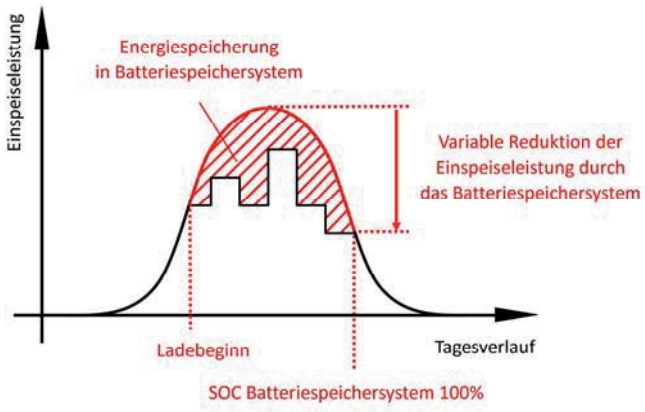

Abbildung 7: Beispiel prognosebasiertes Laden, Quelle: eigene Darstellung

4.6 Speichercharakteristik

In welchem Ausmaß ein z.B. netzdienlich integriertes Batteriespeichersystem zur Spannungsstabilisierung beitragen kann, ist grundsätzlich von den speicherspezifischen Parametern abhängig. Dies beinhaltet insbesondere die nutzbare Kapazität sowie die maximale Lade- und Entladeleistung und daraus resultierend die C-Rate. Darüber hinaus ist die Reaktionszeit des Batteriespeichersystems im Hinblick auf Leistungsgradienten innerhalb und zwischen den Betriebsmodi „Einspeichern“ und „Ausspeichern“ von Relevanz.

Für den Einsatz von Batteriespeichersystemen ist zunächst die maximale Lade- und Entladeleistung von großer Bedeutung. Durch diese ist beispielsweise in einer Kombination mit einer PV-Anlage festgelegt, welche Einspeiseleistung, also aktuelle PV-Leistung abzüglich des aktuellen Eigenbedarfs im betroffenen Heimnetz, maximal durch den Speicher aufgenommen werden kann bzw. welche Leistung dem Heimnetz durch den Speicher zur Verfügung gestellt werden kann. Findet ein bidirektionaler Energieaustausch mit dem Stromnetz statt, so wird durch die maximale Lade- und Entladeleistung die Höhe des z.B. netzdienlichen Beitrags zur Spannungsstabilisierung festgelegt. Die Speicherkapazität definiert den Zeitraum,

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

für den Energie bei entsprechenden Ladezuständen aufgenommen respektive abgegeben werden kann, um dadurch z.B. das Spannungsniveau netzdienlich zu verändern.

Der Quotient aus maximaler Lade- und Entladeleistung und der Kapazität des Batteriespeichersystems wird einheitenlos als C-Rate bezeichnet. Die C-Rate gibt somit unabhängig von der Größe des Batteriespeichersystems an, in welchem Zeitraum ein Batteriespeichersystem vollständig geladen bzw. entladen werden kann und beschreibt damit die Belastbarkeit der einzelnen Akkumulatorzellen. 1C entspricht einer vollständigen Ladung oder Entladung in einer Stunde. Das Verhältnis zwischen Lade-/Entladeleistung in kW und der Speicherkapazität in kWh ist 1:1. 2C entspricht einer vollständigen Ladung oder Entladung in 0,5 Stunden (Verhältnis zwischen Lade-/Entladeleistung in kW und der Speicherkapazität in kWh ist 2:1). 0,5C entspricht einer vollständigen Ladung oder Entladung in 2 Stunden (Verhältnis zwischen Lade-/Entladeleistung in kW und der Speicherkapazität in kWh ist 1:2) usw. Benötigt ein beliebiger Akkumulator beispielsweise 8 Stunden um vollständig geladen zu werden, so weisen dessen galvanische Zellen eine C-Rate von 0,125C auf. Für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichersystemen ist die C-Rate wenig aussagekräftig, da beispielsweise Akkumulatoren mit hohen C-Raten und niedriger Kapazität als Nennwert eine geringere maximale Lade-/Entladeleistung aufweisen können als Akkumulatoren mit niedrigen C-Raten und hohen Kapazitäten.

Die Reaktionszeit von Batteriespeichersystemen ist ein weiterer ausschlaggebender Punkt der sicherheitstechnischen Betrachtung. In der Theorie wird häufig von einer verzögerungsfreien Ein- und Ausspeicherung ausgegangen. Basierend auf dieser Annahme reagiert das Batteriespeichersystem ohne Zeitverzögerungen auf Last- und Erzeugungsänderungen im Heimnetz, wodurch kein relevanter Energieaustausch zwischen Speicher und Stromnetz stattfindet. In der Praxis kann eine Deckung des Leistungsbedarfs aus dem Batteriespeicher aufgrund von Verzögerungen bei der Messwert-Erfassung, der Signalverarbeitung und der Leistungsregelung nicht simultan erfolgen. Dies gilt ebenso für die Speicherung überschüssiger Energiemengen, vgl. [10] Seite 1. Die nachfolgende Abbildung 8 verdeutlicht die Problematik eines „hinterherhinkenden“ Speichers.

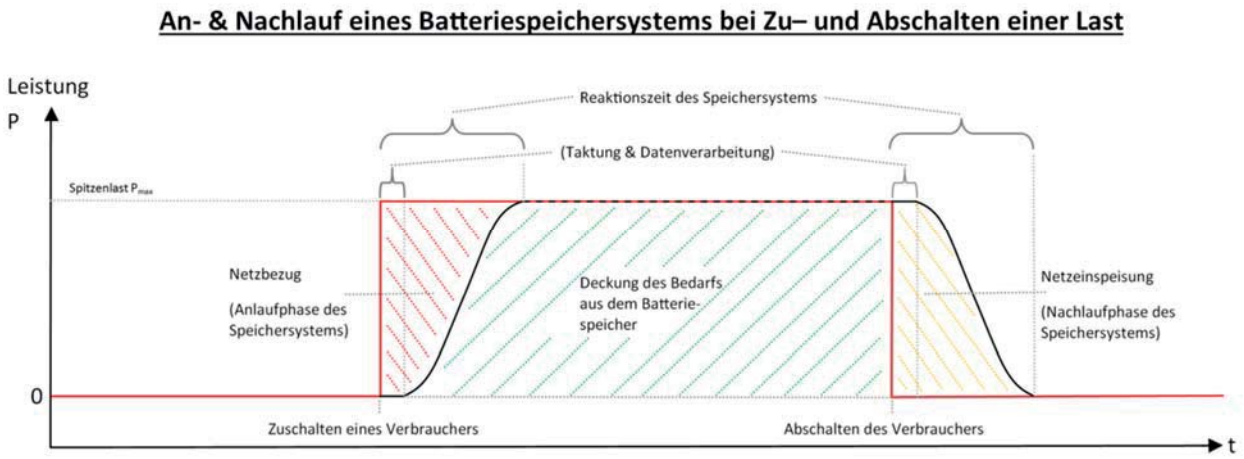

Abbildung 8: An- und Nachlauf eines Batteriespeichersystems bei Zu- und Abschalten einer Last, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [16] Seite 4

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Es wird angenommen, dass zu Beginn des zeitlichen Verlaufs zunächst kein Leistungsbedarf vorhanden ist und dann ein Verbraucher zugeschaltet und wieder abgeschaltet wird. Durch das Zuschalten des Verbrauchers wird für dessen Betrieb unmittelbar Leistung abgerufen. Die Spitzenlast Pmax liegt hierbei unterhalb der maximalen Entladeleistung des Batteriespeichersystems.

Abhängig davon, wie oft das Batteriespeichersystem über eine Messstelle beispielsweise am Netzverknüpfungspunkt den Leistungsbedarf bzw. Leistungsüberschuss abgreift und wie lange die Verarbeitung dieser Daten benötigt, wird für diese entsprechende Zeitspanne der komplette Bedarf des Verbrauchers über das Stromnetz bezogen. Die Systemregelung gibt anschließend einen neuen, dem Bedarf des Verbrauchers angepassten, Leistungswert vor und das Batteriespeichersystem regelt auf diesen Sollwert hoch bzw. herunter. Taktung und Datenverarbeitung liegen bei modernen, schnellen Batteriespeichersystemen, wie z.B. dem „MyReserve“ der Firma SOLARWATT, bei etwa 20 Millisekunden. Die gesamte Reaktionszeit bis die benötigte Leistung geliefert bzw. eingespeichert wird beim genannten System mit 0,7 Sekunden angegeben, siehe [16] Seite 4. In der aktuellen „Marktübersicht Batteriespeicher“ von C.A.R.M.E.N. werden zu unterschiedlichen Speichersystemen Regelungsgeschwindigkeiten (Reaktionszeiten) von größtenteils unter einer Sekunde ausgewiesen. Die Range liegt hierbei zwischen 5 und 5.000 Millisekunden, häufig werden zur Regelungsgeschwindigkeit aber auch keinerlei Angaben gemacht, siehe [17] Seite 7ff. Diese Reaktionszeiten haben sicherheitstechnische Auswirkungen auf die Netze.

Erst nach der jeweiligen Reaktionszeit, also der Anlaufphase des Speichersystems erfolgt die Bedarfsdeckung des aktiven Verbrauchers komplett aus dem Batteriespeicher. Während der Anlaufphase wird die benötigte Energie zumindest teilweise aus dem Netz bezogen, im zeitlichen Rahmen der Taktung und Datenverarbeitung zu 100%.

Die identische, nur der Leistung entgegen gerichtete Situation lässt sich beim Abschalten des Verbrauchers beschreiben. Hier fällt die benötigte Leistung nach Abschalten des Verbrauchers zurück auf den Ausgangswert (in unserem Beispiel: null). Der Energiespeicher entlädt sich für den Zeitraum der Taktung und Datenverarbeitung mit der während dem Betrieb des Verbrauchers eingestellten Spitzenlast Pmax weiter. Dadurch kommt es zu einer ungewollten Einspeisung in das Stromnetz. Über die gesamte Dauer der Reaktionszeit erfolgt eine Netzeinspeisung durch den Speicher, bis die Leistung auf den neuen Wert (null) heruntergeregelt wird.

Werden nun identische Regelgeschwindigkeiten für die positive und negative Leistungsanpassung angenommen, gleichen sich beide Energiemengen bilanziell aus. Der Lastgang eines Heimnetzes unterliegt ebenso wie die Erzeugungscharakteristik einer PV-Anlage in der Regel jedoch permanenten Schwankungen. Das Batteriespeichersystem regelt also kontinuierlich dem aktuellen Bedarf „hinterher“. Der Betreiber des Speichers bleibt (abgesehen von Insellösungen) trotz aktuell abrufbarer Speicherkapazität immer auf das öffentliche Stromnetz angewiesen, um beim Zuschalten von Lasten die Reaktionszeit des Speichers durch Netzbezug zu überbrücken und beim Entfall von Lasten den „Nachlauf“ des Speichers einspeisen zu können.

Beim Laden der Batterie durch die PV-Anlage ergibt sich die identische Problematik. Übersteigt die PV-Leistung die aktuelle Eigenversorgung des Heimnetzes und liegt dabei noch unterhalb der maximalen Ladeleistung des Batteriespeichersystems, so wird die Regelelekt-

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

ronik stets die Ladeleistung der augenblicklichen PV-Produktion anpassen. Erst beim Übersteigen der maximalen Ladeleistung wird der Überschuss kontinuierlich eingespeist.

In Bezug auf die Stromproduktion mittels Photovoltaik bringt ein Batteriespeichersystem mit „Peak-Shaving"-Betriebsführung, also die Kappung der Erzeugungsspitzen in den Mittagsstunden, i.d.R. netzdienliche Vorteile. Rein leistungstechnisch betrachtet (P_{max}) kann durch ein Batteriespeichersystem unter bestimmten Umständen eine zusätzliche Belastung für das Netz hervorgerufen werden. Wird in einem Heimnetz ein Verbraucher, wie in Abbildung 8, auf einen Lastgang von null quasi „aus dem Stand heraus" zugeschaltet und wieder auf null abgeschaltet, so wird die benötigte Leistung des Verbrauchers in der Anlaufphase des Speichers zunächst in voller Höhe aus dem Netz bezogen und anschließend durch den nachlaufenden Speicher wieder eingespeist. Dies wird in der nachfolgenden Abbildung 9 visualisiert.

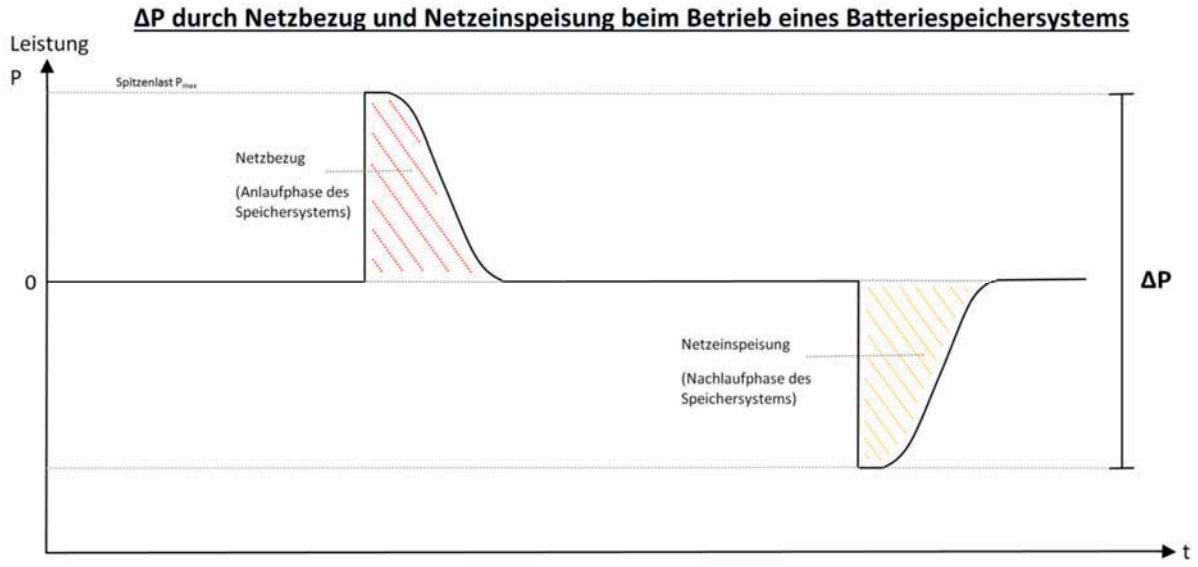

Abbildung 9: Leistungsänderung ΔP durch Netzbezug und Netzeinspeisung beim Betrieb eines Batteriespeichersystems, Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an [16] Seite 4

Anhand der Abbildung 9 wird die Auswirkung des an- und nachlaufenden Speichers deutlich. Der Netzbezug (rot schraffiert) erfolgt beim Zuschalten einer Last kurz mit Pmax, also der vom Verbraucher benötigten Leistung. Beim Abschalten des Verbrauchers speist das Batteriespeichersystem mit der während des Betriebs des Verbrauchers eingeregelten Leistung Pmax kurzzeitig in das Stromnetz ein. Diese Leistungsgradienten gilt es insbesondere bei den Parallelbetriebsbedingungen von Batteriespeichersystemen zu untersuchen.

Für die Leistungsänderung ΔP ergibt sich daraus ein Wert von 2xPmax. Durch den Einsatz eines an- und nachlaufenden Batteriespeichersystems kommt es somit lokal durch das höhere ΔP zu einer zusätzlichen leistungstechnischen Netzbelastung.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

4.7 Last- und Einspeiseprofile

Um ein Batteriespeichersystem über die statische Betriebsführung hinaus z.B. netzdienlich und dabei ohne relevante ökonomische Nachteile betreiben zu können, sind Last- und Wetterprognosen von großer Bedeutung. Aus Wetterprognosen werden mit zusätzlichen Informationen zum Standort der Erzeugungsanlage, deren Dimensionierung, Ausrichtung und Neigung detaillierte tagesgenaue Erzeugungsprofile errechnet. In Kombination mit ebenso tagesgenauen auf den individuellen Bedarf im Heimnetz des Anlagenbetreibers angepassten Lastprofilen können Einspeiseprofile erstellt werden.

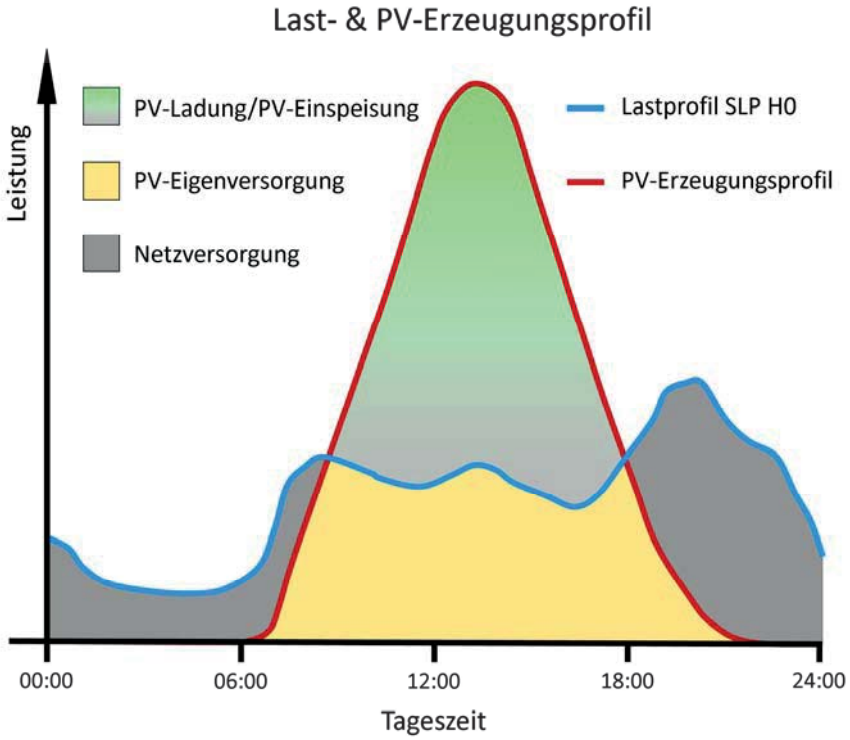

Abbildung 10: Beispiel Last- und Erzeugungsprofil, Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 10 visualisiert beispielhaft das Haushalts-Standardlastprofil H0 eines Werktages sowie das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage im Sommer. Abhängig von der Dimensionierung der PV-Anlage lässt sich der durchschnittliche Strombedarf ab den Vormittagsstunden bis in die Abendstunden durch die PV-Anlage decken. Die hier grau dargestellten Bereiche verdeutlichen die Netzversorgung. Besonders über die Mittagsstunden übertrifft die PV-Leistung den aktuellen Bedarf des beispielhaften Haushalts. Diese elektrische Energie steht zur Ladung eines Batteriespeichersystems oder zur Netzeinspeisung zur Verfügung.

Durch die Verrechnung des Haushalt-Standardlastprofils H0 und des PV-Erzeugungsprofils ergibt sich ein Netzversorgungs- bzw. PV-Einspeiseprofil, siehe Abbildung 11. Negative Leistungen stehen dabei für den Energiebezug aus dem öffentlichen Stromnetz, positive Leistungen für über die Eigenversorgung hinausgehende Energie zur Ladung eines Batteriespeichersystems oder Netzeinspeisung.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

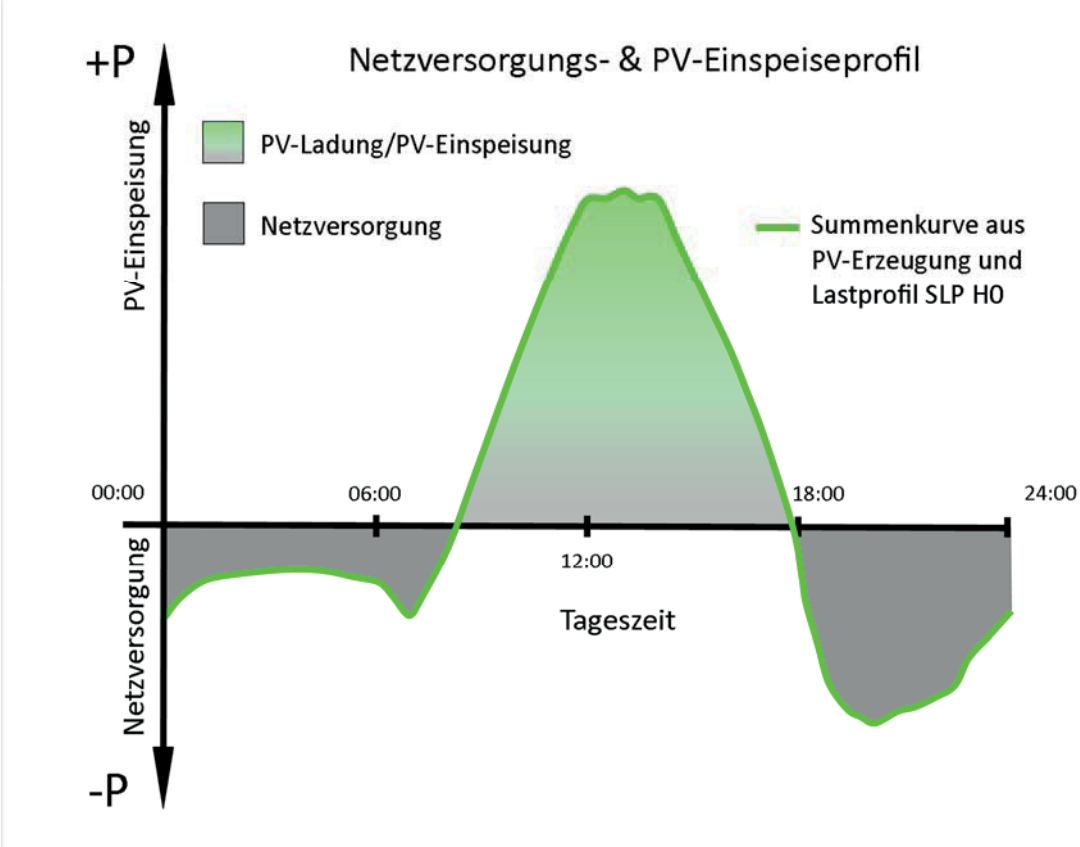

Abbildung 11: Beispiel Netzversorgungs- und PV-Einspeiseprofil, Quelle: eigene Darstellung

Auf Basis des Einspeiseprofils aus Abbildung 11 lassen sich die voraussichtlich idealen Intervalle zum Laden des Batteriespeichersystems bestimmen. Einspeisespitzen können auf diese Weise gezielt reduziert werden, wodurch z.B. ein netzdienlicher Einsatz des Batteriespeichersystems gewährleistet wird. Durch die tagesgenaue Errechnung der Einspeiseprofile sowie deren Aktualisierung im Tagesverlauf kann in Abhängigkeit der Präzision der Wetter- und Lastprognosen zum Ende der Erzeugungsperiode ein nahezu idealer Ladezustand des Batteriespeichersystems erzielt werden. Negativ wirken sich dagegen Abweichungen beim Energiebezug im Heimnetz sowie lokale Veränderungen der prognostizierten Erzeugung der Anlage beispielsweise durch unvorhergesehene Verschattungen aus. Zudem ist eine genaue, individuelle Vermessung der jeweiligen Erzeugungsanlage sowie aufwendige Informations- und Kommunikationstechnik nötig. Sinngemäß lassen sich diese Ansätze auch für die kunden- und marktdienlichen Einsätze anwenden.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

5 Zusammenfassung

Batteriespeichersysteme, unter Berücksichtigung der angeführten Definition von Speichersystemen, werden zukünftig vermehrt einsetzt. Dies erfolgt u.a. in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen bei den Endverbrauchern.

Nicht nur die Anlagenbetreiber können durch Speichersysteme ökonomische Vorteile erzielen, auch Netzbetreiber können bei entsprechend gewählten Betriebsmodi von Speichern profitieren. So bieten Speicher die Möglichkeit zur Vergleichmäßigung der Energieflüsse wodurch bei entsprechender Marktdurchdringung und -dichte aktive Beiträge zur Netzstabilisierung geleistet werden können. Durch den Ausgleich regionaler und zeitlicher Schwankungen zwischen Stromerzeugung und -bedarf tragen Batteriespeichersysteme darüber hinausgehend zur Flexibilisierung des Energiesystems bei.

Die Betrachtungen zeigen, dass der Einsatz von Batteriespeichern und deren Auswirkungen auf das Netz essentiell ist. Es ist nicht davon auszugehen, dass es durch den Einsatz von Speichern zu einer Entlastung im Netz kommt. Dazu bedarf einer regional/lokal differenzierten Betrachtung. So ist insbesondere die vorwiegend fehlende zeitliche Korrelation von Last und Erzeugung bzw. Ausspeicherung und Einspeicherung zu berücksichtigen, siehe [1].

Abhängig davon, wie oft das Batteriespeichersystem den Leistungsbedarf bzw. Leistungsüberschuss erfasst und im dynamischen Speicherbetrieb berücksichtig, muss für diese entsprechende Zeitspanne der komplette Bedarf der Verbrauchers über das Stromnetz geliefert werden. Die gesamte Reaktionszeit, bis die benötigte Leistung geliefert bzw. eingespeichert wird, ist häufig mit weniger als einer Sekunde angegeben. Diese Reaktionszeiten haben sicherheitstechnische Auswirkungen auf die Netze.

Neben der Analyse von Energiespeichern zum leistungsmäßigen Laden und Entladen, insbesondere auf die zeitgleiche Leistungsbetrachtung der Erzeugungs- und Lastsituation, gilt es netztechnische Anforderungen in Bezug auf den sicheren Betrieb dieser Speicher zu erstellen.

Anhand des Überblicks der technischen Anschlussbedingungen von Energiespeichern im Niederspannungsnetz und deren Evaluierung im Hinblick auf sichere netz-, kunden- und marktdienliche Integration lässt sich eine stabile Stromversorgung mit steigendem regenerativem Erzeugungsanteil leichter verwirklichen. Zusätzlich werden Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie im Zusammenhang mit den Netzparallelbetrieb von Speichern nachgewiesen.

In Bezug auf die Stromproduktion mittels Photovoltaik bringt ein Batteriespeichersystem mit „Peak-Shaving“-Betriebsführung, also die Kappung der Erzeugungsspitzen in den Mittagsstunden, i.d.R. netzdienliche Vorteile. Rein leistungstechnisch betrachtet (P_{max}) wird durch ein Batteriespeichersystem unter bestimmten Umständen eine zusätzliche Belastung für das Netz hervorgerufen. Die Leistungsgradienten gilt es insbesondere bei den Parallelbetriebsbedingungen von Batteriespeichersystemen weiterführend zu untersuchen bzw. zu berücksichtigen.

Im Rahmen dessen wird ebenfalls ein Speichermanagement notwendig sein, welches eine koordinierte und zielführende Betriebs- und Einsatzweise der Speicher, z.B. aus Netzsicht, gewährleistet. Hierfür ist eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

standardisierten Schnittstellen erforderlich, u.a. in Anlehnung an bereits vorhandene Systeme des Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagements. Durch diese Maßnahmen im Netz, welche neben der netztechnischen Anbindung eine Verknüpfung über IKT vorsieht, entsteht über eine zeitnahe und bidirektionale Kommunikation zwischen den genannten Akteuren die Grundlage für sogenannte intelligente Netze bzw. Smart Grids, siehe [1].

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

6 Quellenverzeichnis

[1] A. Haber, „Netz- und Systemintegration - Die Rolle von Batteriespeichern," in *Batteriespeicher: rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*, Berlin, De Gruyter Oldenbourg, 2018.

[2] M. Sterner und I. Stadler, Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin: Springer Verlag GmbH, 2017.

[3] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „EnWG Energiewirtschaftsgesetz," 20 Juli 2017. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/. [Zugriff am 06 Dezember 2017].

[4] VDE, „VDE-Studie - Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene," Mai 2015. [Online]. Available: https://shop.vde.com/de/vde-studie-batteriespeicher-in-der-nieder-und-mittelspannungsebene-3. [Zugriff am 20 November 2017].

[5] VDE / FNN, „FNN-Hinweis - Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz," Oktober 2016. [Online]. Available: https://www.vde.com/resource/blob/972830/bcb00e83abc88c6ed0d4a26572063f92/vde-fnn-speicher-netzanschluss-niederspannung-hinweis-data.pdf. [Zugriff am 22 November 2017].

[6] Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Impulspapier Speicherpolitk," 27 11 2017. [Online]. Available: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Impulspapier_Speicherpolitik.pdf. [Zugriff am 28 November 2017].

[7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., VDE-AR-N 4105, Frankfurt am Main: VDE VERLAG GMBH, 2011.

[8] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V, VDE-AR-E 2510-2, Frankfurt am Main: VDE VERLAG GMBH, 2015.

[9] Oesterreichs Energie - EP Photovoltaik des AK Verteilernetze, „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz," Mai 2015. [Online]. Available: https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Netze/RL%20Anschluss%20von%20elektrischen%20Energiespeichern%20an%20das%20Niederspannungsnetz%20update%202015_05.pdf. [Zugriff am 24 November 2017].

[10] J. Weniger, T. Tjaden und V. Quaschning, „Reaktionsvermögen von Solarstromspeichern," *pv magazine,* Nr. 02/2015, pp. 50-52, 2015.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

[11] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien," 22. Dezember 2016. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf. [Zugriff am 10. November 2017].

[12] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „KWKG - Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung," 21 Dezember 2015. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf. [Zugriff am 20. Dezember 2017].

[13] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., DIN EN 50160, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2011.

[14] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema und F. Bauer, „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung," Bundesverband Erneierbare energien e.V. (BEE), Hannover Messe (HM), Regensburg, Berlin, Hannover, 2015.

[15] SOLARWATT, *Produktbeschreibung "MyReserve",* Version 3 Hrsg., 2017.

[16] C.A.R.M.E.N. e.V., „Marktübersicht Batteriespeicher," Februar 2017. [Online]. Available: https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2017.pdf. [Zugriff am 22. März 2017].

[17] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *TAB 2007 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,* 2007.