

# Speichermanagement – Aktueller Stand und Überblick über künftige Anforderungen an Energiespeicher im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland

Alfons Haber, Ouafa Laribi

Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut,  
+49 (0)871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de  
Wissenschaftszentrum Straubing, Schulgasse 16, D-94315 Straubing,  
+49 (0)9421 187 173, ouafa.laribi@tum.de, www.wz-straubing.de

**Kurzfassung:** Anhand des vorliegenden Beitrags werden aktuell vorgeschriebene technische Bedingungen für Anschluss und Betrieb von Energiespeichersystemen im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland dargestellt. Darüber hinaus werden die Aspekte hinsichtlich Speichermanagement evaluiert mit dem Ziel, die Integration von Energiespeichersystemen im Niederspannungsnetz zukünftig über das beschriebene Modell LES zu simulieren und somit eine Basis für effiziente Smart Grids zu legen. Hieraus können unter Berücksichtigung von bisherigen Erfahrungen zielgerichtet technische Diskussionen über Handlungsmaßnahmen sowie allfällige Anpassungen der technischen Regelungen für den Parallelbetrieb beginnen.

**Keywords:** Speichermanagement, technische Anschlussbedingungen, Energiespeicher, Einspeisemanagement, Lastmanagement, Modell

## 1 Definition eines Speichers und unterschiedliche Betriebsmodi

Eine verbindliche Definition für elektrische Energiespeicher existiert weder im Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) [1] noch im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [2].

Nach den technischen Hinweisen „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ des Forums Netztechnik / Netzbetrieb im VDE [3] ist eine elektrische Energiespeicheranlage eine Anlage, welche in Abhängigkeit vom Betriebsmodus elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bzw. aus dem kundeneigenen Netz beim Laden beziehen oder dahin beim Entladen einspeisen kann. Dabei können Energiespeicher unterschiedliche technische Umsetzungen aufweisen, vgl. [3].

Ein Energiespeichersystem repräsentiert eine Einheit, welche aus Energiespeicher z.B. Batterie, Batteriemanagementsystem z.B. Laderegler und einer Sicherheitseinrichtung besteht [4]. Die unterschiedlichen Betriebsmodi eines Energiespeichersystems sind insbesondere in [3] ausgeführt:

- Im Bezugsmodus verhält sich der Energiespeicher aus Netzsicht wie ein Verbraucher, indem elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz oder aus dem Netz des Anlagenbetreibers bezogen wird und der Energiespeicher dabei geladen wird.

- Im Energielieferungsmodus verhält sich der Energiespeicher aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage, indem elektrische Energie in das öffentliche Netz bzw. in das Netz des Anlagenbetreibers eingespeist wird und der Energiespeicher dabei entladen wird.
- Im Modus Inselnetz wird das Speichersystem getrennt vom öffentlichen Netz betrieben. Dabei kann der Energiespeichersystem elektrische Energie vom kundeneigenen Netz für das Laden beziehen oder in das kundeneigene Netz für das Entladen liefern.

## 2 Anschluss des Energiespeichers im Netzparallelbetrieb

Allgemein wird vorausgeschickt, dass aktuell für den Anschluss an das Netz und den Betrieb von Energiespeichern nur bedingt Regelungen und Richtlinien vorhanden sind. Für den Niederspannungsbereich wird hier exemplarisch auf [3] verwiesen, die nachfolgenden Ausführungen sind ein Ausblick, also nicht abschließend, und dienen der Übersicht für die weiteren Ausführungen zum dargestellten Modell.

### 2.1 Anmeldeverfahren

Die VDE-AR-N 4105 [5] beschreibt die technischen Anforderungen für ein Energiespeichersystem, welches im Energielieferungsmodus betrieben wird.

Der Anlagenbetreiber soll sich schon während der Planungsphase mit dem Netzbetreiber in Verbindung setzen und die erforderlichen Unterlagen nachweisen [5].

Zusätzlich ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, für jede seiner Erzeugungs- bzw. Speicheranlagen, welche für den netzparallelen Betrieb vorgesehen ist, typspezifische Konformitätsnachweise für die elektrischen Eigenschaften der Anlage sowie für den eingebauten Netz- und Anlagenschutz jeweils nach den Anforderungen der VDE-AR-N 4105: 2011-08 vorzulegen, siehe [5].

### 2.2 Auswahl des Netzschlusspunktes und Anschlusskriterien

Der Netzbetreiber ermittelt den geeigneten Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage bzw. des Energiespeichersystems, an welchem die Anlage die erzeugte Wirkleistung in das Netz einspeist. Dabei sind insbesondere die Netzurückwirkungen der Erzeugungsanlage am Anschlusspunkt zu berücksichtigen, welche als Maß für die Sicherheit des Netzbetriebs dienen, unter Beachtung der Netzkurzschlussleistung, Netzimpedanz und der Resonanzen als Auswahlkriterien. Weiterführend wird u.a. auf [5] verwiesen.

Speichersysteme, die ins öffentliche Netz einspeisen, müssen zusätzlich zu den Anforderungen der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 und DIN V VDE 0124-100 einen Konformitätsnachweis für den Energieflussrichtungssensors (EnFluRi) erfüllen, vgl. [3].

### 2.3 Anschlusskriterien und Messung

Die Anschlusskriterien von Energiespeichern sind u.a. in [5] beschrieben, wobei hier exemplarisch darauf hingewiesen wird, dass der Anschluss an einen Endstromkreis nicht erlaubt ist.

Allgemeine Anforderungen an den Zählerplatz bzw. den zugehörigen Anschluss in Deutschland finden sich ebenfalls in [5], wie nachfolgend im Auszug angeführt:

- Zentrale Anordnung ist die konventionelle Anordnung und muss die TAB 2007 [6] erfüllen.
- Dezentrale Anordnung neben der Anlage und muss die TAB 2007 [6] oder im Kleinverteiler und muss die Norm DIN VDE 0603 [7] erfüllen
- Dezentrale Anordnung in der Erzeugungseinheit (CE-zertifizierte Einheit) und muss je nach Zählerbauart die Normen DIN 43870 [8] (Dreipunkt), DIN 43870 [8] (BKE-Einheit) oder DIN 43880 [9] (Messeinrichtungen für Hutschienenmontage) erfüllen.

Es wird nach der novellierten Norm DIN VDE 0100-551 [10] keine jederzeit zugängliche Trennstelle mehr für den Anschluss einer Erzeugungsanlage an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers verlangt. Die Berechnung von verbrauchter und ins öffentliche Netz eingespeister Energie unter Beachtung der Zusammenwirkung zwischen Erzeugungsanlagen, Energiespeichern und Verbrauchen wird nach der Norm VDE-AR-N 4400 [11] durchgeführt. [5]

## **2.4 Maximale Anschlusswirkleistung**

Wie bereits beim allgemeinen Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen bekannt, sind auch für Energiespeicher Grenzwerte in den genannten Regelwerken enthalten.

Die maximale Wirkleistung, die das Speichersystem in das öffentliche Netz liefern darf, muss vom Netzbetreiber genehmigt und darf nicht überschritten werden. Das Speichersystem muss dementsprechend unter Beachtung des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  dimensioniert werden, siehe [5].

## **2.5 Zulässige Schiefast**

Um eine möglichst symmetrische Belastung am Anschlusspunkt zu erzielen, soll eine Einspeisung in das öffentliche Netz von maximal 4,6 kVA Scheinleistung aus einphasigen und ungekoppelten Wechselrichtern auch im Fehlerfall nicht überschritten werden. Damit wird eine Scheinleistungsdifferenz von maximal 4,6 kVA zwischen zwei Außenleitern nicht überschritten. [5]

Ist die Anlage größer ausgelegt, muss die Scheinleistung die über 13,8 kVA hinausgeht entweder anhand dreiphasiger Wechselrichter oder mittels einphasiger Wechselrichter, die kommunikativ miteinander gekoppelt sind, moduliert werden. Somit wird sichergestellt, dass bei Ausfall eines Wechselrichters die zwei anderen Wechselrichter gestoppt werden, sodass keine signifikante Schiefast im Fehlerfall auftritt [12].

## **2.6 Netzurückwirkung**

Um den stabilen und sicheren Betrieb des Netzes und anderer Kundenanlagen nicht zu gefährden, dürfen grundsätzlich Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen, die an das Netz angeschlossen sind, dauerhaft bestimmte Grenzen nicht überschreiten. Der Netzbetreiber darf bei großen störenden Netzurückwirkungen einer Kundenanlage diese vom

Netz trennen. Der Anlagenbetreiber ist für die Behebung der störenden Netzurückwirkungen verantwortlich, auch wenn diese Störungen zu einem späteren Zeitpunkt auftreten, vgl. [5]

Typische Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen oder Speicheranlagen können wie folgt zusammengefasst werden (siehe u.a. [5]):

- Schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Oberschwingungen und Zwischenharmonische
- Spannungsunsymmetrien
- Kommutierungseinbrüche
- Tonfrequenz-Rundsteuerung
- Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes
- Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und -unterbrechungen

## 2.7 Netz- und Anlagenschutz

Je nach gesamter maximaler Scheinleistung, die sich aus der Summe der Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen bzw. Speicheranlagen an einem Netzanschlusspunkt ergibt, kann der Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) unterschiedlich ausgeführt werden, dabei muss die Einfehlersicherheit sowohl vom zentralen als auch vom integrierten NA-Schutz gewährleistet werden: [5]

- Für  $S_{A,max,Total} \leq 30 \text{ kVA}$  kann der NA-Schutz entweder zentral am zentralen Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung ausgeführt werden, z.B. integriert in die Umrichtersteuerung. Der integrierte NA-Schutz muss die Auslösung des integrierten Kuppelschalters gewährleisten.
- Für  $S_{A,max,Total} > 30 \text{ kVA}$  muss der NA-Schutz zentral am zentralen Zählerplatz ausgeführt werden. Ausnahme gilt hier für Blockheizkraftwerke, wenn eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion vorhanden ist. Die Auslösung des Kuppelschalters muss durch den zentralen NA-Schutz gewährleistet werden.

## 2.8 Wirkleistungsmanagement

Im Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) [1] wird z.B. das Einspeisemanagement mit einhergehenden Anpassungen der Wirkleistung/Einspeiseleistung beschrieben. Ähnliche Ansätze zur Änderung der Wirkleistung finden sich in den Normen und technischen Regeln, wobei der Anlassfall sehr unterschiedlich sein kann.

Auszugsweise wird angeführt, dass dieser Frequenzbereich in [5] eingeflossen ist. Liegt die Netzfrequenz im Bereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz müssen alle regelbaren Anlagen, die in das Netz einspeisen, die momentan erzeugte Wirkleistung  $P_M$  entsprechend einer vorgegebenen Frequenzkennlinie mit 40 % von  $P_M$  je Hertz senken bei Weitersteigen der Frequenz und mit 40 % von  $P_M$  je Hertz steigern, falls die Netzfrequenz abnimmt, siehe [5].

Überschreitet die Netzfrequenz die 51,5 Hz müssen regelbare Anlagen unverzüglich innerhalb von maximal 1 s vom Netz getrennt werden. Nicht regelbare Anlagen können sich bei Netzfrequenzen zwischen 50,2 und 51,5 Hz unter Voraussetzung einer Gleichverteilung der Abschaltfrequenz in maximal 0,1 Hz-Schritten vom Netz trennen. Im Fall eines

Frequenzabfalles im Bereich zwischen 47,5 Hz und 50 Hz dürfen die Energiespeicheranlagen, welche in das Netz einspeisen, nicht automatisch vom Netz getrennt werden, siehe [5].

## 2.9 Blindleistung

In den technischen Hinweisen [3] wird ausgeführt, dass die für den Betriebsmodus Energielieferung (Erzeuger) die Regeln der VDE-AR-N 4105 [5] gelten und für den Betriebsmodus Energiebezug (Verbraucher)  $\cos \varphi = 1$  gilt. (siehe [6])

Um die Netzspannung stabil zu halten, müssen Erzeugungsanlagen bzw. Energiespeichersysteme, die mit schwankender Leistung in das Niederspannungsnetz einspeisen, sich entsprechend der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [5] an die statische Netzstützung beteiligen. [5]

Bei Anlagen bis einschließlich 3,68 kVA sind keine Anforderungen für geregelte Blindleistungsbereitstellung nach vorgegebener Kennlinie erforderlich. Die Anlagen müssen lediglich einen Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$  nach DIN EN 50438 aufweisen [5]. Dies ist Vorgabe des Netzbetreibers.

Bei Anlagen, die für eine Scheinleistung  $S_{E_{\max}}$  größer 3,68 kVA bis einschließlich 13,8 kVA ausgelegt sind, liegt der Verschiebungsfaktor innerhalb von  $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$ . Bei Anlagen mit über 13,8 kVA Scheinleistung  $S_{E_{\max}}$  liegt der Verschiebungsfaktor innerhalb von  $\cos \varphi = 0,9_{\text{untererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,9_{\text{übererregt}}$ . Wird vom Netzbetreiber eine Kennlinie vorgegeben, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 Sekunden automatisch einstellen [5], siehe Abbildung 1.

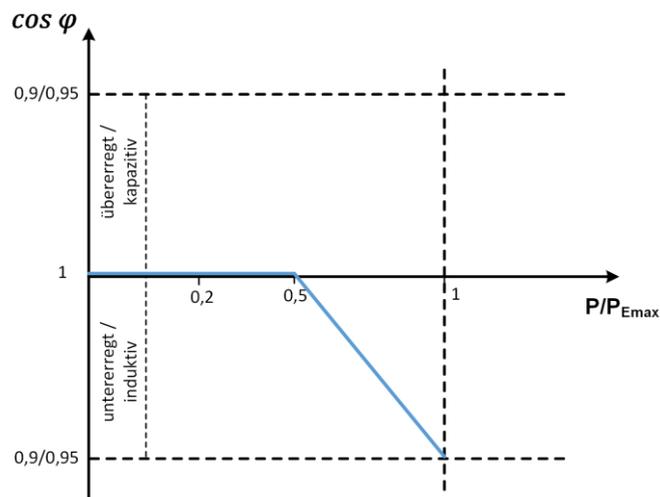


Abbildung 1: Vorgegebene Standardkennlinie für  $\cos \varphi$  in Abhängigkeit von der Summe der eingespeisten Wirkleistung [eigene Darstellung gemäß [5]]

### **3 Künftige Anforderungen und das Speichermanagement**

Die Anforderungen an die Netze durch die zunehmende Anzahl von Energiespeichern, insbesondere den Akkumulatoren –allgemein als Batterien bezeichnet – werden steigen. Dies ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn sich die Kosten für solche Systeme reduzieren und stückzahlmäßig große Verteilungen im Versorgungsgebiet möglich sind.

Nachfolgend werden somit einzelne Aspekte der Anforderungen in Bezug auf Integration von Energiespeichern im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland ausgeführt, wobei hier diese nur im Überblick erfolgen können.

Wie die bisherigen Ausführungen zum Anschluss des Energiespeichers gezeigt haben, gilt es hier eine Reihe von Anforderungen einzuhalten, die sich allgemein auf die Last und die Einspeisung beziehen. In der einschlägigen Fachliteratur kennen wir das Last- und Einspeisemanagement. Für die Energiespeicher wird dieses hier erweitert durch das Speichermanagement, welches sich schwerpunktmäßig auf alle Modi des Betriebs von Energiespeichern, wie bereits eingangs angeführt, bezieht. Aufgrund dessen wird nachfolgend das Speichermanagement behandelt, wobei hier angemerkt wird, dass eine umfassende Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) vorausgesetzt, sowie ein Zugreifen bzw. Vorgeben von Betriebswerten, unabhängig des Verantwortungsbereichs und der regulatorischen Rahmenbedingungen, angenommen wird.

#### **3.1 Mögliche Unsymmetrien**

Sowohl die VDE Norm VDE-AR-N 4105 [5], welche an Erzeugungsanlagen gerichtet ist, als auch die TAB 2007 [6], welche den Anschluss von Verbrauchern am Niederspannungsnetz behandelt, setzen für einen einphasigen Einschluss eine maximale Unsymmetrie von 4,6 kVA zwischen zwei Außenleitern. Jedoch könnte die Leistungsunsymmetrie zwischen Außenleitern im Fall, dass eine Erzeugungsanlage bzw. ein Energiespeicher mit 4,6 kVA einspeist und gleichzeitig ein Verbraucher eine Leistung von 4,6 kVA bezieht, 9,2 kVA betragen [3]. Dieser Unsymmetriefall könnte zukünftig durch Einsatz eines Speichermanagementsystems behoben werden, indem z.B. die Regelung die Unsymmetrie erkennt und die erzeugte Energie zwischenzeitlich in den Speicher umsteuert. Eine andere Möglichkeit wäre die Reduzierung der eingespeisten Leistung, solange die Unsymmetrie besteht. Weiterhin sollten die Anforderungen an Netzanschluss für solche Fälle angepasst werden.

#### **3.2 Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz**

Bis jetzt sind nach der VDE Norm VDE-AR-N 4105 [5] keine technischen Bedingungen bezüglich Wirkleistungserhöhung für Erzeugungsanlagen bzw. Energiespeichersysteme vorgeschrieben im Fall, dass die Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50 Hz liegt.

Anforderungen für die Wirkleistungssteuerung bei Unterfrequenz gemäß einer vom Netzbetreiber vorgegebenen Frequenz-Kennlinie wären in diesem Sinne analog zu dem Überfrequenzfall zukünftig überlegenswert. Sinngemäß können hier auch Speicher über ein geeignetes Management eingesetzt werden.

### 3.3 Wertevorgabe für Wirk- und Blindleistung

Aktuell gibt es in der VDE-AR-N 4105 [5] keine Anforderungen für einen direkten Zugriff des Netzbetreibers auf Energiespeicher- und Erzeugungsanlagen, die es ihm erlauben, Werte für die Wirkleistungseinspeisung direkt vorzugeben. Jedoch können zukünftig Energiespeichersysteme bei vorhandenem direkten Zugriff zur positiven als auch zur negativen Regelleistungsbereitstellung eingesetzt werden, wobei hier die Summenleistung der Energiespeicher zu berücksichtigen ist, denn nicht alle leistungskleinen Speicher sind hier technisch sinnvoll einsetzbar. Weiterführend erfordert dies ein geeignetes technisches Kommunikationssystem (IKT) zwischen Energiespeichersystemen und Netzbetreibern, zum anderen müssen Anpassungen an die Anforderungen zum Anschluss und Parallelbetrieb von (leistungsstarken) Energiespeicheranlagen durchgeführt werden.

Schon heute existieren Mindestanforderungen für die Steuerung des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  entsprechend einer vom Netzbetreiber vorgegebenen Standardkennlinie, wie in der VDE-AR-N 4105 [5] beschrieben wird.

Zukünftig könnte durch direkte Vorgabe des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  die Blindleistungsbereitstellung dynamischer gestaltet werden, wobei hier insbesondere die Erzeugungstechnologie, die Blindleistungsbereitstellung sowie die Spannung am Verknüpfungspunkt und im Netzabschnitt berücksichtigt werden bzw. in solche Vorgaben miteinfließen sollte. Weiterführend müssen mögliche technische als auch regulatorische Anpassungen berücksichtigt werden, die technischen Vorkehrungen sollten jedoch mit dem Aufwand und den Nutzen, ohne eine allgemeine Vorgabe, abgewogen werden.

### 3.4 Modell zum dynamischen Speichermanagement

Neben dem Einsatz für das Einspeisemanagement können Energiespeichersysteme für das Lastmanagement das s.g. Demand Side Management eingesetzt werden, deren Kombination das Speichermanagement darstellt. Ein Ziel dabei ist es, eine möglichst hohe Flexibilisierung der Last bzw. der Stromnachfrage auf der Verbrauchsseite in Abstimmung mit der Erzeugung zu erreichen.

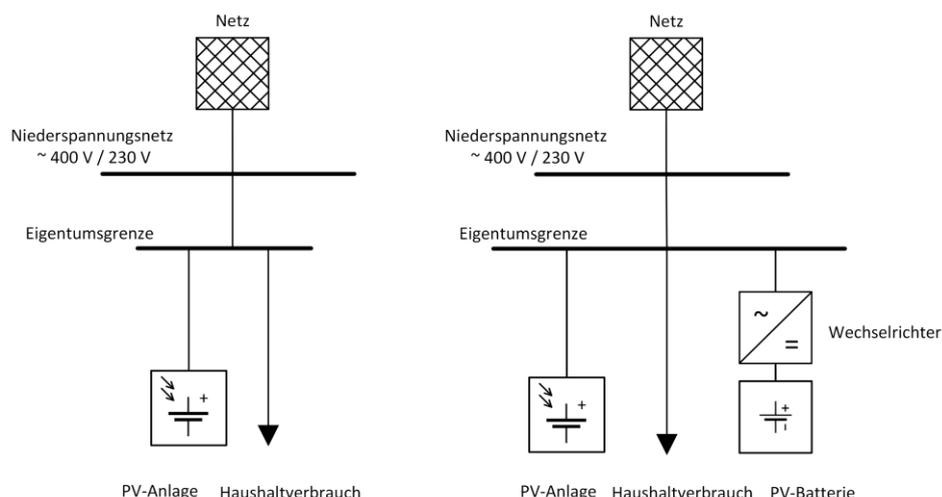


Abbildung 2: Modellierung des Hausanschlusses mit PV-Anlage und ohne Batterie (links) und mit Batterie (rechts) [eigene Darstellung]

Beispiel: Ein Speichermanagement im Niederspannungsbereich eines Haushaltes mit einer an das Netz angeschlossenen Photovoltaikanlage wird u.a. realisiert, indem eine dynamische Speicherung der Erzeugungsleistung, z.B. gezielt während der Mittagsstunden, erfolgt. Der Energiespeicher repräsentiert in diesem Fall die flexible Last. Dies kann somit auch steile Anstiege der Erzeugungsleistung im Niederspannungsnetz unter bestimmten vorhandenen Wetterbedingungen verhindern und somit zur Anpassung des dezentralen eingespeisten Leistungsflusses aus erneuerbaren Energie in das Netz beitragen.

Für die Beurteilung des Beitrags eines Energiespeichermanagementsystems am Niederspannungsnetz wurde im Rahmen der Forschungsaktivitäten ein Modell für einen Verbraucher (Hausanschluss) anhand eines für Netzberechnungen geeigneten Simulationsprogramms (Lastflussberechnungsprogramm) erstellt. Das Simulationsmodell bildet einen Hausanschluss, einer Photovoltaikanlage und einen Energiespeichersystem ab, welche am Niederspannungsnetz angeschlossen und betrieben werden. Anhand der dynamischen Simulation des Modells werden verschiedene Betriebsszenarien (z.B. über unterschiedliche Profile, von Last über Erzeugung bis Speicherung) implementiert, analysiert und bewertet.

In einem ersten Beispielszenario wird ohne Berücksichtigung des Energiespeichersystems die zeitabhängige Einspeisung der Erzeugungsanlage als auch der Lastprofile des Haushaltsverbrauchs über eine gewählte Zeitspanne abgebildet. Anschließend wird die Leistungseinspeisung in das Netz bzw. die Netzbelastung über die Zeit berechnet. (Abbildung 2 links)

Das zweite Beispielsszenario bildet ebenfalls den Hausanschluss aus sowohl Erzeugungsanlage als auch Verbrauchseinrichtung und zusätzlich einem Energiespeichersystem ab (Abbildung 2 rechts). Das Energiespeichersystem ist so gesteuert, dass die Leistung, welche von der PV-Anlage erzeugt wird, vorrangig in den Energiespeicher eingespeist wird.

Das dritte Beispielsszenario repräsentiert eine Erweiterung des zweiten Szenarios, indem die Steuereinrichtung die Speicherung der erzeugten Leistung erst während der Spitzenerzeugungszeiten der PV-Anlage in den Energiespeicher ermöglicht.

In einem nächsten Schritt gilt es, das Speichermanagement der Batterie dynamischer zu gestalten. Dafür wird das Beispielsszenario 3 erweitert, so dass die günstigsten (z.B. bezogen auf das Netz oder monetär) Lade- bzw. Entladezeiten in Abhängigkeit der prognostizierbaren Wetterbedingungen durch die eingebaute Regelung des Speichermanagementsystems ermittelt werden. Dementsprechend soll der Energiespeicher z.B. bei schlechten Wetterbedingungen schon ab den Vormittagsstunden laden und sich abends zur Reduktion der Lastspitze entladen oder im Fall, dass eine maximale Einspeisung erneuerbarer Energien aufgrund guter Wetterbedingungen prognostizierbar ist, der Speicher erst über die Mittagsstunden laden und sich dann wieder in das Netz und die Haushaltlast entladen.

Alle oben genannten Beispielsszenarien werden ebenfalls in einem weiteren Schritt auf eine Netzregion (mit Netzdaten) übertragen, um den Effekt der dezentralen Einspeisung in das Niederspannungsnetz mit und ohne Speichermanagement zu veranschaulichen.

Abbildung 3 stellt eine Visualisierung des entwickelten Modells LES dar, welches die Zusammenwirkung zwischen Last, Erzeugungsanlage und Speichersystem anhand einer implementierten Regelung für das Speichermanagementsystem dynamisch simuliert.

Über das Modell LES lassen sich somit unterschiedliche Situationen im Netz, auf Basis z.B. einer knotenbezogenen Last und Einspeisung, mit oder ohne Speicher, sowie über weitläufige Netzabschnitte inkl. der Auswirkungen auf die Quellen, vorgelagerte Netze und Spannungsebenen durchführen. Hieraus können weiterführend auf Basis der Eingangs- und Ausgangsgrößen dynamische Simulationen und resultierende Optimierungen, bezogen auf unterschiedliche Ausgangsgrößen wie z.B. Spannung oder Lastfluss, durchgeführt werden, die schlussendlich in Algorithmen münden. Diese fließen in die reale Netzplanung und den Netzbetrieb ein. Ein Ergebnis kann z.B. sein, dass über ein kollektives Speichermanagement der Netzausbau oder z.B. der Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators, getrieben über den Erzeugungsausbau, zeitlich verzögert bis ganz verhindert wird.

Weiterführende Berechnungen und Analysen werden fortwährend durchgeführt.

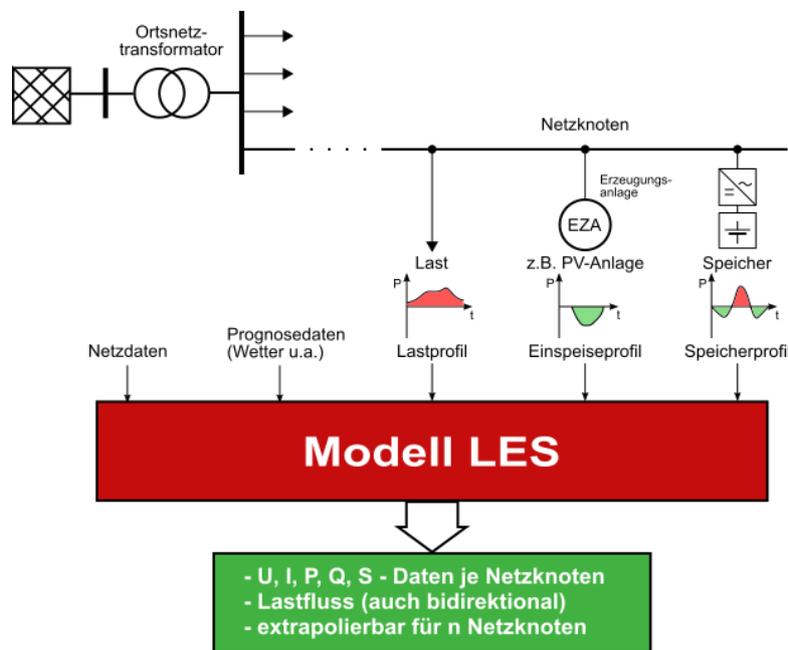


Abbildung 3: Visualisierung des Modell LES [eigene Darstellung]

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die beispielhaft angeführten technischen Aspekte inklusive der Definitionen haben gezeigt, dass hier weitere fachliche Diskussionen notwendig sind und Modelle für ein Speichermanagement einen wichtigen Baustein für die Netzplanung und den Netzbetrieb darstellen.

Aufgrund der zunehmenden Integration kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen werden die Stromnetze von immer mehr wechselnden Einspeise- sowie Lastsituationen beansprucht. Diese neuen Randbedingungen fordern den Einsatz innovativer Systemlösungen bei der Energieverteilung im Niederspannungsnetz. In diesem Sinne wird aktuell der Einsatz von

Speichermanagementsystemen, welche an dezentralen Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz angekoppelt werden, mittels Simulationsmodellen geprüft. Diese Simulationsmodelle sollen anhand wechselnder auftretender Last- und Einspeiseprofile und im Zusammenspiel mit einem gesteuerten dynamischen Speichermanagement verschiedene Betriebs- und Belastungsszenarien in einem Niederspannungsnetz abbilden.

Somit kann evaluiert werden, inwiefern Energiespeichersysteme, welche über ein gesteuertes Speichermanagement verfügen, zur Reduzierung von Leistungsengpässen und Netzbelastungen sowie zur Anpassung von Lastflüssen beitragen können. Über die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und das Modell LES mit dem dynamischen Speichermanagement kann eine aktive Rolle im Smart Grid eingenommen werden.

Um das Speichermanagement effizient zu gestalten gilt es weiterhin die technischen Anforderungen an Energiespeicher im Niederspannungsnetz anzupassen, ein Kommunikationssystem zwischen Verteilnetzbetreibern und Erzeugungsanlagen bzw. Energiespeichersystemen zu etablieren und Algorithmen für ein Speichermanagementsystem zu entwickeln.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), i.d.F. Juni 2015.
- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), i.d.F. Juli 2014.
- [3] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Technischer Hinweis "Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz", [https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Documents/FNN\\_Speicher\\_2014-06.pdf](https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Documents/FNN_Speicher_2014-06.pdf), Juni 2013.
- [4] VDE-AR-E 2510-2 Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz, September 2015.
- [5] VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011.
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Technische (BDEW), "Anschlussbedingungen TAB 2007", Ausgabe 2011.
- [7] VDE, „DIN VDE 0603 "Installationsverteiler und Zählerplätze AC 400 V““.
- [8] DIN 43870 "Zählerplätze"
- [9] DIN 43880 "Installationseinbaugeräte"
- [10] VDE, DIN VDE 0100-551 "Elektrische Anlagen von Gebäuden".
- [11] VDE-AR-N 4400: 2011-08 "Messwesen Strom (Metering Code)"
- [12] SMA, Die neue VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105), Stand Juli 2012.
- [13] DIN EN 61000-3-12 (VDE 0838-12) Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-12.
- [14] DIN EN 61000-3-2 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2.