

Batteriespeichermanagementsysteme im Vergleich – individualisiert und nach Optimierungsmethoden

Alfons Haber, Julius Gross

Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut,
Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, +49(0)871 506 230,
alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Kurzfassung: Als Energiespeicherung, im konkreten Fall bezogen auf die Netz- und Systemintegration, kann eine Aufnahme und spätere Abgabe von Energie in einer bestimmten bzw. definierten Form verstanden werden, vgl. [1]. Um die Einspeisung leistungsbezogen an der Last bzw. den Verbrauch anpassen zu können, bedarf es einer veränderbaren Einspeisung. Energiespeicher werden heute bereits mit großen Energieinhalten und Leistungen betrieben, wie z.B. in der Wasserkraft als Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke. Hierzu stehen grundsätzlich mehrere Technologien der Energiespeicherung zur Verfügung, die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Batteriespeicher bzw. technisch gesprochen auf Akkumulatoren. Es werden Batteriespeichermanagementsysteme verglichen, welche individualisiert nach Lasten und den Speichergrößen mit unterschiedlichen Optimierungsmethoden betrieben werden können.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Tools zur Optimierung eines Batteriespeichermanagementsystems. Dieses berechnet und stellt graphisch dar, wie ein Batteriespeichersystem nach bestimmten Kriterien den elektrischen Strom in einem Netzknoten ein- und ausspeist. Die Berechnungen für diese Kriterien werden nach der Maßgabe von sechs Szenarien durchgeführt. Diese Szenarien wurden als wesentliche Instrumente zur Optimierung von Batteriespeichermanagementsystemen identifiziert. Weiterführend werden die jeweiligen Möglichkeiten der Szenarien beschrieben, die Berechnungen erläutert und die Ergebnisse graphisch in Diagrammen ausgegeben, die so den zeitlichen Verlauf von Last und Einspeisung darstellen, vgl. [2]. Wesentlich ist hierbei, dass die jeweiligen Lasten als Lastgänge in das Modell in $\frac{1}{4}$ -Stundenwerten eingelesen und differenzierbare Speicherdaten individuell eingegeben werden können. Es werden drei Arten der Optimierungen vorgenommen, die sich in Hinsicht des übergeordneten Zieles der Optimierung aus netzdienlich, kundendienlich und marktdienlich ergeben, vgl. [1].

Anhand der durchgeführten Analysen auf Basis von realen Messdaten können die Methoden der Optimierungen von Speichern im Stromnetz dargestellt und nach den Szenarien bewertet werden, siehe [3]. Diese Ergebnisse ermöglichen weiterführend eine Gegenüberstellung der jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Möglichkeiten eines aktiven bzw. dynamischen Speichermanagements und können so die Basis für unterschiedliche Szenarien und Optimierungen sein, die dezentral oder zentral vorgegeben werden können.

Keywords: Batteriespeichermanagement, Optimierung, Szenarien, netzdienlich, kundendienlich, marktdienlich

1 Einleitung

Es existieren unterschiedliche Lösungen im Bereich Energiespeicherung, die Anwendungen und Verbreitungen von elektrochemischen Speichern bei Endanwendern nehmen rasant zu. Es wird häufig irrtümlich davon ausgegangen, dass das Netz uneingeschränkt in Zeit und Leistung verfügbar sei oder lediglich mit Energiemengen gerechnet und nicht die Leistung über die Zeit betrachtet wird. Somit ist es wichtig, die Energiespeicher auch im Zusammenhang mit den Auswirkungen auf den resultierenden Lastfluss am Netzknoten zu betrachten, eine intelligente Netz- und Systemintegration ist wesentlich. Dies bezieht sich neben den Betrachtungen zum Lastfluss und den Leistungsgradienten auch auf die Steuerungen von Lasten, Erzeugern und Speichern. Insbesondere im Zusammenhang mit der steigenden Anzahl von Batteriespeichern im Netz sind die kumulativen Wirkungen zu analysieren und ein Speichermanagement essentiell. So werden laut [1] unter *Speichermanagement* verstanden: *alle Arten der Ladung und Entladung (Ein- und Ausspeicherung) von Batteriespeichern, die unter Berücksichtigung der Lade- und Entladecharakteristik möglich sind und bei denen in weiterer Folge die Möglichkeit der Ansteuerung über ein Informations- und Kommunikationsnetz durch einen Aggregator oder einem anderen Marktteilnehmer erfolgt, wobei sich hier unterschiedliche Betriebsmodi und Einsatzmöglichkeiten unterschieden nach Markt, Netz oder Kunden ergeben.* In diesem Konnex wird ebenfalls laut [1] der Aggregator wie folgt beschrieben: *ein Dienstleister/Marktteilnehmer, der über ein Informations- und Kommunikationsnetz verschiedene Verbraucher-, Erzeuger- oder Speicherleistungen (Kapazitäten) für unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten differenziert nach den Marktteilnehmern und dem System bündelt und einsetzt.*

Aufbauend auf die obigen Aspekte des Batteriespeichermanagements gilt es für die Netzplanung und die Netzberechnung ein Tool für die Betrachtungen und Auswirkungen im Netz zu entwickeln. Denn viele Lastflussberechnungsprogramme können dynamische ¼-Stundenwerten einlesen. Somit soll ein Werkzeug verwendet werden, hier auf Grundlage von Excel, welches Analysen von Szenarien zur Ent- und Beladung von Batteriespeichern mit einhergehenden Optimierungen ermöglicht. Der aktuelle Ladezustand der Batterien (State of Charge – SoC) mit den einhergehenden weiteren Kenndaten der Batterie sowie Daten zum jeweiligen Marktpreis können ebenfalls einfließen.

2 Lastflussbetrachtungen

Die Richtungen der Lastflüsse gilt es vorab im Zusammenhang mit dem Netz-, Verbrauchs-, Erzeuger- und Speichersystems zu definieren und vorzeichenmäßig festzulegen, z.B. nach dem Verbraucherzählpeilsystem. Die Richtungen und in weiterer Folge die Pfeile zeigen an, zwischen welchen Komponenten der elektrische Strom fließt, siehe Abbildung 1. Diese Betrachtungen und Definitionen sind insbesondere für die Richtungsbestimmung und für die mathematischen Analysen (z.B. leistungs- und mengenmäßige Bilanzierungen) von Bedeutung.

Folgende Abhängigkeiten werden im Bezugssystem vereinfacht beschrieben, siehe Abbildung 1:

- (1) Der Strom fließt vom Erzeuger zum Verbraucher (Direkt-/Eigenversorgung).
- (2) Das Stromnetz bezieht Strom vom Erzeuger (Netzeinspeisung).
- (3) Der Speicher bezieht Strom vom Erzeuger (Einspeicherung).
- (4) Der Verbraucher bezieht Strom vom Speicher (Ausspeicherung bzw. Eigenversorgung).
- (5) Der Verbraucher bezieht Strom aus dem Netz (Netzbezug).

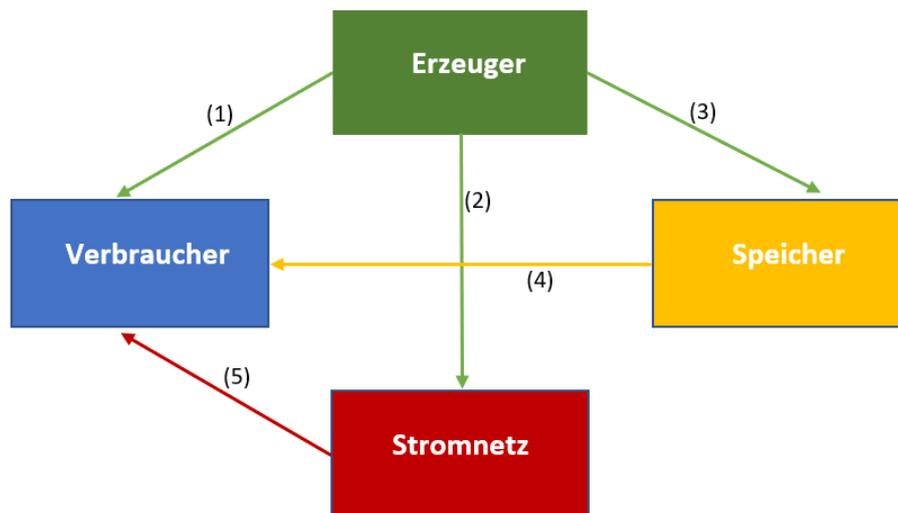


Abbildung 1: Bezugssystem des Netz-, Verbrauchs-, Erzeuger- und Speichersystems [3]

Bei den Analysen zum Lastfluss, insbesondere zu den Spannungsänderungen im Einsatz von Last und Einspeisung, wird allgemein das Spannungsniveau unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten durch das Verhalten des Kollektivs aller Verbraucher und Erzeuger sowie Speicher bestimmt. Der Speicher kann insbesondere folgende Betriebsmodi im Zusammenhang mit dem Netz aufweisen: (vgl. [1])

- Einspeicherung: Energiebezug aus dem Netz (netzgekoppelter Betrieb wie Verbraucher/Last)
- Ausspeicherung: Energieeinlieferung in das Netz (netzgekoppelter Betrieb wie Einspeiser/Erzeugung)
- Inselnetz: vom öffentlichen Netz getrennte lokale Energieversorgung mit „Einspeicherung“ und „Ausspeicherung“
- Speicherung und Entladung im Netz in Verbindung mit Erzeugungsanlagen oder zum Lastmanagement (z.B. lokal mit PV-Anlagen, Kundenanlagen, Ladestationen für Elektromobile)

Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich vorwiegend auf die Betriebsmodi „Einspeicherung“ und „Ausspeicherung“.

3 Batteriespeichermanagement

Bei Betrachtungen im Zusammenhang mit einem derzeit noch vorwiegend fehlenden koordinierten Einsatz der Speicher kann angemerkt werden, dass beispielsweise ein allgemeiner Betrieb der Speicher (Einspeicherung) unabhängig von der Erzeugung bzw. der resultierenden Einspeisung zu keiner unmittelbaren Reduktion der Einspeiseleistung führt. Die Ausspeicherung, ohne Berücksichtigung der Last bzw. des Lastverlaufs, führt nicht zwangsläufig zu einer Verringerung der Lastspitze. Die resultierenden Energieflüsse in und aus dem Netz können sich hier ebenfalls verändern. Zu den Betrachtungen der Speicher als Verbraucher und den Beitrag für das Netz gilt es insbesondere bei den Batteriespeichern folgende Ladungen (Betriebsmodus „Einspeicherung“ und „Speicherung“) zu berücksichtigen, die weiterführend ebenfalls über das Speichermanagement angesteuert bzw. geregelt werden können, vgl. [1]:

- Direktes Laden: Die Ladung der Speicher erfolgt nicht zeitgesteuert, sondern z.B. bedarfsgesteuert bei Unterschreitung einer Speicherkenngröße.
- Verzögertes Laden: Erfolgt die Ladung der Speicher beispielsweise erst ab einer bestimmten Leistung der Einspeisung (z.B. PV), kann hier auch von einer leistungsgesteuerten oder verzögerten Ladung gesprochen werden.
- Laden nach Netzvorgaben: Der Speicher kann unter Berücksichtigung von z.B. Netzauslastungen oder Spannungswerten geladen werden und so den Lastfluss beeinflussen.
- Spitzenreduziertes Laden (Peak Shaving): Der Speicher wird bewusst zur Reduktion der Lastspitzen, verursacht durch einen hohen Anteil von zeitgleicher Einspeisung, eingesetzt. Die Ladung erfolgt z.B. häufig in Kombination mit den prognostizierten PV-Einspeiseleistungen.

Die beschriebenen Arten der Ladung können dementsprechend auch für die Entladung der Speicher (Betriebsmodus „Ausspeicherung“ und „Entladung“) angewandt werden, wobei hier z.B. die Vorgabe (leistungsbasiert) über den Verbrauch bzw. die Last erfolgt (direktes Entladen, verzögertes Entladen, Entladen nach Netzvorgaben und spitzenlastreduziertes Entladen).

Bei allen Arten der Ladung gilt es, die Lade- und Entladecharakteristik der eingesetzten (Batterie-)Speicher, entsprechend der jeweiligen Speicherkenndaten, sowie in weiterer Folge die Möglichkeit der Ansteuerung (Speichermanagement) zu berücksichtigen. [1]

3.1 Ausgangssituation

Für die Darstellung und Analyse der Lastflussbetrachtungen wurde das entwickelte Tool zur einfacheren Berechnung so konzipiert, dass über Excel Lastgänge, z.B. Netzlastgänge, eingelesen werden können. So können ¼-Stunden Leistungswerte einer Excel-Datei, mit definiertem Datenformat (Zeit, Leistung), eingelesen werden. Die Daten für die Betrachtungen umfassen weiterführend neben dem Zeitstempel die Last, die vom Verbraucher bezogen wird, die Erzeugung und den jeweils hinterlegten, allenfalls dynamischen, Strompreis.

Abbildung 2 zeigt den beispielhaften Verlauf eines Lastgangs mit einer Einspeisung (hier PV) über den Tag. Bei einem positiven Wert der Last wird Strom aus dem Netz bezogen, umgekehrt liegt eine Rückspeisung in das Netz vor. Dieser exemplarische Lastgang ist die Eingangsreferenz für die weiterführenden Betrachtungen.

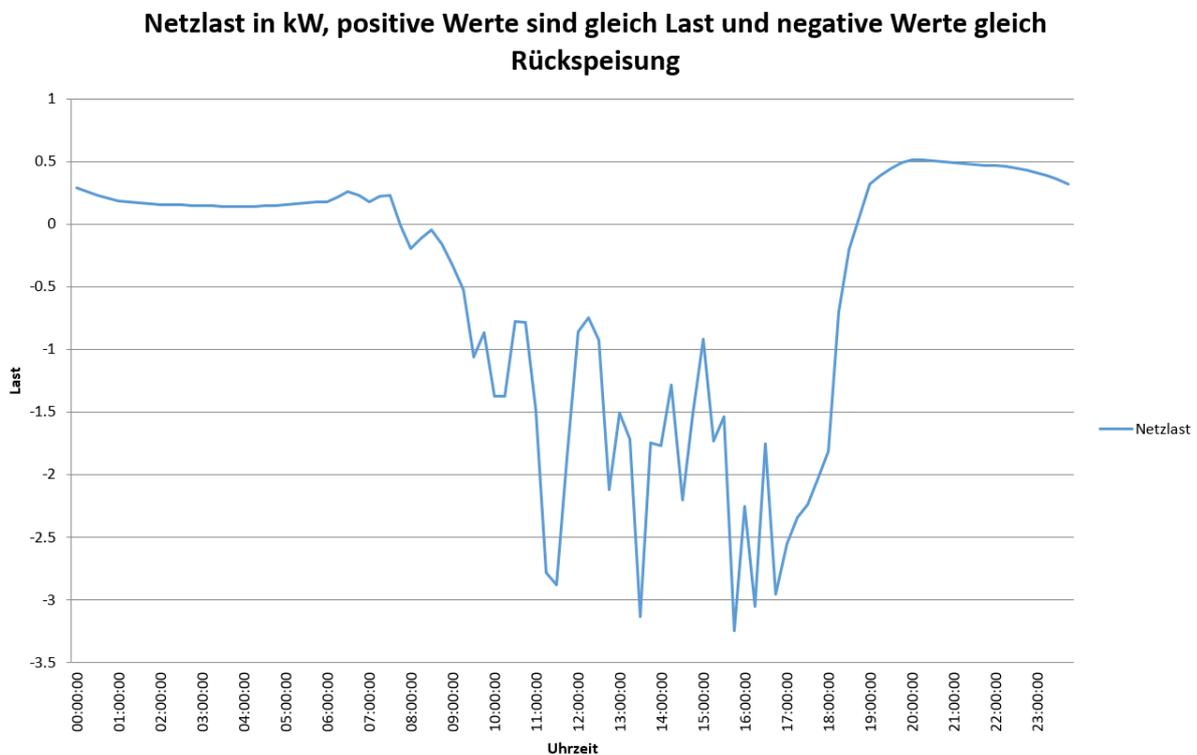


Abbildung 2: Beispiel einer Netzlast über den Tag – Ausgangsdaten [3]

3.2 Optimierungsvarianten und Szenarien für das Batteriespeicher- management

Für die intelligente Speichernutzung gibt es unterschiedliche Szenarien für die Optimierung, wobei vorab 3 Arten der Optimierung berücksichtigt werden. Diese Arten unterscheiden sich in Hinsicht des übergeordneten Zieles der Optimierung. Sie werden als netzdienlich, kundendienlich und marktdienlich eingeordnet, vgl. [1]. Bei allen Varianten der Optimierung sind ebenfalls die kumulativen Wirkungen über mehrere Netzknoten sowie über Netzabzweige zu betrachten.

Die netzdienlichen Optimierungsvarianten haben das Ziel, das öffentliche Stromnetz weitgehend durch intelligenten Speichereinsatz zu entlasten. Dieses Ziel wird je nach Szenario unterschiedlich gelöst. Dabei kommt ein zeitlich abgestimmtes Laden/Entladen der Batterie zum Einsatz. Eine weitere netzdienliche Variante ist es, einen festgelegten prozentualen Anteil der Erzeugung einzuspeichern, hierbei wird das Netz dauerhaft, unter Berücksichtigung des SoC, entlastet, siehe [2]. Somit ergeben sich u.a. folgende Möglichkeiten um die netzdienliche Optimierung anzuwenden: Leistungsbegrenzung, zeitlich festgelegte Speicherung, zeitlich festgelegte Speicherung plus Leistungsbegrenzung, stufenweise Netzentlastung, siehe [1].

Das kundendienliche Optimierungsziel hat zum Ziel, aus Verbrauchersicht vorteilhaft zu speichern. Eine Möglichkeit das zu erreichen ist es, den Eigenverbrauch zu erhöhen, dafür wird der Speicher so schnell wie möglich beladen. Dadurch hat der Verbraucher möglichst viel Kapazität zur Verfügung, um seinen Eigenverbrauch zu decken. Diese Variante widerspricht der Netzdienlichkeit, da ab dem Moment in dem der Speicher voll beladen ist, der ganze überschüssige Strom ohne Reduktion in das Stromnetz fließt, siehe [2].

Das dritte Optimierungsziel ist die marktdienliche Variante, die Batterie lädt oder entlädt in Abhängigkeit z.B. vom Strompreis. Die Batterie darf nur laden, wenn der Strompreis niedrig ist oder entladen, wenn er hoch ist. Mithilfe dieses gezielten Speicherns wird ein wirtschaftlicher Vorteil generiert, [3]. Die Marktdienlichkeit beim Kunden kann auch über die Erhöhung der Eigenversorgung sein, wobei es hier keine strikte Abgrenzung vorgenommen wurde.

Reale Messdaten von repräsentativen Last- und Erzeugungsprofile liefern die Grundlage für das beschriebene Tool des Batteriespeichermanagementsystems. Mit den Erzeugungs- und Lastdaten werden weiterführende Optimierungsvarianten eines PV-Speichers modelliert. Hierzu werden u.a. folgende Szenarien für die Optimierung des Einsatzes von Speichersystemen betrachtet, siehe [2]:

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

Das vorgestellte Tool berücksichtigt jeweils eines der genannten Optimierungen sowie Szenarien und stellt diese auf Basis der errechneten Werte graphisch dar. Wie ein Batteriespeichermanagementsystem nach bestimmten Kriterien den elektrischen Strom ein- und ausspeichert, d.h. als Verbraucher oder Erzeuger wirkt, und so den Lastfluss im Netz beeinflusst, kann auf einen Knotenpunkt bezogen dargestellt werden. Diese Szenarien können im Tool entsprechend ausgewählt werden, siehe Abbildung 3, und sind ein wesentliches Instrumente zur Optimierung von Batteriespeichermanagementsystemen.

Weiterführend werden die jeweiligen Möglichkeiten der Szenarien beschrieben, die Berechnungen erläutert und die Ergebnisse graphisch ausgegeben, die so den zeitlichen Verlauf von Last und Einspeisung darstellen.

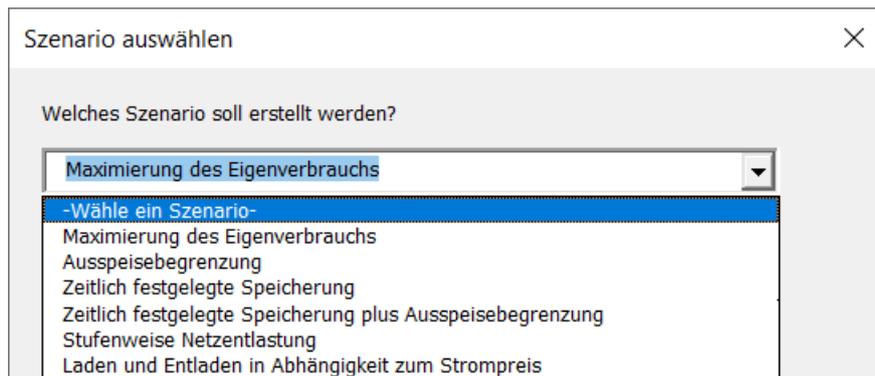


Abbildung 3: Auswahl der Szenarien für die Optimierungsvariante des Speichermanagementsystems [3]

3.3 Beschreibung der Optimierung

Zur Optimierung von Batteriespeichermanagementsystemen sind sowohl die Erzeugungs- und Lastdaten vom Verbraucher als auch die Eingangsparameter des Speichers wesentlich. Hierfür werden die Werte eines Lastprofils für Last und für Erzeugung oder reale Daten verwendet, wobei diese individuell für unterschiedliche Anwendungen und Knotenpunkte eingelesen werden können. Die Optimierung von Sekunden- oder ¼-Stundenwerten wird auf Basis des jeweiligen Lastprofils angewandt. Die Betriebsstrategien laut den obigen Abschnitten kalkulieren mit Last- und Erzeugungsdaten eines Tages. Nach der Optimierung resultiert die optimierte Leistungskurve und die Angabe der resultierenden Speicher- bzw. Netzeinspeiseanteile.

Die Berechnungen basieren auf dem definierten Verbraucherzählpeilsystem. Für die folgenden Formeln (3.1) bis einschließlich (3.5) stellen alle Leistungswerte (Last und Erzeugung) P , entsprechend den angeführten Vorzeichen, die jeweiligen Lastflussrichtungen dar. Dies vereinfacht sowohl die Berechnung, als auch die Darstellung, vgl. [2].

Mit der Formel (3.1) wird der neue Leistungsbedarf $P_{Leistungsbedarf}$ der Verbrauchsanlage (z.B. Haushalt) ermittelt. Dieser errechnet sich aus den Lastdaten P_{Last} abzüglich der gegenübergestellten Erzeugungsleistung P_{PV} der Photovoltaikanlage, vorab noch ohne Batteriespeicher.

$$P_{Leistungsbedarf} = P_{Last} - P_{PV} \quad (3.1)$$

Hierdurch wird mathematisch der überschüssige PV-Strom, der ausgespeichert wird, mit der Formel (3.3) und die noch notwendige Leistung, welche eingespeichert werden muss (Formel (3.2)), kalkuliert. Graphisch dargestellt zählen zum Netzbezugsanteil (Einspeicherung) alle Leistungswerte, welche größer Null – also positiv sind. Parallel dazu gehören alle negativen Leistungswerte zu der Gesamtleistung, welche ausgespeichert werden.

$$P_{Einspeicherung} = P_{Last} - P_{PV} > 0 \quad (3.2)$$

$$P_{Ausspeicherung} = P_{Last} - P_{PV} < 0 \quad (3.3)$$

Bei der Integration eines Batteriespeichers müssen die Formeln (3.2) und (3.3) durch eine Größe erweitert werden, nämlich um die Leistung der Batterie $P_{Batterie}$. Mit dem

Verbraucherzählpfeilsystem folgt somit, angelehnt an die bisherigen Formeln, zum einen die Formel (3.4), mit welcher der neue Netzbezug (Einspeicherung) berechnet wird und zum anderen die neue Kalkulation der Netzeinspeisung (Ausspeicherung) mithilfe der Formel (3.5).

$$P_{\text{Einspeicherung}B} = P_{\text{Last}} - P_{\text{PV}} - P_{\text{Batterie entlädt}} > 0 \quad (3.4)$$

$$P_{\text{Ausspeicherung}B} = P_{\text{Last}} - P_{\text{PV}} + P_{\text{Batterie lädt}} < 0 \quad (3.5)$$

Über den gesamten Simulationsverlauf wird Sekunde für Sekunde der Leistungsgradient ermittelt. Somit kann in Abhängigkeit von der PV-Erzeugung und dem Leitungsbedarf graphisch aufgezeigt werden, zu welchen Zeiten bzw. in welchen Sekunden der Gradient enorm schwankt. Am größten ist der Gradient bei Wechsel von Last zu Erzeugung und umgekehrt, also bei der Energieflussumkehr. Sogar eine Fluktuation bei der Erzeugung hat geringere Leistungsgradienten (wegen der Bezugsgröße pro Sekunde). Im Fall $P_{\text{PV}} > P_{\text{Last}}$ kann durch einen nicht vollgeladenen Batteriespeicher (SoC < 1) der überschüssige Strom eingespeichert und damit die resultierende Netzlast verringert werden. Das Ausspeichern des Speichers hat den Vorteil, dass es den Netzbezug bzw. die Erzeugung reduzieren kann, in beiden Fällen wird dadurch der Leistungsgradient kleiner. Vgl. [2]

Für die weiterfolgenden Berechnungen wird angenommen, dass die Kurvenverläufe des ersten Tages ausschlaggebend für die Verläufe des darauffolgenden Tages sind, siehe auch [4]. Grundsätzlich erstreckt sich die Simulation der Speichervarianten auf zwei Tage, an welchen die gleiche Optimierung verwendet wird. Bei jeder Optimierungsfunktion ist es mithilfe von zwei separaten Zeitfunktionen möglich, den Zeitraum benutzerfreundlich anzupassen, in welchem der Speicher beladen bzw. entladen werden soll.

Zur Berechnung der Daten- bzw. Leistungsbetrachtungen (für Last- und Erzeugungsprofile) wird auf die Persistenzprognose zurückgegriffen, siehe auch [4]. Diese liefert Prognosen, ohne Verwendung von weiteren externen Daten. Prognosefehler haben letztlich Restspitzen der Einspeise- oder Bezugsleistung zur Folge. Vorteilhaft an dieser Prognose ist zudem, dass Prognosefehler im Eigenverbrauch gering bleiben, vgl. [2].

In den nachfolgenden Ausführungen werden Auszüge der angeführten Szenarien laut Abschnitt 3.2 beschrieben und dargestellt. Die Verluste der Batterie und der Eigenbedarf werden bei den Betrachtungen außeracht gelassen.

3.4 Szenario: Maximierung des Eigenverbrauchs

Dieser Abschnitt befasst sich mit dem ersten Szenario der Maximierung des Eigenverbrauchs. Das Ziel dieses kundendienlichen Szenarios ist es, schnellstmöglich einen vollen SoC zu erreichen. Es wird solange die Batterie nicht voll beladen ist so viel überschüssiger Strom wie möglich in die Batterie geladen. Durch dieses Speicherverhalten hat der Kunde (Verbraucher) den Vorteil, den von ihm erzeugten Strom höchstmöglich selbst zu verbrauchen, siehe [3].

Um das Szenario „Maximierung des Eigenverbrauchs“ zu berechnen, werden einige Variablen benötigt. Diese müssen über das User-Interface laut Abbildung 4 eingegeben werden. Folgende Daten werden für dieses Szenario benötigt:

- Maximale Kapazität der Batterie in [kWh]
- Anfangskapazität der Batterie in [kWh]
- Ladeleistung der Batterie in [kW]
- Entladeleistung in [kW]

The screenshot shows a dialog box titled "Maximierung des Eigenverbrauchs" with a close button (X) in the top right corner. The text inside the dialog reads: "Geben Sie die folgenden Daten ein:". Below this, there are four input fields: "die Kapazität der Batterie ist" followed by a text box and "kWh.", "Die Batterie ist schon mit" followed by a text box containing the number "0" and "kWh beladen.", "Die Speicherlast ist" followed by a text box, "kW beim Laden und" followed by another text box, and "kW beim entladen.". At the bottom of the dialog, there are two buttons: "Abbrechen" on the left and "Bestätigen" on the right.

Abbildung 4: User-Interface Szenario: Maximierung des Eigenverbrauchs [eigene Darstellung]

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 5 ersichtlich, die rote Linie stellt den Ladezustand SoC dar und liegt zwischen 0 (die Batterie ist leer) und 1 (die Batterie ist vollgeladen). Anhand des eingangs beschriebenen eingelesenen beispielhaften Lastgangs ist resultierend von 00:00 Uhr bis ca. 06:00 Uhr eine Entladung der Batterie (Ausspeicherung) von 0,33 auf 0 des SoC gegeben und die Last wird in dieser Zeit vollständig aus der Batterie versorgt (blaue Linie für Last neu ist auf dem Wert Null). Die Last wird bis 08:00 Uhr aus dem Netz versorgt (blaue Linie folgt der grünen Linie für Last alt). Ab 08:00 Uhr ist zu erkennen, dass aufgrund der PV-Einspeisung die Last über diese versorgt und in weiterer Folge ab ca. 9:30 Uhr aufgrund der höheren PV-Einspeiseleistung eine Rückspeisung in das Stromnetz gegeben ist. Ab diesem Zeitpunkt wird gemäß Formel (3.2) ebenfalls die Batterie wieder geladen (Einspeicherung), bis gegen Mittag, denn gegen 12:00 Uhr ist die Vollladung erreicht \Rightarrow SoC = 1. Ab diesem Zeitpunkt folgt die Last neu der Last alt, es kommt somit zu keiner Reduktion der Einspeiseleistung. Erst gegen 19:00 Uhr würde es aufgrund des resultierenden Lastgangs zu einem Bezug aus dem Netz kommen. Jedoch wird hier die Batterie gemäß Formel (3.5) entladen (Ausspeicherung) und kann somit diesen Bezug verhindern, um 00:00 Uhr liegt der SoC in diesem Beispiel bei 0,2, siehe [3]. Somit zeigt hier die Last neu (blaue Linie) den durch den Speichereinsatz reduzierten Bezug aus dem Netz, konkret zwischen 0:00 Uhr und ca. 6:00 Uhr, zwischen ca. 8:00 Uhr und ca. 9:30 Uhr und ab ca. 19:00 Uhr. Das Ziel der Maximierung des bilanziellen Eigenverbrauchs ist erreicht.

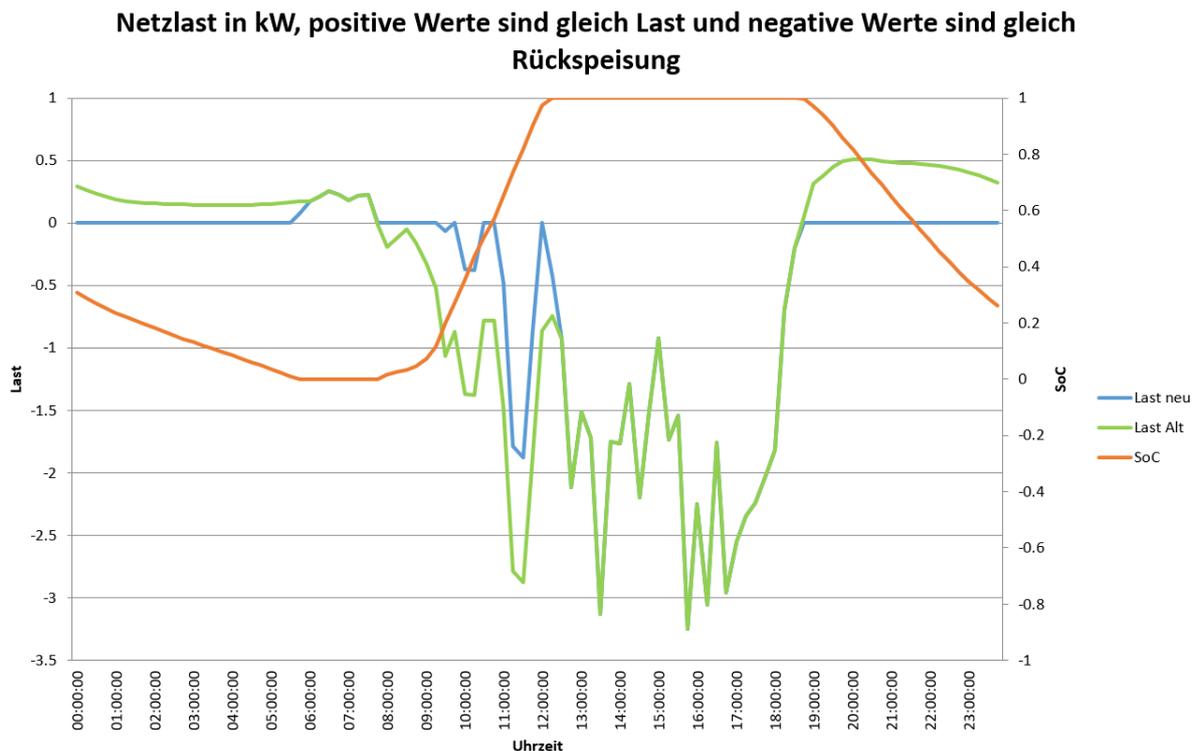


Abbildung 5: Beispiel Szenario: Maximierung des Eigenverbrauchs [3]

Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile dieses Szenarios in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile – Szenario: Maximierung des Eigenverbrauchs

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> • Der Speicher erreicht auf schnellstem Wege seinen maximalen SoC. • Der Verbraucher hat bei Zeiten, zu denen nicht genügend PV-Strom vorhanden ist, einen möglichst vollgeladenen Speicher zur Verfügung. • Die bilanzielle Energieversorgung kann erhöht werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dadurch, dass z.B. Haushalte eines Gebietes (eines Netzabgangs) zur selben Zeit mit PV-Strom versorgt werden speisen sie zu ähnlichen Zeiten in das Netz ein, bei kleineren Speichergrößen ist eine Vollladung frühzeitiger gegeben und somit ist eine Netzdienlichkeit dieses Szenarios nicht gegeben.

3.5 Szenario: Leistungsbegrenzung

Das netzdienliche Szenario der Leistungsbegrenzung (siehe auch Leistungsbegrenzung bei der Ausspeicherung lt. [3]) hat zum Ziel, die Belastung des öffentlichen Stromnetzes zu reduzieren. Um dies zu bewerkstelligen wird eine maximale Rückspeisung in Prozent angegeben, alles darüber hinaus soll so weit wie möglich durch das Batteriemanagementsystem abgefangen werden. Somit wird nur der Anteil gespeichert, der in der Rückspeisung in das Netz einen bestimmten Wert überschreitet. Dieser Werte kann z.B. bei PV zwischen Sommer und Winter differenzieren, um so die unterschiedlichen auftretenden Erzeugungsspitzen jeweils sicher zu minimieren bzw. einzuspeichern. Beispielsweise ist die PV-Leistung im Winter niedriger und somit kann der Wert mit 60% bezogen auf die P_{peak} und

im Sommer mit 80% eingestellt werden – bezogen auf die Einspeicherung. Sinngemäß kann dies auch auf die Ausspeicherung zur Reduktion der Lastspitzen eingesetzt werden, beim nachfolgenden Beispiel beginnt die Ausspeicherung bei $P_{\text{Last}} > 0$. Ein solches Verfahren kann z.B. als Peak-Shaving der Einspeiseleistung und der Lastspitzen eingesetzt werden.

Folgende Daten werden für dieses Szenario benötigt, siehe [3]:

- Kapazität der Batterie in [kWh]
- Bereits eingespeicherte Kapazität (Beginn des Szenarios) in [kWh]
- Maximale Last mit der die Batterie laden kann in [kW]
- Maximale Last mit der die Batterie entladen kann in [kW]
- Begrenzung in [%]

In der Abbildung 6 ist der SoC des Speichers in Bezug auf die Lastveränderung durch Einwirkung des beschriebenen Szenarios ersichtlich. In den ersten Stunden bis gegen 06:00 Uhr zeigt sich, wie die Anfangskapazität der Batterie vollkommen entladen wird (rote Linie von SoC geht gegen den Wert Null – rechte y-Achse). Anschließend stellt die Batterie ihren Betrieb bis 11:00 Uhr ein. Ab diesem Zeitpunkt treten die vordefinierten Spitzen der Rückspeisung in das Netz auf, die es zu vermeiden gilt (grüne Kurve – Last alt). Diese werden durch den Ladevorgang des Speichers reduziert (blaue Linie stellt die Last neu dar). Es erfolgt somit immer in Abhängigkeit der Ladeleistung des Speichers eine Reduktion der Rückspeisung. Gegen 18:30 Uhr wird die letzte der Spitzen geglättet, der SoC des Speichers liegt zu diesem Zeitpunkt erst bei 0,8 und ist somit nicht vollgeladen. Diese nicht Ausschöpfung des Speichers hat zur Folge, dass dieser gegen 00:00 Uhr wieder fast komplett entladen ist, vgl. [3]. Zu einer optimierten Einstellung des Szenarios wäre die Verwendung eines Speichers mit höherer Kapazität möglich.

Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile dieses Szenarios in Tabelle 2 angeführt.

Tabelle 2: Vor- und Nachteile – Szenario: Leistungsbegrenzung

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> • Netz wird bei Auftreten von Erzeugungs- und Leistungsspitzen entlastet. • Bei einer gut festgelegten Leistungsgrenze ist der Speicher nach Ablauf des Ladezykluses zum Großteil beladen oder im anderen Fall entladen. • Die Leistungsbegrenzung kann für Last- und Erzeugungsspitzen eingesetzt werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es können Fälle eintreten, in denen der Speicher je an Anwendung nicht voll geladen und volle entladen ist, dies kann durch eine Anpassung der Kapazität des Speichers optimiert werden (hierzu wäre eine Prognose von großem Vorteil, siehe z.B. [4]). • Die Lade- und EnladelLeistungen können von den geforderten Kapazitäten des Speichers abweichen. • Für eine Optimierung sollte bereits in die Konzeption der Anlagenteile der Erzeugungs- und der Speichergröße unter Berücksichtigung der Last und der kollektiven Wirkung von anderen Anlagen bekannt sein.

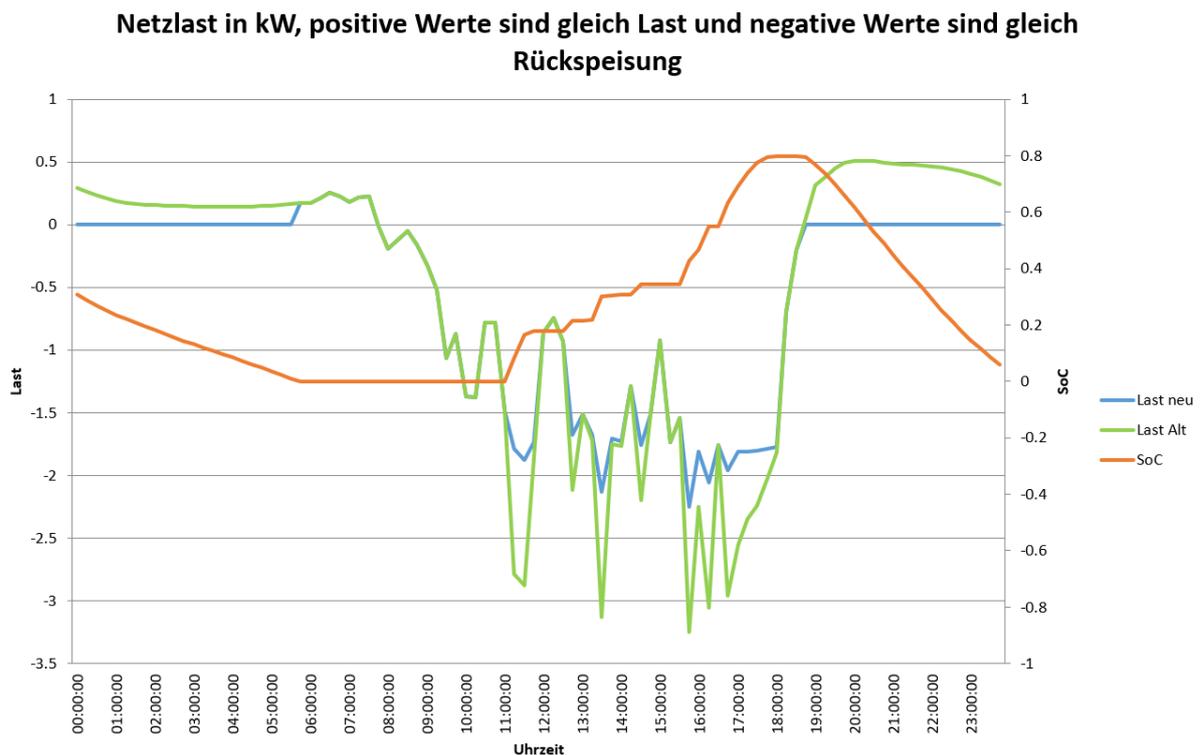


Abbildung 6: Beispiel Szenario: Leistungsbegrenzung [3]

3.6 Szenario: Stufenweise Netzentlastung

Dieser Teil beschreibt das netzdienliche Szenario „Stufenweise Netzentlastung“. Ziel dieses Szenarios ist es, das öffentliche Stromnetz gantztägig zu entlasten, um das zu erreichen, kann ein prozentualer Anteil ausgewählt werden, wenn eine Rückspeisung in das Netz erfolgt. Dieser prozentuale Anteil wird, soweit möglich, durch den Speicher ausgeglichen. Im Gegensatz zu anderen Szenarien erfolgt hier eine prozentuelle Entlastung bei unmittelbarer Rückspeisung in das Netz oder auch bei Last. Diese beiden Situationen können somit über die Ein- und Auspeicherung des Speichers erzielt werden.

Um das Szenario zu berechnen werden folgende Daten benötigt:

- Kapazität der Batterie in [kWh]
- Ladezustand der Batterie (Beginn des Szenarios) in [kWh]
- Maximale Last mit der die Batterie laden kann in [kW]
- Maximale Last mit der die Batterie entladen kann in [kW]
- Netzentlastung in [%]

Abbildung 7 zeigt im ersten Zeitbereich zwischen 00:00 Uhr und 05:30 Uhr, dass die Batterie die Last voll decken kann (SoC – rote Linie – geht gegen 0, blaue Linie zeigt die Last neu an, die hier in diesem Zeitraum den Wert Null annimmt). Gegen 05:30 Uhr ist die Batterie entladen, bis ca. 07:30 Uhr wird mehr Strom verbraucht und es erfolgt ein Netzbezug. Aufgrund des Anstiegs der PV-Erzeugung übersteigt die Produktion die Last und die Batterie fängt an zu laden – bis ca. 16:30 Uhr. Die Ladeleistung ist jedoch immer begrenzt, die Last alt, die hier aufgrund des negativen Vorzeichens die Einspeisung in das Netz angibt, wird somit immer reduziert, die blaue Kurve (neu) ist immer unter der grünen (Last alt), und das um den definierten Wert von z.B. 25 %. Gegen 16:30 Uhr ist die Batterie vollgeladen (SoC = 1), hier kommt es dann zu einem Anstieg der Einspeiseleistung. Um ca. 18:45 Uhr ist der Verbrauch erneut höher als die Erzeugung, die Batterie entlädt (Auspeicherung) und deckt den Verbrauch. Um Mitternacht hat die Batterie noch einen SoC von ca. 0,25 zur Verfügung, vgl. [3]. In diesem Beispiel zeigt sich sehr gut, dass es hier zu einer (ungewünschten) vorzeitigen Vollladung des Speichers kommen kann und dadurch die letzten Erzeugungsspitzen dennoch in das Netz eingespeist werden.

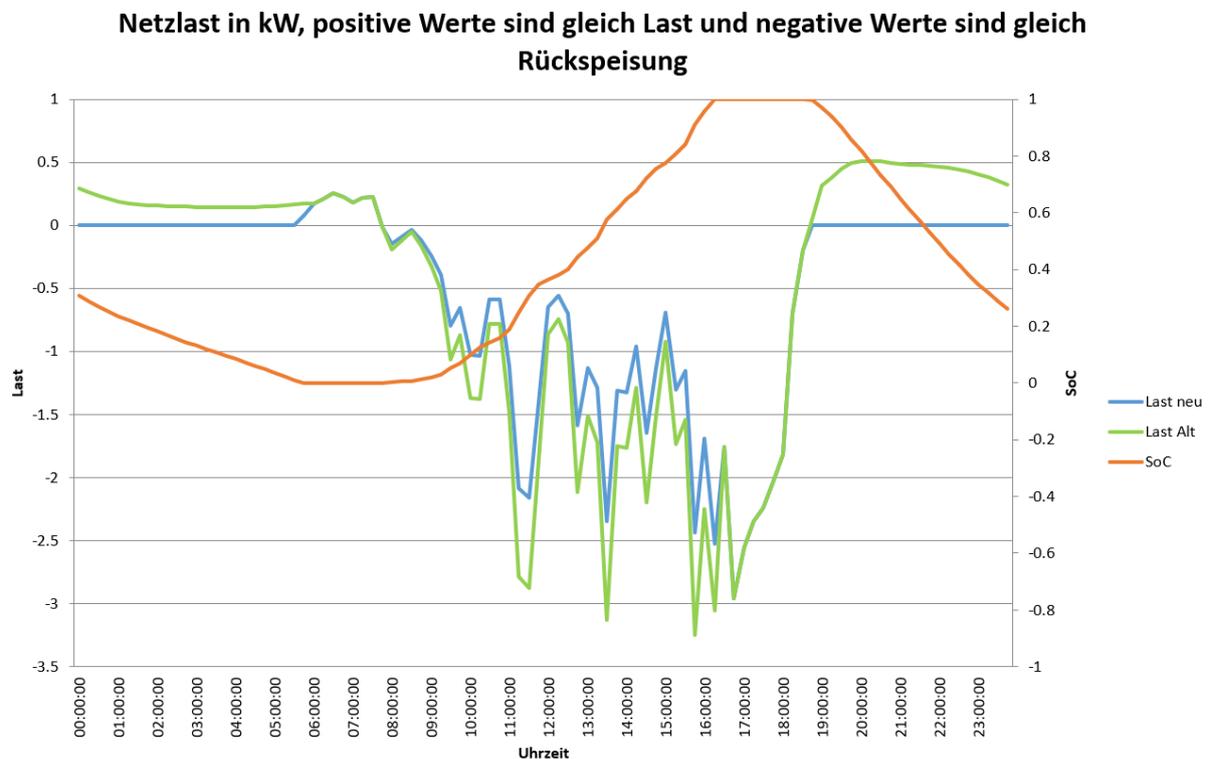


Abbildung 7: Beispiel Szenario: Stufenweise Netzentlastung [3]

Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile dieses Szenarios in Tabelle 3 angeführt.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile – Szenario: Stufenweise Netzentlastung

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> • Mit abgestimmten Leistungsgrößen von Speichern und Batterien sowie guten Prognosen kann die Netzbelastung (Einspeisung und Last) über einen großen Zeitraum reduziert werden. • Die Batterie kann vollständig geladen oder entladen werden. • Der Speicher wird kontinuierlich be- oder entladen, es treten somit geringe Verluste auf. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Vorgabe der Netzentlastung sollte bereits in die Konzeption der Anlagenteile der Erzeugungs- und der Speichergröße unter Berücksichtigung der Last und der kollektiven Wirkung von anderen Anlagen bekannt sein, ein dynamisches System bedarf guter Prognosemodelle, siehe auch [4]. • Speicher möglicherweise nicht ganz voll, das kann durch eine richtige Auslegung der Ausspeisgrenze begrenzt werden (hierzu wäre eine Prognose von großem Vorteil, siehe z.B. [4]).

3.7 Vergleich der Szenarien

Die Tabelle 4 zeigt einen Vergleich der aller Szenarien in Hinsicht auf deren jeweiligen angestrebten Optimierungsziele. Die Ziele unterscheiden sich nach den Optimierungsvarianten unden

Tabelle 4: Vergleich zwischen den verschiedenen Szenarien in Anlehnung an [2] und [3]

Szenarien	Art der Optimierung	Speicherung abhängig von	Netzentlastung
Maximierung des Eigenverbrauchs	kundendienlich	PV-Erzeugung	gering-mittel
Leistungsbegrenzung	netzdienlich	festgelegter Leistungsgrenze	hoch
Zeitlich festgelegte Speicherung	netz-/kundendienlich	festgelegtem Zeitraum	mittel
Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung	netzdienlich	zeitlichem und prozentuale Speicheranteil	hoch
Speicherung/Entladung in Abhängigkeit vom Strompreis	markt-/kundendienlich	Strompreis	gering
Stufenweise Netzentlastung	netzdienlich	prozentualen Speicheranteil	hoch
State of Charge (SoC)-abhängige Speicherung	kundendienlich	SoC	gering

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das Tool zur Optimierung von Batteriemanagementsystemen hat die Aufgabe Speichersysteme durch eine intelligente Ein- und Ausspeicherung in Abhängigkeit von unterschiedlichen Szenarien darzustellen. Dieses Speicherverhalten variiert je nachdem, was das Ziel der Optimierung ist und über welches Szenario dieses erreicht werden soll. Im Tool individuelle Lastgänge eingelesen.

Anhand der durchgeführten Analysen auf Basis von realen Messdaten können die Methoden der Optimierungen von Speichern im Stromnetz dargestellt und netztechnisch, kundenspezifisch sowie energiewirtschaftlich bewertet werden. Diese Ergebnisse ermöglichen weiterführend eine Gegenüberstellung der jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Möglichkeiten eines aktiven bzw. dynamischen Speichermanagements und können so die Basis für unterschiedliche Szenarien und Optimierungen sein, die dezentral oder zentral vorgegeben werden können.

Das relevanteste der Optimierungsziele aus Sicht der kumulativen Betrachtungen für das Netz ist das netzdienliche Optimierung. Dieses Ziel dient dazu, die Belastungen die im öffentlichen Stromnetz durch den Einsatz von volatilen Erzeugungsanlagen entstehen zu reduzieren. Um dies zu erreichen, können mehrere Methoden verwendet werden. Die Szenarien Leistungsbegrenzung, die zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung und die stufenweise Netzentlastung sind hier in den angeführten Beispielen als die mit der größten Netzdienlichkeit zu nennen.

Mit dem vorliegenden Batteriespeichermanagement können wesentliche Betrachtungen und Berechnungen für den Netzbetrieb und die Netzplanung durchgeführt werden, denn viele Lastflussberechnungsprogramme können dynamische ¼-Stundenwerten einlesen. Somit können mit diesem Tool Analysen von Szenarien zur Ein- und Ausspeicherung von Batteriespeichern mit einhergehenden Optimierungen durchgeführt und kumulative Aussagen getroffen werden.

Die Rolle der Batteriespeicher im Netz ist somit umfassend und zukünftig vielfältiger, u.a. über die aktive bzw. bidirektionale Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Somit kann ein Beitrag zu den intelligenten Netzen der Zukunft (Smart Grids), insbesondere über den zeitnahen Austausch der Informationen und Energie je Marktteilnehmer, geschaffen werden.

5 Referenzen

- [1] Haber, Alfons: Batteriespeicher, 2018, Hrsg. J. Böttcher und P. Nagl; De Gruyter, Oldenbourg, ISBN 978-3-11-045577-9, pp233-254
- [2] Greil, Oliver: Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen. Masterarbeit; Technische Universität München, München, 2019
- [3] Gross, Julius: Entwicklung eines Tools zur Optimierung eines Batteriespeichermanagementsystems, Bachelorarbeit, HAW Landshut, 2019
- [4] Wallis, A.; Haber, A.; Hauke, S.: Menschliches Wissen und Künstliche Intelligenz in einem Prognosemodell für Erneuerbare Energien; 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria, www.tugraz.at/events/eninnov2020/home