

SIMULATION DEZENTRALER ELEKTRISCHER ENERGIESPEICHER

*Constantin TABOR¹, Christian KANDLER²

1 Motivation und Problemstellung

Bei dezentralen Energiespeichern handelt es sich um elektrische Speichersysteme, die in Hausnetze privater oder gewerblicher Verbraucher und Erzeuger eingebunden werden, um deren Lastgang zu optimieren. Die technischen Vorzüge dieser Systeme liegen auf der Hand. Hierzu zählen die Erhöhung des Autarkiegrades im Falle eigener Stromerzeugung, die Reduktion der Stromkosten oder die Auflösung von Engpässen im Ortsverteilstromnetz. Ferner könnte ihr flächendeckender Einsatz die Speicherfrage der Energiewende beantworten. Aus diesem Grund sind sie ebenfalls Gegenstand der „Förderinitiative Energiespeicher“ der deutschen Bundesregierung. [1]

Für einen potentiellen Betreiber stellt sich primär die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Speichers. Um diese zu beantworten, präsentiert der Beitrag mögliche Speicherkonzepte, einen Bewertungsansatz und ein Modell zur Simulation von Speicherlebenszyklen. Die hieraus ableitbaren Ergebnisse eignen sich zur Wirtschaftlichkeitsanalyse von dezentralen Speichern unter verschiedenen Rahmenbedingungen.

2 Berechnung der Kosten von Speichern

Die Untersuchung evaluiert alle bekannten Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Eignung als stationäre Speicher. Die höchste Priorität liegt auf der Wirtschaftlichkeit des Speichers und folglich auf den Kosten, der Lebensdauer sowie der Energieeffizienz. Diese Größen können quantitativ ermittelt werden. Daneben müssen die qualitativen Kriterien wie Sicherheit und Umweltverträglichkeit hinreichend erfüllt sein. Ferner wird der aktuelle Entwicklungsstand in die Betrachtung einbezogen.

Tabelle 1: Charakteristika relevanter Speichertechnologien³

Bezeichnung	Energiedichte*	Leistungsdichte*	Umweltverträglichkeit	Sicherheit	Wirkungsgrad Selbstentladung
Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator (LFP)	188 Wh/l	4.500 W/l	++	++	++
Mangan-Nickel-Kobaltoxid-Akkumulator (MNC)	520 Wh/l	ausreichend ^{a)}	+	+	++
Lithium-Mangandioxid-Akkumulator (LMO)	526 Wh/l	95 W/l	+	+	++
Lithiumtitanatoxid-Akkumulator (LTO)	120 Wh/l	410 W/l	+	+	++
Nickel-Zink-Akkumulator (NiZn)	280 Wh/l	450 W/l	++	++	++
Natrium-Schwefel-Akkumulator (NaS)	195 Wh/l	155 W/l		o/+	++
Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator (NaNiCl)	150 Wh/l	165 W/l	+ / ++	++	++
Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRB)	28 Wh/l		+	+	++
Zink-Bromid-Hybrid-Flow-Batterie (ZnBr ₂)	100 Wh/l	20-90 W/kg ^{b)}	+		++
High-Speed-Fly-Wheel (HS-FEES)	~100 Wh/kg ^{b)} (theoret.)	401 bis 1.500 W/kg ^{b)}	++	++	η= 90 bis 95 % σ = 2%/Tag

η: Wirkungsgrad
σ: Selbstentladungsrate

* bei Wertbereichen wird der Mittelwert angegeben
a) Nur qualitative Wertung vorhanden
b) nur spezifischer Energieinhalt bekannt

¹ **Dipl.-Kfm. Constantin Tabor*** constantin.tabor@gmx.com

² **Dipl.-Ing. Christian Kandler**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, Arcisstr. 21, D-80333 München, Tel: +49(0)89 289-28310, Fax: +49 (0)89 289-28313, christian.kandler@tum.de

³ Daten u.a. aus Angaben der Hersteller, darunter: A123Systems, ads-tec, Altairnano, FIAMM, Gildemeister, Beacon POWER.

Tabelle 1 fasst die genannten Charakteristika aller Technologien zusammen, die für den Einsatz in dezentralen Energiespeichern in Frage kommen. Nicht aufgeführt sind Technologien, die aus genannten Gründen von vornherein ausgeschlossen wurden. Hierzu zählen unter anderem der Blei-Säure-Akku wegen mangelnder Umweltverträglichkeit [2], die Zink-Chlor-Batterie wegen Sicherheitsrisiken oder die Wasserstoff-Speichertechnologie wegen zu geringer Wirkungsgrade. Ferner können mehrere Technologien mit Zukunftspotential identifiziert werden, die sich jedoch noch in der Entwicklung befinden. Hierzu zählen der Nickel-Zink-Akku (NiZi), verschiedene Metall-Luft-Technologien und die Doppelschichtkondensatoren.

2.1. Berechnung der Anschaffungskosten in Bezug auf die effektive Lebenskapazität

Nach dieser Vorauswahl wird eine Wirtschaftlichkeitskennzahl entwickelt. Hierzu wird im Folgenden eine Methode eingeführt, welche die Anschaffungskosten des Speichers auf dessen effektive Lebenskapazität umlegt.

Die Berechnung der effektiven Lebenskapazität eines Speichers folgt der Vorstellung einer Abnutzung des Speichers. Folglich kann der Speicher über seine Lebensdauer eine bestimmte Menge an Energie, die effektive Lebenskapazität E_{kapa}^{eff} , aufnehmen bzw. wieder abgeben. Sie berechnet sich aus dem Produkt aus Normkapazität E_{kapa}^{norm} , erwarteter Zykluslebensdauer Z und dem möglichen State-of-Charge (SOC) Swing des Speichers κ .

$$E_{kapa}^{eff} = E_{kapa}^{norm} \cdot Z \cdot \kappa \quad (1)$$

Die vollen Anschaffungskosten eines Speichers K^S können mit der effektiven Lebenskapazität in Bezug gesetzt werden, um die effektiven kapazitätsbezogenen Kosten k^{eff} zu berechnen. Häufig werden durch Produktblätter oder Hersteller bereits spezifische Kosten k^S , die sich auf die Normkapazität beziehen, angegeben. Die effektiven, spezifischen Kosten des Speichers ergeben sich folglich aus:

$$k^{eff} = \frac{K^S}{E_{kapa}^{eff}} = \frac{k^S}{Z \cdot \kappa} \quad \text{mit: } k^S = \frac{K^S}{E_{kapa}^{norm}} \quad (2)$$

Etwas anders verhält sich die Berechnung bei den Flussbatterien, da deren funktionelle Einheiten, der Elektrolytspeicher und die reaktive Einheit, getrennt betrachtet werden. Hier müssen die effektiven Kapazitätskosten zuzüglich des Leistungspreises der reaktiven Einheit berücksichtigt werden. Da bei gewöhnlichen Speichern Kapazität und Leistung im Verhältnis 2:1 stehen, werden die Kosten im gleichen Verhältnis addiert und in Formel (2) eingerechnet. Dies erfolgt für die Zink/Bromid-Batterie und der Vanadium-Redox-Flow-Batterie gleichermaßen.

2.2. Berechnung spezifischer Energieverluste

Neben den bereits betrachteten Anschaffungskosten stellen die Kosten für energetische Verluste während des Speicherzykluses eine entscheidende Wirtschaftlichkeitsgröße dar. Zu den effektiven Kosten in Bezug auf die Lebenskapazität können die relativen Kosten für Energieverluste k^V aufgeschlagen werden.

Für eine Abschätzung müssen Annahmen hinsichtlich der Speichernutzung getroffen werden. Die Berechnung trifft die Annahme, dass ein Speicher täglich einen vollen Speicherzyklus durchläuft und zwischendurch sieben Stunden in vollem Zustand ruht. Während dieser Zeit macht sich die Selbstentladung des geladenen Speichers bemerkbar.

Der gesamte Energieverlust während eines Zykluses E_{tot}^{loss} kann über die Differenz aus eingespeicherter Energie E_{in} und ausgespeicherter Energie E_{out} bzw. den Gesamtwirkungsgrad η^{tot} beschrieben werden.

$$E_{tot}^{loss} = E_{in} - E_{out} = \frac{E_{out}}{\eta^{tot}} - E_{out} \quad \text{mit: } \eta^{tot} = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (3)$$

Bewertet man ihn mit dem spezifischen Energiepreis p und setzt ihn in Bezug zur Normspeicherkapazität E_{kapa}^{norm} , erhält man die spezifischen Kosten der Verluste k^{loss} . Um den Ausdruck durch Kürzung von E_{out} zu vereinfachen, wird die Näherung $E_{out} \approx E_{kapa}^{norm}$ verwendet.

$$k^{loss} = p \cdot \frac{E_{tot}^{loss}}{E_{kapa}^{norm}} \approx p \cdot \frac{\frac{E_{out}}{\eta^{tot}} - E_{out}}{E_{out}} = p \cdot \left(\frac{1}{\eta^{tot}} - 1 \right) \quad (4)$$

Die Verlustkosten drücken aus, welchen Wert die Energie hat, die verloren geht, um eine Einheit Energie auszuspeichern. Letztlich muss hierzu der Gesamtwirkungsgrad η^{tot} ermittelt werden.

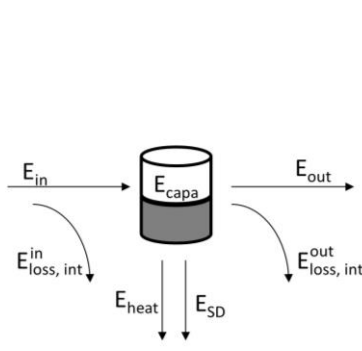


Abbildung 1: Energieflussdiagramm mit Verlusten während eines Speicherzykluses.

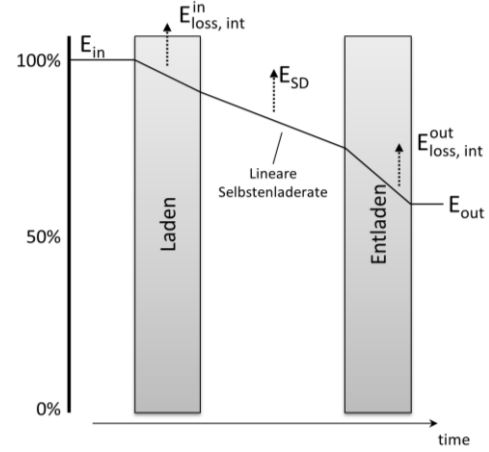


Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf eines Speicherzykluses mit Energieverlusten.

Die Abbildungen 1 und 2 stellen den Energiefluss und seine Verluste innerhalb eines Speichers als Flussdiagramm und als Energieniveaudiagramm über den Zeitverlauf dar. Die Energiebilanz lässt sich wie folgt aufstellen:

$$E_{out} = E_{in} - E_{loss,int}^{in} - E_{loss,int}^{out} - E_{heat} - E_{SD} \quad (5)$$

Demnach treten an vier Stellen Verluste auf: bei Ein- und Auslagerung, durch Selbstentladung und durch aktive Kühlung oder Heizung.

Um den Speicher bis zu seiner Normkapazität E_{kapa}^{norm} zu laden, muss E_{in} eingespeichert werden, wobei hier bereits interne Verluste $E_{loss,int}^{in}$ auftreten. Ebenso geht bei der Auslagerung die Energie $E_{loss,int}^{out}$ verloren. Die Summe der Verluste ist über den Zykluswirkungsgrad η charakterisiert, der in der Regel vom Speicherhersteller angegeben wird oder ermittelt werden kann. Somit lassen sich die beiden Verluste wie folgt berechnen.

$$E_{loss,int}^{in} = (E_{in} (1 - \sqrt{\eta})) \quad (6)$$

$$E_{loss,int}^{out} = ((E_{kapa} - E_{SD})(1 - \sqrt{\eta})) \approx (E_{kapa} (1 - \sqrt{\eta})) \quad \text{mit } E_{kapa} = E_{in} \sqrt{\eta} \quad (7)$$

In Formel (7) wird zu Gunsten einer starken Vereinfachung ein geringer Fehler in Kauf genommen, indem die Veränderung des Ladezustands durch Selbstentladung bei der Berechnung der Auslagerungsverluste vernachlässigt wird.

Befindet sich der geladene Speicher im Ruhezustand, verliert er Energie durch Selbstentladung E_{SD} . Im Folgenden wird diese Selbstentladung in erster Näherung als linear angenommen.⁴ Die lineare Selbstentladerate σ gibt an, welcher Teil der Ladung pro Zeiteinheit verloren geht.

$$E_{SD} = E_{capa} \cdot t \cdot \sigma \quad (8)$$

Einige Speichertypen, wie die Hochtemperaturbatterien (HT-Batterien), benötigen eine Heizung, deren Energiebedarf E_{heat} während des betrachteten Speicherzykluses mit der Periodendauer T ebenfalls geschätzt und auf die Kapazität bezogen werden kann. Als Parameter geht π_{heat} ein, welcher die Heizleistung P_{heat} in Bezug auf die Kapazität des Speichers widerspiegelt.

$$E_{heat} = T \pi_{heat} E_{capa} \quad \text{mit} \quad \pi_{heat} = \frac{P_{heat}}{E_{capa}} \quad (9)$$

Die Verluste (6)-(9) lassen sich in die Energiebilanz (5) einsetzen:

$$E_{out} = E_{in} - E_{in} (1 - \sqrt{\eta}) - E_{capa} (1 - \sqrt{\eta}) - \pi_{Betr} T E_{capa} \sqrt{\eta} - E_{in} \sqrt{\eta} t \sigma \quad (10)$$

Ersetzt man E_{capa} durch $E_{in} \sqrt{\eta}$, wie in (7) und dividiert den Term durch E_{in} , ergibt sich nach Vereinfachung der Gesamtwirkungsgrad auf Basis der drei technischen Parameter des Speichers.

$$\eta^{tot} = \sqrt{\eta} \cdot (\sqrt{\eta} - T \cdot \pi_{heat} - t \sigma) \quad (11)$$

Die gesamten variablen Kosten des Speichers lassen sich final darstellen, indem (2), (4) und (11) zu

$$k^{eff} + k^{loss} = \frac{k^S}{Z \kappa} + p \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{\eta} \cdot (\sqrt{\eta} - T \cdot \pi_{heat} - t \sigma)} - 1 \right) \quad (12)$$

vereint werden. Um diese zu berechnen ist der Preis p festzulegen, den die eingespeicherte Energie liefern kann.

Da die Einspeisung ins Netz nach dem deutschen EEG die bestmögliche Vermarktungsalternative darstellt, ist der entsprechende Vergütungssatz zu wählen. Für eine PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von weniger als 10 kW werden derzeit 13,68 €Cent/kWh vergütet.⁵

2.3. Ergebnisse

Das vorgestellte Verfahren bietet eine effektive, analytische Methode, die Kostenstruktur verschiedener Speichertypen zu ermitteln und gegenüberzustellen. Tabelle 2 listet die ausgewählten Speichertechnologien, ihre typischen Charakteristika sowie die Ergebnisse für obiges Modell auf. Im rechten Teil führt die Tabelle die Ergebnisse des Bewertungsmodells mit einem Bewertungspreis p von 13,68 €Cent/kWh. Abbildung 3 veranschaulicht die Resultate und macht die Technologien vergleichbar. Es ist ersichtlich, dass die anfallenden Kosten zu einem signifikanten Anteil aus Verlusten bestehen. Für die günstigeren Hochtemperaturbatterien (NaNiCl, NaS) und die Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LFP) sind Preisunterschiede von mehr als 20 €Cent/kWh nötig, um sie annähernd wirtschaftlich zu betreiben. Die Antennen über den Säulen tragen der Streuung der Ergebnisse Rechnung, die sich durch verteilte Eingangswerte ergeben. Kosten für Installation, Peripherie, sowie Instandhaltung und Platzbedarf der Speicher sind in dieser Rechnung nicht berücksichtigt.

Neben den bereits auf dem Markt befindlichen Modellen auf Lithium-Ionen-Basis, präsentieren sich die HT-Batterien sowie verschiedene Typen der Flussbatterien als praktikable Lösungen für häusliche

⁴ Die Selbstentladungsrate kann je nach Speichertyp linear oder exponentiell verlaufen. Da die betrachtete Stillstandszeit von sieben Stunden sehr kurz im Verhältnis der Halbwertszeiten exponentieller Prozesse ist, kann die Selbstentladung linear genähert werden.

⁵ Vergütung von Photovoltaikanlagen auf Hausdächern mit einer Anschlussleistung von weniger als 10 Kw (Stand: Januar 2014). [3]

Elektroenergiespeicher. Das High-Speed-Flywheel (HS-FEES) und der Lithium-Mangan-Nickel-Cobaltoxid-Akku (Li-Ion MNC) zeichnen sich zwar durch sehr geringe Verluste aus, ihre Anschaffungskosten übersteigen derzeit jedoch die der anderen Speicher bei Weitem.

Tabelle 2: Ausgangsdaten und Ergebnisse der Kostenrechnung für ausgewählte Speichertechnologien⁶

	Zyklus- wirkungsgrad η	Selbstentla- dungsrate $\sigma \times 24 \text{ h}$ [1/d]	Kühl/Heiz- leistung π_{heat} [W/kWh]	Zyklus- lebensdauer* Z	full SOC max-min k	Arbeitspreis k^S [€/kWh]	Leistungs- preis** [€/kW]	effekt. Kapazitäts- kosten k^{eff} [€/kWh]	Kosten Energieverluste k^{loss} [€/kWh]	spezifische Gesamtkosten $k^{\text{eff}} + k^{\text{loss}}$ [€/kWh]
HS-FEES	90-95%	12-14%	bereits berüchs.	14600	0-100%	21.500	244	1,47 - 1,47	0,01 - 0,02	1,49 - 1,49
Li-Ion MNC	95%	0,067-0,35%	--	>500	0-100%	575	k.A.	0,96 - 1,15	0,01 - 0,01	0,97 - 1,16
ZnBr2	72,00%	0,00%	--	>1.000	100%	150	428 ^(b)	0,3 - 0,36	0,05 - 0,05	0,36 - 0,42
NiMH	60-70%	5% ^(a)	--	2.000	20-100%	400-500	170-215	0,25 - 0,31	0,06 - 0,1	0,31 - 0,41
NiZn	70,00%	0,74%	--	>1000	10-90%	108-144	30-50	0,11 - 0,18	0,06 - 0,06	0,17 - 0,24
VRB	72-80%	0,00%	--	7.300	10-100%	450	1160 ^(b)	0,15 - 0,16	0,03 - 0,05	0,18 - 0,22
Li-Ion LFP	90-95%	0,10%	--	3.200	0-100%	560	16-31	0,18 - 0,18	0,01 - 0,02	0,18 - 0,19
NaNiCl	85-90%	0,00%	0,011	> 2.000	0-80%	100-200	91-182	0,05 - 0,13	0,07 - 0,09	0,13 - 0,21
NaS	89-92%	0,00%	-0,0079W/Wh	4.500	0-90%	200-300	190-290	0,05 - 0,07	0,04 - 0,06	0,09 - 0,13

> Werte, die mit '>' gekennzeichnet sind, werden als Spanne zwischen dem Wert und einem um 20% erhöhten Wert in weitere Berechnungen einbezogen
a) am ersten Tag, danach 0,75% pro Tag

* Bei angegebenem SOC-Swing
** aus Arbeitspreis und Leistungsdichte berechnet
b) Leistungspreis ist bei Flussbatterien additiv

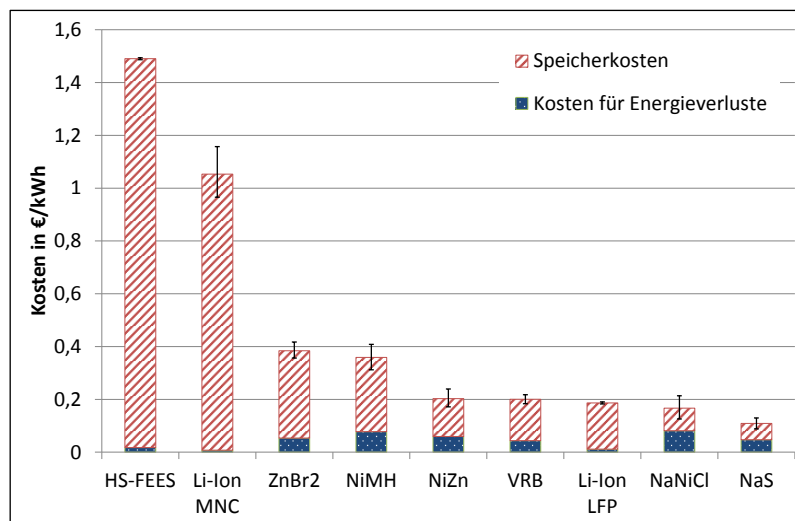


Abbildung 3: Speicherkosten bezogen auf die effektive Lebensleistung.

3 Lebenszyklusmodell eines elektrischen Energiespeichers

Die oben genannte Methode zur Verrechnung der Investitionskosten erlaubt nur im Ansatz eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Bei genauer Betrachtung ist die Frage der Rentabilität viel komplexer. Wird ein Speicher in einem Verbund mit variablen Erzeugern und Verbrauchern betrieben, bekommt die Variabilität des Lastflusses eine entscheidende Rolle. So haben die Anzahl und die Tiefe möglicher Speicherzyklen genauso einen Einfluss auf die Ausnutzung und Lebensdauer des Speichers, wie seine maximale Leistung. Daran wird deutlich, dass ein Speicherkonzept durch eine Simulation über die gesamte Lebensdauer zu bewerten ist. Aus diesem Grund wurde ein Modell entwickelt und implementiert, mit dem beliebige Speicher in Lastszenarien simuliert werden können.

Besondere Anforderungen an das Modell sind:

- Die angemessene Wahl des Abstraktionsgrades als Zielkonflikt zwischen Simulationszeit und Komplexität
- Abbildung von Alterung und energetischen Verlusten
- Eine Verallgemeinerung, die verschiedene Speichertypen und Lastszenarien zulässt.
- Berücksichtigung der zugänglichen Daten

⁶ Daten u.a. aus Angaben der Hersteller, darunter: A123Systems, ads-tec, Altairnano, FIAMM, Gildemeister, Beacon POWER.

3.1. Design des Modells

Zur Erreichung der genannten Ziele empfehlen Benini et al. [4] ein zeitdiskretes Zustandsmodell auf Systemebene. Je Zeitschritt wird der neue Zustand des Systems anhand des Vorzustands und den Vorgängen während des Zeitintervalls ermittelt. Alterung, Verluste und weitere Effekte werden rein phänomenologisch abgebildet. Am Beispiel der Alterung bedeutet dies, dass nicht zur Alterung führende Prozesse simuliert werden, sondern bekannte Parameter welche die Alterung beschreiben in das Modell eingehen. Das impliziert die Kenntnis der zu Grunde liegenden Zusammenhänge. Sie sollten zuvor bereits empirisch oder durch vergleichbare Verfahren ermittelt worden sein. Somit lässt sich das vorliegende Modell vom weiten Feld der Batteriesimulationen abgrenzen, die das Zelldesign und das Verhalten der Zelle auf Basis chemischer und physikalischer Vorgänge zu simulieren. Die Betrachtung auf Systemebene lässt eine Aggregation der Speicherzellen nach dem Superpositionsprinzip zu. Dies erlaubt eine Vielzahl kleinerer Speichereinheiten als Ganzes zu betrachten. In der Folge wird die Skalierbarkeit des Modells erleichtert und die Komplexität reduziert, da bspw. Ausgleichsvorgänge zwischen Zellen nicht berücksichtigt werden müssen.

Die Implementierung erfolgte in MATLAB. Ein modularer Aufbau ermöglicht die Abstraktion von Modell und Speicherparametern. Mit dieser Methode können verschiedene Speichertypen, unterschiedlicher Größe durch ein Modell simuliert werden. Zu Beginn der Simulation werden in einer Initialisierungsprozedur die charakteristischen Merkmale des Speichers als Parameter in das Modell geladen.

Den Kern des Speichermodells bildet eine Leistungsflussrechnung, deren Schema in Abbildung 4 dargestellt ist. Hierbei werden in jedem Zeitschritt Ladezustand des Speichers, auftretenden Verluste im Stromrichter, im internen Widerstand des Speichers und die Selbstentladung berechnet. Ausgehend von den Eingangsgrößen der Erzeugungsleistung P_{EE} , der Last P_{load} und dem aktuellen Ladezustand, entscheidet ein Kontrollmodul über den Leistungsfluss in oder aus dem Speicher P_{St} . Bevor die Simulation voranschreitet und zum nächsten Zeitpunkt springt, werden die berechneten Verlustwerte einem weiteren Modul übergeben, welches ein einfaches Temperaturmodell beinhaltet. Es simuliert die aktuelle Temperatur des Speichers und entscheidet auf dieser Basis über die Zuschaltung einer aktiven Kühlung oder Heizung.

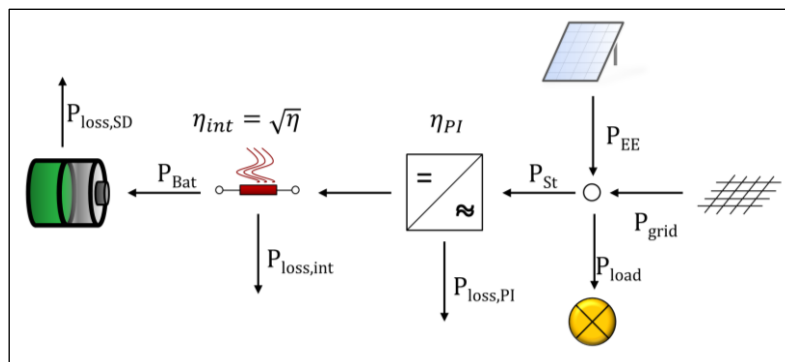


Abbildung 4: Schema der Leistungsflussrechnung des Speichermodells

3.2. Alterung des Speichers

Der Modellierung der Alterung des Speichers wird größere Bedeutung beigemessen. Aus diesem Grund wird die Thematik im Folgenden gesondert betrachtet. Um mit dem entworfenen Modell unterschiedliche Batterietypen implementieren zu können, wird ein möglichst allgemeines Alterungsmodell eingeführt und funktional modelliert. Dies bedeutet, dass die Alterung einer technischen Größe des Speichers durch eine mathematische Funktion modelliert wird. Nach [5] und [6] können fünf physikalische Größen festgemacht werden, die der Alterung unterworfen sind. Diese sind die Speicherkapazität, die Selbstentladungsrate, der Innenwiderstand und die maximalen Ein- und Auspeicherleistung. Sie verändern sich unter dem Einfluss des kalendarischen Alters, der Zyklenanzahl, der SOC-Historie,

der Temperatur und der bezogenen Leistung. In Abbildung 5 wird dieser Zusammenhang als Übertragungsfunktion der genannten Größen dargestellt.

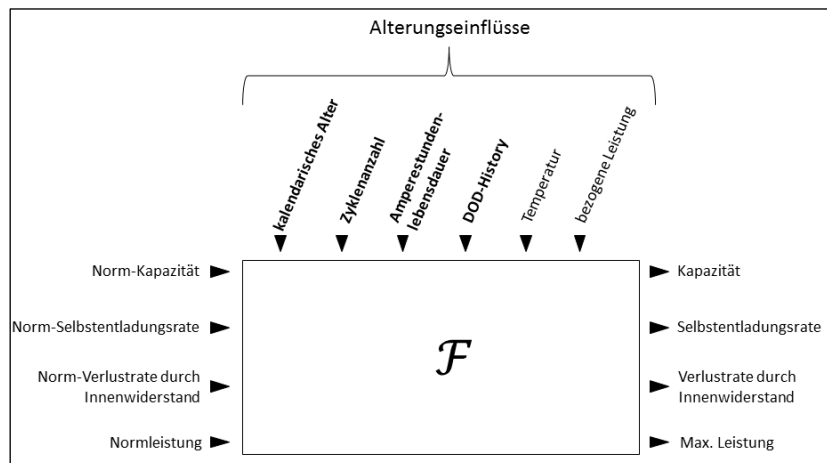


Abbildung 5: Allgemeines Alterungsmodell chemischer Energiespeicher

Noch anschaulicher wird dies an dem Beispiel eines LFP-Akkumulators, wie er auch in den späteren Simulationen modelliert wird. Die technischen Parameter des Akkus werden anhand der Angaben des Herstellers A123 Systems ermittelt. Abbildung 6 zeigt in einem Diagramm den Einfluss der Zyklenzahl auf die effektive Kapazität des Akkus. In der ersten Phase von 0 bis 500 Zyklen nimmt die Kapazität exponentiell ab, danach linear. Nach Ermittlung der Kurvenparameter, kann die Alterung in Abhängigkeit der Zyklenzahl Z wie in Formel (13) beschrieben werden.

$$E_{\text{capa}}(Z) = E_{\text{normcapa}} * \left(0,97 - \frac{0,07}{3000} Z + 0,03 * e^{-\frac{Z}{200}} \right) \quad (13)$$

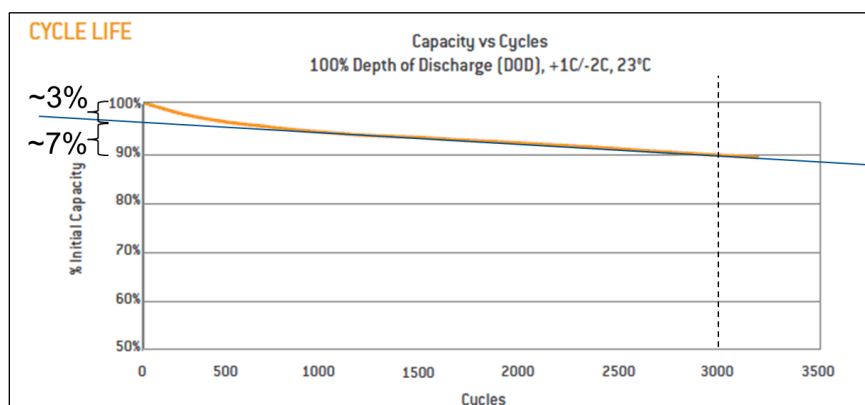


Abbildung 6: Einfluss der Alterung auf die effektive Kapazität einer AMP20M1HD-A von A123 [7]

3.3. Durchführung der Simulationen

Als nächstes wird ein elektrischer Speicher mit besagter Lithium-Eisenphosphat-Technologie simuliert. Ziel ist es, Effizienz, Eigennutzungsgrad, maximale Netzlast und Wirtschaftlichkeit in verschiedenen Szenarien zu ermitteln. In die Simulation gehen repräsentative Lastgänge eines Einfamilienhauses mit einem Jahresverbrauch von rund 4.200 kWh und einer Photovoltaikanlage mit 4 kW Maximalleistung ein.⁷ Die Anlage erzeugt über das Jahr ca. 4.500 kWh Elektrizität und könnte somit den Verbrauch mehr als decken. Die Entscheidung über Ein- und Ausspeicherung erfolgt vollkommen lastgetrieben. Weitere relevante Eingangsgrößen der Simulation führt Tabelle 3 auf.

⁷ Die Daten stammen aus dem Bestand des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Technischen Universität München.

Tabelle 3: Eingangsgrößen der Simulation

Zykluswirkungsgrad des Akkus	Selbstentladungsrate	Wirkungsgrad des Stromrichters	Leistung je 1 kWh Kapazität – SOC-abhängig Einsp.: 2,46 – 3,38 kW Aussp.: 2,15 – 4,92 kW ⁴	Speicherkapazität
92,5 % ¹	3 %/Monat ²	97 % ³		5 kWh / 10 kWh

1) [8], 2) [9], 3) [10], 4) [7]

Abbildung 7 stellt die Leistungsflüsse und den Speicherfüllstand eines Referenztags in zwei Szenarien dar. Das oberste Diagramm zeigt den Verlauf von Photovoltaikproduktion, Verbrauch und Residuum aus Erzeugung und Verbrauch. Die Erzeugung zeigt einen für Photovoltaik typischen Peak während der Mittagszeit. Das Residuum erreicht über die Mittagszeit einige Kilowatt. Dieses wird durch den Speicher gepuffert, sofern dieser über freie Kapazität und Leistung verfügt. Kann der Speicher die Differenz nicht mehr ausgleichen, wird aus dem Netz bezogen oder in das Netz gespeist. Entsprechend wird der Netzbezug positiv beziehungsweise negativ dargestellt.

In einem ersten Szenario (links unten) wird der Speicher mit einer Kapazität von 5 kWh betrieben und speichert den Erzeugungsüberschuss ein, sobald er vorhanden ist. Bereits in der Stunde zehn ist der Speicher voll und kann die Mittagsspitze nicht mehr aufnehmen. Entsprechend wird eine sehr hohe Leistung in das Ortsverteilstnetz gespeist. Trotzdem kann an diesem Tag der Verbrauch auch in der Nacht über den Speicher aus eigener Erzeugung gedeckt werden.

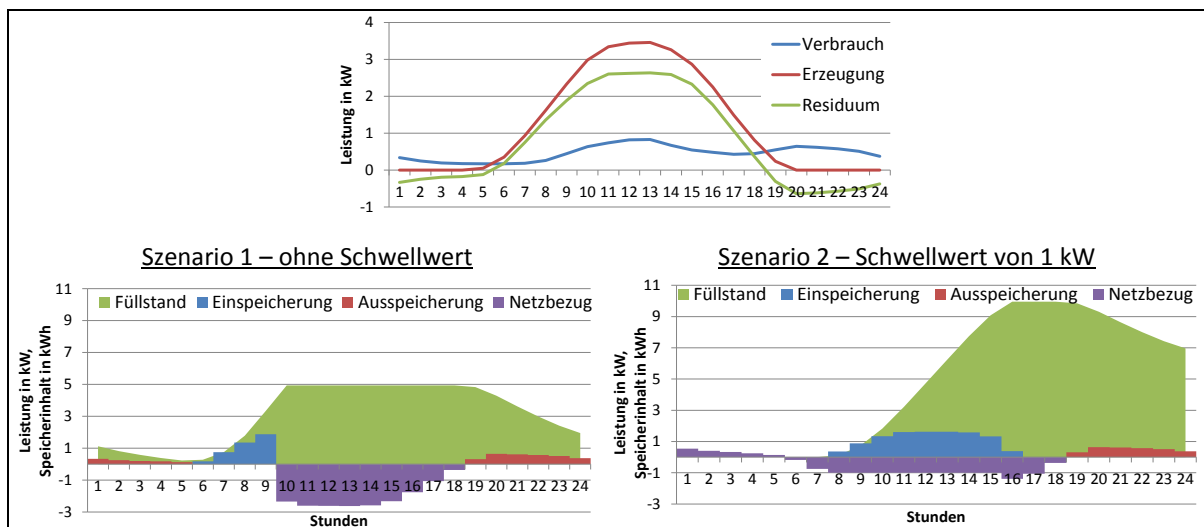


Abbildung 7: Simulation eines Referenztags in zwei Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Steuerungskonzepten und Speichergrößen

Der rechte Teil der Grafik zeigt den gleichen Referenztag in einem zweiten Szenario. Die Steuerung des Speichers schaltet ihn erst bei einem Leistungsüberschuss von 1 kW zu. Darüber hinaus verfügt er über eine Kapazität von 10 kWh. In der Folge kann der Speicher die Netzeinspeisung über die Mittagsspitze hinweg deutlich reduzieren, bis er in der Stunde 16 an seine Kapazitätsgrenze stößt.

3.4. Ergebnisse der Simulation

Beide Szenarien wurden für verschiedene Speichergrößen zwischen 1 und 10 kWh mehrfachen simuliert. Tabelle 4 zeigt die Auswertung hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrads, des Autarkiegrads und der Deckungsbeiträge. Die obere Hälfte enthält die Werte für das Szenario 1 mit einfacher Steuerung, die untere Hälfte präsentiert die Auswertung für Szenario 2 den Schwellwert bei 1 kW setzt.

Der Gesamtwirkungsgrad zeigt sich im Intervall von 87-89% unsensibel gegenüber den verschiedenen Steuerungsstrategien und Speichergrößen, wohingegen der Autarkiegrad mit zunehmender Speichergröße in beiden Szenarien steigt. In Szenario 2 ist der Autarkiegrad deutlich kleiner und steigt mit zunehmender Speichergröße weniger stark an.

Tabelle 4: Wirkungs- und Autarkiegrade sowie Deckungsbeiträge für verschiedene Speicherszenarien in der Simulation

Speicherkapazität [kWh]		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Szenario 1	Gesamtwirkungsgrad	88%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
	Autarkiegrad	50,5%	56,3%	61,7%	66,1%	68,0%	68,8%	69,1%	69,2%	69,4%	69,5%
	jährlicher Deckungsbeitrag pro kWh Speicherkapazität [€/a/kWh]	219	208	199	187	162	139	121	107	95	86
	Deckungsbeitrag, bezogen auf effektive Kapazität E_{kapa}^{eff} [€Cent/kWh]	9,8	9,7	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Szenario 2	Gesamtwirkungsgrad	89%	88%	87%	87%	87%	87%	87%	86%	87%	87%
	Autarkiegrad	47,7%	50,8%	53,5%	55,5%	56,2%	56,5%	56,7%	56,8%	56,9%	57,0%
	jährlicher Deckungsbeitrag pro kWh Speicherkapazität [€/a/kWh]	128	117	109	99	84	72	62	55	49	45
	Deckungsbeitrag, bezogen auf effektive Kapazität E_{kapa}^{eff} [€Cent/kWh]	10,1	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8

Zur Analyse der Wirtschaftlichkeit werden je Szenario zwei Arten des Deckungsbeitrags berechnet. Der Deckungsbeitrag ergibt sich aus den Erlösen der ausgespeicherten Energie E_{out} abzüglich der Kosten der eingesetzten Energie E_{in} . Die eingesetzte Energie wird wie unter 2.2 mit dem EEG-Vergütungssatz von 13,68 €Cent/kWh bewertet, die ausgespeicherte Energie mit einem Endverbraucherpreis von 25,3 €Cent/kWh.⁸ Ermittelt man die Deckungsbeiträge jeweils für ein Jahr und bezieht sie auf die Größe des Speichers, ergeben sich die Werte aus den Zeilen drei und sieben der Tabelle 4. Beispielhaft würde unter den gegebenen Randbedingungen ein 4 kWh großer Speicher im Szenario 1 jährlich rund 750 Euro zur Deckung seiner Anschaffungskosten beitragen. Bezieht man diesen Wert auf die Kapazität, ergeben sich die gelisteten 187 Euro. Unabhängige Untersuchungen zeigen, dass geeignete Speicher erst ab einem Einkaufspreis von deutlich weniger als 250 €/kWh rentabel sind und stützen somit das Ergebnis. [11]

Des Weiteren wird in den darunterliegenden Zeilen der Gesamtdeckungsbeitrag auf die effektive Lebenskapazität E_{kapa}^{eff} bezogen. Dieser Quotient zeigt sich unsensibel gegenüber der Speichergöße und der Steuerungsstrategie, liegt jedoch nur bei maximal 10 €Cent/kWh. Er steht den effektiven Kapazitätskosten gegenüber, wie sie im Abschnitt 2.3 berechnet werden. Vergleicht man sie, mit den effektiven Kapazitätskosten eines LFP-Speichers von 18 €Cent/kWh, wird deutlich, dass der Speicher bei dieser Kostenstruktur Verluste in Höhe von 8 €Cent/kWh abwirft.

Darüber hinaus zeigt sich, dass der Autarkiegrad nicht als Entscheidungsgröße, für die Speicherdimensionierung genutzt werden sollte, da er weder die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems wiedergibt, noch Aussagen über das Lastprofil der Netzeinspeisung zulässt. In obigen Ergebnissen ist der Autarkiegrad dort am geringsten, wo die Glättung des Netzprofils am stärksten und die Rentabilität am geringsten ist.

4 Zusammenfassung

Die im Abschnitt 2 vorgestellten Methoden geben Werkzeuge der Speicherbewertung an die Hand. Darüber hinaus ermöglicht das Simulationsmodell eine detaillierte Analyse eines Speicherkonzepts in einer gewünschten Umgebung. Hieraus lassen sich Daten zum Autarkie-, Wirkungs- und Nutzungsgrad, zur Alterung, dem Lastverhalten und weitere Messgrößen des Systems ableiten.

Bereits die Untersuchung in Abschnitt 2.3 zeigt, dass ein Preisunterschied von rund 30 €Cent/kWh nötig ist, um dezentrale Speicher mit Kosten von rund 200-300 €/kWh rentabel zu betreiben. Die derzeitige Differenz zwischen Endkundenpreis und dem EEG-Vergütungssatz reicht hierzu nicht aus. Die

⁸ Der Wert wurde frei unter Anbetracht aktueller Strompreisangebote gewählt (Stand: Januar 2014).

Entscheidung wird für einen Investor durch zusätzliche Unwägbarkeiten erschwert. So sind zukünftige Preismodelle und der regulatorische Rahmen unsicher. Empirische Werte über das Langzeitverhalten der Speicher liegen nur begrenzt vor. Zudem wird die Situation für Speicher durch die EEG-Vergütung verschlechtert. Folglich kommen wir zu dem Schluss, dass dezentrale Energiespeicher aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne zusätzliche Anreize keine weite Verbreitung finden werden.

Gleichzeitig könnten Innovationen, Kostendegression oder finanzielle Anreize die Speichertechnologien wirtschaftlich werden lassen. Eine Förderung durch die KfW-Bank und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) besteht seit Mai 2013. [12] Neben der staatlichen Förderung sollten Fördermodelle durch die Netzbetreiber diskutiert werden. Sie hätten direktes Interesse an der Glättung der Einspeisung in die Ortsverteilnetze und könnten den Nutzen aus dieser Lastglättung an die Speicherbetreiber weiterreichen, wenn deren Speicher die Netzlastung optimieren. Gewöhnliche Speicherbetreiber haben hingegen in erster Linie kein Interesse an einer Lastflussoptimierung, da hierdurch die Wirtschaftlichkeit des Speichers abnimmt, wie sich in den Simulationsergebnissen zeigt.

Referenzen

- [1] BMU (Hrsg.): *BMW, BMU und BMBF geben Startschuss für Leuchtturmprojekte der Speicherinitiative*. BMU-Pressedienst Nr. 101/12, Berlin, **2012**.
- [2] P. Van den Bossche, et al. in *Journal of Power Sources: SUBAT: An assesment of sustainable battery technology*, **2006**, S. 913–919.
- [3] Deutscher Bundestag: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*, vom 25.10.2008, zuletzt geändert am 20.12.2012.
- [4] L. Benini et al. in *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems, Discrete-Time Battery Models for System-Level Low-Power Design*, **2001**, 9, S. 630–640.
- [4] a) B. Y. Liaw, et al. in *Journal of Power Sources: Modelling capacity fade in lithium-ion cells*, **2005**, S. 157–161;
b) P. Rong, M. Pedram in: *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems: An Analytical Model for Predicting the Remaining Battery Capacity of Lithium-Ion Batteries*, **2006**, 14, S. 441–451;
c) F. Sun, R. Xiong, H. He in *Applied Energy: Model-based dynamic multi-parameter method for peak power estimation of lithium-ion batteries*, **2012**, Volume 96, S. 378–386;
- [6] L. Serrao, et al.: *An Aging Model of Ni-MH Batteries for Hybrid Electric Vehicles*. Konferenzbeitrag zu IEEE Conference on Vehicle Power and Propulsion, **2005**.
- [7] A123 Systems (Hrsg.): *Nanophosphate Lithium Ion Prismatic Pouch Cell. AMP20M1HD-A*, **2011**.
- [8] Ohne Angabe in *Neue Mobilität: Batteriesysteme im Vergleich*, (2) **2012**, S. 22.
- [9] Winston Battery Ltd. (Hrsg.): *WB-LYP1000AH; Specification for Winston Rare Earth Lithium yttrium Power Battery*,
- [10] H. Qian, et al.: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE): High-Efficiency Bidirectional AC-DC Converter for Energy Storage Systems*, **2010**, S. 3224–3229.
- [11] Simulationsrechnungen am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, **2013**.
- [12] KfW Bankengruppe (Hrsg.): *Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher"*. Programmnummer 275, Frankfurt am Main, **2013**.

Der Beitrag beruht auf der Bachelor's Thesis „Analyse des elektrischen Speichersystems in Wohngebäuden in Kombination mit Elektromobilität“, welche von Dipl.-Kfm. Constantin Tabor, unter Betreuung von Dipl.-Ing. Christian Kandler am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München 2012 erstellt wurde.