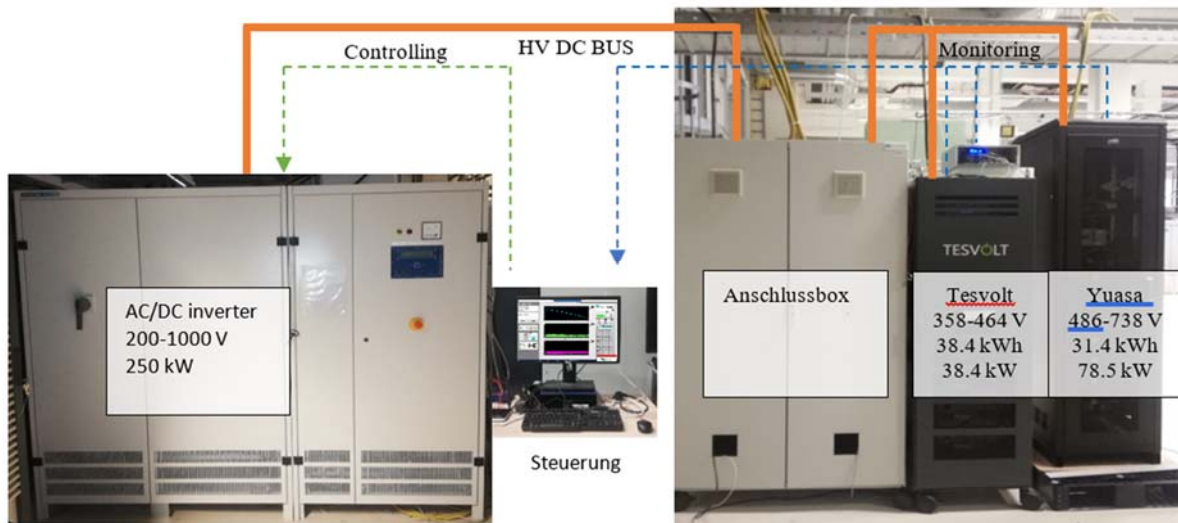


Untersuchungen zum Einsatz von Batteriespeichern in Quartieren: Lebensdauer und Geschäftsmodelle

Themenbericht erstellt im Rahmen des Schlussberichts
zum Verbundvorhaben EnStadt:Pfaff
„Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern“



Untersuchungen zum Einsatz von Batteriespeichern in Quartieren: Lebensdauer und Geschäftsmodelle

Themenbericht erstellt im Rahmen des Schlussberichts zum
Verbundvorhaben EnStadt:Pfaff:

„Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern - Integrierte
Konzepte, innovative Technologien und sozialwissenschaftliche Forschung
im Leuchtturm für klimaneutrale Quartiere“

Teilvorhaben EnStadt:Pfaff: „Fraunhofer EnergieIKT“

Förderndes Ministerium: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Projektträger: Forschungszentrum Jülich GmbH

Förderkennzeichen: 03SBE112D

Projektlaufzeit: 01.10.2017 – 31.12.2024

Autoren: Stephan Lux, Gerhard Stryi-Hipp

Ausführende Stelle: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79100 Freiburg

Veröffentlicht: Juli 2025

Die Verantwortung der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Das Verbundprojekt EnStadt:Pfaff wurde von 8 Partnern durchgeführt und als Leuchtturmprojekt gemeinsam gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Titelbild: Darstellung des Batterieteststands für 2 Li-Ionen Hochvolt-Batterien, Quelle: Fraunhofer ISE
Weitere Informationen zu EnStadt:Pfaff: <https://pfaffquartier-klimaneutral.de/>

Zusammenfassung

Mit dem zunehmenden Ausbau der volatilen Solar- und Windstromerzeugung gewinnen Batteriespeicher als integraler Bestandteil moderner Energiesysteme immer mehr an Bedeutung. In klimaneutralen Quartieren eröffnen sich vielfältige Möglichkeiten für den Einsatz von Batteriespeichern in Gebäuden und auf Quartiersebene, um den Selbstversorgungsgrad von Gebäuden und den Quartieren mit Strom zu erhöhen und möglicherweise Systemdienstleistungen für das Stromnetz zur Verfügung zu stellen. Dies ermöglicht eine höhere Unabhängigkeit von externen Energieversorgern und trägt zur Stabilisierung des lokalen Stromnetzes bei. Zudem bieten sich innovative Geschäftsmodelle an, wie beispielsweise Energie-Sharing-Systeme innerhalb eines Quartiers oder die Bereitstellung von Speicherkapazitäten für flexible Lastmanagementlösungen.

Eine solide Modellierung und Simulation von Batteriespeichern ist die Grundlage für einen sinnvollen und effizienten Einsatz der Batteriespeicher. Um die Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen optimal zu nutzen, ist es unerlässlich, präzise Modelle zu entwickeln, die das Verhalten der Speicher unter verschiedenen Betriebsbedingungen abbilden. Durch detaillierte Simulationen können potenzielle Einsatzszenarien analysiert und optimiert werden, bevor die Systeme tatsächlich installiert werden. Dies umfasst die Betrachtung von Lade- und Entladezyklen, die Integration erneuerbarer Energiequellen sowie die Berücksichtigung von Netzanforderungen und regulatorischen Rahmenbedingungen, aber auch das Langfristverhalten der Batteriespeicher aufgrund von Alterungsprozessen. Im Vorhaben EnStadt:Pfaff wurde deshalb ein fundiertes Modell zur Simulation der Alterung von Lithium-Ionen-Batteriespeicher entwickelt und parametrisiert auf Basis von Alterungsuntersuchungen an Batteriezellen. Damit konnte nachgewiesen werden, dass Li-Ionen Batteriesysteme eine Lebensdauer von mindestens 10 bis 14 Jahren aufweisen.

Mit dem validierten Modell lassen sich die Lebensdauer von Batteriesystemen im konkret geplanten Einsatz prognostizieren und Wartungsstrategien entwickeln, die die Betriebskosten minimieren und die Effizienz maximieren. Dies hilft, Risiken im Betrieb von Batteriesystemen zu identifizieren und die Entscheidungsfindung für Investitionen in Batteriespeicher auf eine solide Basis zu stellen.

Eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz von stationären Batteriespeichern sind attraktive Geschäftsmodelle. Diese hängen stark von den technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Im Vorhaben wurde untersucht, welche Geschäftsmodelle für Batteriespeicher für Gewerbebetriebe im Quartier interessant sind, um künftige Chancen für deren Einsatz zu erkennen. Dabei wurde gezeigt, dass attraktive Geschäftsmodelle vorhanden sind, wobei diese von der Größe des Verbrauchers und der Größe der Batteriespeicher abhängt. So profitieren Gewerbebetriebe mit einem Stromverbrauch größer 100 MWh/a auch davon, dass ein Batteriespeicher die Spitzenlast reduziert und somit Einsparungen beim Leistungspreis ergeben.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Abkürzungen.....	5
Abbildungen.....	6
Tabellen	7
1 Motivation	8
2 Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern	10
3 Lebensdauer und Effizienz von Lithium-Ionen Batteriespeichern	18
3.1 Aufbau von Li-Ionen Batteriesystemen	18
3.2 Lebensdaueruntersuchungen an Batteriespeichern	20
3.3 Optimierung von hybriden Batteriespeichern.....	22
3.4 Untersuchungen auf der Zellebene von Batterien.....	22
3.5 Aufbau des Teststands für die Batteriespeichersysteme (Modulebene)	26
3.6 Messungen der Effizienz der GS YUASA Batterie.....	28
4 Literatur	33

Abkürzungen

Ah	Amperestunde
BMS	Batteriemanagementsystem
BoL	Begin of Life
DoD	Depth of Discharge, DOD (Entladetiefe)
EFC	Equivalent Full Cycle (Äquivalenter Vollzyklus)
EoL	End of Life
kWh	Kilowattstunde
mA	Milliampere
MWh/a	Megawattstunden pro Jahr
mV	Millivolt
LCOE	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
Li-Ionen	Lithium-Ionen
NRMSE	Normalisierter mittlerer quadratischer Fehler
O & M	Operations and maintenance (Betrieb und Wartung)
PV	Photovoltaik
PV-BSS	PV-Batteriespeichersystem
PRL	Primärregelleistung
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RTE	Round Trip Efficiency (RTE)
SOC	State of Charge (Ladezustand)
SPI	System Performance Index SPI

Abbildungen

Abbildung 1: Öffentliche Stromerzeugung in Deutschland in der Woche 24 im Jahr 2025, die Solarstromerzeugung (gelb) führt dazu, dass die Erzeugung tagsüber über der Last (schwarze Linie) liegt, diese Spitzen könnten durch Stromspeicher in die Nacht verschoben werden (grüne Pfeile), in der Strom importiert wird, Quelle: Energy Charts, Fraunhofer ISE [1]	8
Abbildung 2: Algorithmus für die kombinierten Geschäftsmodelle 9 und 10.....	14
Abbildung 3 Kapitalwertvergleich für das Alte Verwaltungsgebäude in den Szenarien 1-3	16
Abbildung 4: Kapitalwertvergleich für die Bäckerei in den Szenarien 4 bis 10	17
Abbildung 5: Beispielhafter Aufbau und Funktion einer Lithium-Ionen-Zelle beim Entladevorgang, Quelle: VDE [2].....	18
Abbildung 6: Schematischer Aufbau eines Batteriesystems, Quelle: VDE [2].....	19
Abbildung 7: Darstellung des Batterieteststands für die beiden Li-Ionen Hochvolt-Batterien, Quelle: Fraunhofer ISE	21
Abbildung 8: Blick in das geöffnete Modul des GS YUASA Batteriespeichers, Quelle: Fraunhofer ISE ..	23
Abbildung 9: Vier Zellen des GS YUASA Batteriemoduls mit Trennplatten zwischen den Zellen, Quelle: Fraunhofer ISE	23
Abbildung 10: Zelle des GS YUASA Batteriespeichersmoduls mit Zellverbindern, Adapter zur Strom- und Spannungsmessung, Quelle: Fraunhofer ISE	24
Abbildung 11: Spannung, Strom und Temperatur einer GS YUASA Zelle während einer Messreihe über 8 Tage (ca. 11.500 Minuten), Quelle: Fraunhofer ISE.....	24
Abbildung 12: Entwicklung der Kapazität der GS YUASA Zellen in Abhängigkeit der Anzahl Ladezyklen (EFC) unter verschiedenen Testbedingungen, Quelle: Fraunhofer ISE	25
Abbildung 13: Entwicklung des der State of Health (SOH) der untersuchten TESVOLT Zellen in Abhängigkeit der Ladezyklen unter verschiedenen Randbedingungen, Quelle: Fraunhofer ISE.....	26
Abbildung 14: Dashboard für die Ansteuerung des Teststands für die Batteriespeicher, Quelle: Fraunhofer ISE	27
Abbildung 15: Dashboard für die Ansteuerung des TESVOLT Speichers mit der Möglichkeit der manuellen Steuerung der Quelle/Senke, Quelle: Fraunhofer ISE	28
Abbildung 16: Round Trip Efficiency (RTE) des GS YUASA Batteriespeichers bei 10 A, 50 A und 125 A Lade-/Entladestrom, Quelle: Fraunhofer ISE	29

Abbildung 17: Be- und Entladung einer Zelle mit Puls-ladeprofil für die Innenwiderstandermittlung hier für die Ladung dargestellt, angegeben ist der Ladestrom (orange) und die resultierende Batteriespannung (blau), sowie die Temperatur (rot), Quelle: Fraunhofer ISE	30
Abbildung 18: Entwickelte Modelle der GS YUASA Li-Ionen Batterie, oben detailliert, unten vereinfacht, Quelle: Fraunhofer ISE.....	31
Abbildung 19: Modellvalidierung am TESVOLT Speicher, links das Profil für die Photovoltaikoptimierung eines Speichers im Netz und rechts das Profil für ein Microgrid mit erneuerbaren Energien (PV) und Frequenzregulierung. Die untersten Grafiken stellen die Eingangsgröße für das Modell bzw. den Gesamtspeicher dar (Strom), die mittleren bzw. obersten Grafiken die resultierende Ausgangsgröße (Leistung bzw. Spannung) des Modells (orange) bzw. des vermessenen Speichers (blau) dar. Quelle: Fraunhofer ISE	32

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Normal- und Großverbraucher Strom	10
Tabelle 2 Übersicht der berücksichtigten Szenarien	13
Tabelle 3: Wirtschaftliche Annahmen für die Simulation (Stand 2018)	15
Tabelle 4: Daten Batterieteststand, untersuchte Batterien und durchgeführte Untersuchungen	21

1 Motivation

Klimaneutrale Quartiere zeichnen sich durch eine möglichst umfangreiche Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energien aus, vor allem von Solarstrom, der überall erzeugt werden kann. Da die Stromerzeugung und der Strombedarf meist nicht zeitgleich stattfinden, ist dessen Zwischenspeicherung unerlässlich, um nicht nur in der Jahresbilanz einen hohen Anteil Solarstrom an der Erzeugung zu erhalten, sondern auch um möglichst viel des selbst erzeugten Solarstroms auch selbst verbrauchen zu können, sprich einen hohen Selbstversorgungsgrad im Quartier erreichen zu können. Dies bedeutet, tagsüber nicht genutzte Solarenergie zu speichern und abends/nachts zu verwenden (siehe Abbildung 1). Darüber hinaus können die dafür geplanten Batteriespeicher das Stromnetz entlasten, indem sie beispielsweise Lastspitzen reduzieren.

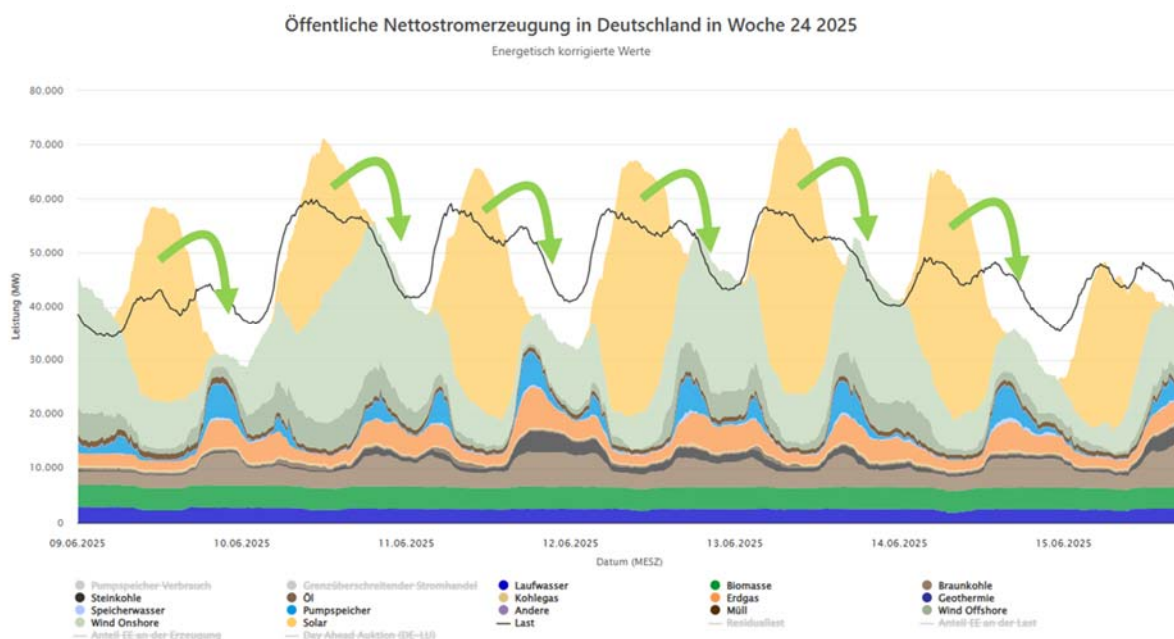


Abbildung 1: Öffentliche Stromerzeugung in Deutschland in der Woche 24 im Jahr 2025, die Solarstromerzeugung (gelb) führt dazu, dass die Erzeugung tagsüber über der Last (schwarze Linie) liegt, diese Spitzen könnten durch Stromspeicher in die Nacht verschoben werden (grüne Pfeile), in der Strom importiert wird, Quelle: Energy Charts, Fraunhofer ISE [1]

Stationäre Batteriespeicher gewinnen angesichts der steigenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in der Stromversorgung zunehmend an Bedeutung. Dabei werden vornehmlich Lithium-Ionen (Li-Ionen) Batteriespeicher eingesetzt. Denn sie sind robust, haben eine hohe Zyklenfestigkeit und eine große Energiedichte. Sie werden ständig technisch verbessert und die Zellkosten sinken kontinuierlich bei gleichzeitig steigender Nachfrage und Produktionskapazität. Lithium-Ionen-Batterien sind die am schnellsten wachsende Batterietechnologie der Welt. [2]

Stationäre Batteriespeicher erleben derzeit einen starken Aufschwung, die installierte Kapazität hat sich von Ende 2020 bis Ende 2024 von 2,3 GWh auf 18,3 GWh verachtfacht, allein im Jahr 2024 nahm die Kapazität um 49 % zu [3]. Davon sind etwa 13 % Großspeicher ab 1.000 kWh, 4 % Gewerbespeicher (30 bis 1.000 kWh) und 83 % Heimspeicher bis 30 kWh Kapazität. Studien zeigen, dass eine weitere

Verfünffachung der installierten Batteriekapazität zwischen 2025 und 2030 von 22 auf 104 GWh erforderlich ist [4].

Grundlage für den Aufschwung des Batteriemarktes ist neben dem Wunsch nach erhöhter Versorgungssicherheit ist die wirtschaftliche Attraktivität der Investition in Batteriespeichern. Diese ist durch den Preisverfall der Batterien deutlich gestiegen. Lag der mittlere Marktpreis für Heimspeicher im Jahr 2013 noch bei 1.277 €/kWh, ist er 2023 auf 770 €/kWh und im Jahr 2025 auf 494 €/kWh gesunken, innerhalb von 2 Jahren also um 36 % [5]. Der Preis für Großspeicher lag im Jahr 2023 bei etwa 420 €/kWh. Allerdings ist für eine wirtschaftliche Beurteilung eine sorgfältige Analyse der potenziellen Geschäftsmodelle erforderlich. So liegt der Grund für den hohen Anteil der Heimspeicher darin, dass damit der wirtschaftlich attraktive Eigenverbrauch von Solarstrom mit den Batterien erhöht werden kann. Gewerbe- und Großbatteriespeicher sind zwar spezifisch günstiger als Heimspeicher, doch sind die Renditeansprüche der Betreiber:innen von Gewerbe- und Großspeichern höher und deren Geschäftsmodelle nicht so attraktiv wie für die Privathaushalte.

Die möglichen Geschäftsmodelle haben auch einen starken Einfluss auf die Nutzung von Batteriespeichern auf Quartiersebene. Im EnStadt:Pfaff Vorhaben war ursprünglich vorgesehen gewesen, einen Quartiersspeicher zu demonstrieren, um damit die Stromversorgung im Quartier optimieren. Allerdings konnte für den Betrieb eines Batteriespeichers auf Quartiersebene unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen vom Energieversorger SWK kein attraktives Geschäftsmodell gefunden werden, so dass die Planung nicht umgesetzt wurde. Auch die alternativ geplante Großbatterie mit etwa 1.000 kWh Kapazität in der Kundenanlage, die das Medizinische Versorgungszentrum und das benachbarte Parkhaus mit Bürokopfbau umfasst, wurde nicht umgesetzt, da die Analyse der Solarstromerzeugung und der Lastprofile gezeigt hat, dass keine ausreichenden Überschüsse vorhanden sind, die die Speicherung von Solarstrom wirtschaftlich machen würden. Wie sich der Einsatz von Batterien im Pfaff-Quartier künftig entwickeln wird, bleibt abzuwarten und hängt entscheidend davon ab, wie sich die Batteriepreise und die regulatorischen Rahmenbedingungen weiter entwickeln werden. Batteriespeicher werden ganz sicher weiter ausgebaut werden, die Frage ist dabei nur, ob dies auf Gebäudeebene in Form von Heim- und Gewebespeichern durch die Verbraucherinnen und Verbraucher oder in Form von Großspeichern auf Quartiers-, regionaler oder überregionaler Ebene erfolgen wird.

Unabhängig von der Größe der Speicher und der Betriebsweise, sind ein effizientes Energiemanagement des Batteriesystems und eine lange kalendarische Lebensdauer und eine hohe Zyklenfestigkeit der Batterie grundlegende Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers. Bezüglich des Effizienz des gesamten Energiespeichersystems weist ein Test für die meisten Heimspeichersysteme ein gutes Ergebnis von 96,4 % (System Performance Index SPI (10 kWh)) auf, doch gibt es auch Anbieter, die nur 89,3 % aufweisen [6].

Das Vertrauen der interessierten Akteure in das Erreichen einer hohen Lebensdauer und Zyklenfestigkeit der Batterien in der Praxis ist die Voraussetzung für die Investition. Da es für ein (relativ) neues Produkt wie Batteriespeicher, bei dem nicht nur die Marktentwicklung, sondern auch die Technologieentwicklung dynamisch verläuft, naturgemäß keine Langzeit-Betriebserfahrungen vorliegen, sind spezielle Alterungstests erforderlich, um belastbare Prognosen über die Lebensdauer aktueller Produkte abgeben zu können. Vor diesem Hintergrund wurde vom Fraunhofer ISE im Vorhaben EnStadt:Pfaff untersucht, wie Batteriespeicher in der Praxis altern. Hierzu wurden zwei Batteriespeicher unterschiedlicher

Hersteller in elektrischen Tests und Alterungsuntersuchungen charakterisiert, um ihre Eignung für den vorgesehenen Anwendungsfall zu bewerten. Die Untersuchungen und Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

2 Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern

Die Rentabilität eines Batteriespeichers hängt von vielen technischen, ökonomischen und regulativen Faktoren ab. Um die Attraktivität des Einsatzes von Batteriespeichern in einem Quartier bewerten zu können, wurden im Vorhaben EnStadt:Pfaff für ausgewählte bestehende Geschäftsmodelle Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern im gewerblichen Bereich anhand technischer und wirtschaftlicher Parameter bewertet. Dabei sollten folgende Fragen beantwortet werden:

1. Können Photovoltaik (PV)-Batteriespeicher im Gewerbe mit den aktuellen Investitionskosten und gesetzlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden?
2. Welche Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit am stärksten und wie müssen sich diese Faktoren verändern, um eine Wirtschaftlichkeit zu gewähren?

Anhand zweier Beispielprojekte wurde die Wirtschaftlichkeit verschiedener Geschäftsmodelle analysiert, differenziert nach den dargestellten Verbrauchergruppen. Untersucht wurden am Beispiel des Alten Verwaltungsgebäudes der Fall eines Bürogebäudes mit einem jährlichen Stromverbrauch von unter 100 MWh sowie im Vergleich dazu eine Bäckerei mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh untersucht. Verbraucher mit mehr als 100 MWh/a werden als Großverbraucher bezeichnet. Ihr Stromverbrauch wird als sogenannte „Registrierende Leistungsmessung“ RLM kontinuierlich erfasst, wobei 15 Minuten-Mittelwerte der Leistung und an den Netzbetreiber gesendet werden. Die Großverbraucher bezahlen einen Arbeitspreis sowie ein Leistungsentgelt, welches vom höchsten Leistungsbedarf (als 15 Minuten Mittelwert), der während des Jahres aufgetreten ist, abhängt (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht Normal- und Großverbraucher Strom

Art Verbraucher	Normalverbraucher	Großverbraucher
Beispiel in dieser Studie	Altes Verwaltungsgebäude Pfaff-Quartier	Bäckerei fiktiv
Stromverbrauch	Kleiner 100 MWh pro Jahr	Größer 100 MWh pro Jahr
Verbrauchsmessung	Der Jahresverbrauch wird 1x pro Jahr an den Netzbetreiber gemeldet	Registrierende Leistungsmessung (RLM): 15-Minuten-Durchschnitt der bezogenen Leistung wird ge- messen und an den Netzbetreiber gesendet
Strompreisgestaltung	Arbeitspreis + Grundpreis	Arbeitspreis + Leistungspreis (Leistungspreis hängt von der höchsten gemessenen Last im Ab- rechnungszeitraum ab)

Das Glätten von Stromlastspitzen (sogenanntes „Peak Shaving“) reduziert den maximalen Leistungsbedarf eines Gebäudes oder einer Liegenschaft, was zu einer Senkung der Kosten für das Leistungsentgelt führt. Besonders relevant ist dies für Großabnehmer ab 100 MWh/a. Lastspitzen können durch Drosselung oder Abschalten von Verbrauchern oder die Erhöhung der Eigenversorgung durch Zuschalten von Erzeugungsanlagen oder Entladung von Batteriespeichern realisiert werden. Der Einsatz von Batteriespeichern hat gegenüber der Drosselung oder Abschaltung von Verbrauchern den Vorteil, dass die Geschäftstätigkeit des Unternehmens nicht eingeschränkt wird.

Leistungspreise stellen für Großverbraucher einen Anreiz dar, die Spitzenlast durch Lastmanagement zu verringern und somit Stromkosten zu sparen. Für die Netzbetreiber limitieren sie die Leistung, die sie maximal vorhalten müssen. Weiter wird das Netz der allgemeinen Versorgung entlastet.

Wenn Großverbraucher in Spitzenlastzeiten den Leistungsbedarf durch eigene Erzeugung oder Entladen von Stromspeichern reduzieren, wird dies als atypische Netznutzung bezeichnet. Werden also die maximalen Lastspitzen während der Hochlastzeitperioden (HLZ) durch das Zuschalten von Batteriespeichern reduziert, sinken ihre Netzentgelte. Voraussetzung ist allerdings, dass die Unternehmen nachweisen, dass ihr Lastgang stets einsehbar und steuerbar ist.

Das Glätten von Lastspitzen kann auch für Betreiber von PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern interessant sein, da Betreiber durch den netzdienlichen Betrieb einer PV-Anlage eine Förderung erhalten können. Netzdienlich bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Einspeisespitzen der PV-Erzeugung am Netzanschlusspunkt auf einen bestimmten Prozentsatz der installierten Leistung begrenzt werden. Durch den Einsatz eines stationären Batteriespeichers ist es möglich, die überschüssige Solarstrommenge, die durch die Beschränkung am Netzanschluss abgeregelt würde und nicht direkt verbraucht werden kann, zwischenzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben. Damit wird eine Abregelung der PV-Anlage vermieden.

Ein weiteres Geschäftsmodell für Batteriespeicher ist das Anbieten von Primärregelleistung (PRL). Dies ist mit zentralen Stromspeichern möglich, die sowohl positive PRL (Energieaufnahme in den Speicher aus dem öffentlichen Netz) als auch negative PRL (Energieabgabe ins öffentliche Netz) erbringen können. Die positive und negative PRL muss jeweils für mindestens 30 Minuten und jederzeit gewährleistet sein. Diese Anwendung ist stark reguliert, es werden somit große Speicher benötigt und der PRL-Anbieter muss sich qualifizieren, um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können, weshalb diese Option in diesem Bericht nicht weiter berücksichtigt wird.

Zur Gewährleistung einer umfassenden Darstellung wurde neben der Eigenversorgung mit einer PV-Anlage oder einem PV-Batteriespeichersystem (PV-BSS) auch das Laden von E-Fahrzeugen sowohl an einer Schnellladesäule (50 kW) und an Schuko-Steckdosen einbezogen. Für die Analyse der PV-Leistung wurde ein Einstrahlungsprofil für den Standort Kaiserslautern mit einer 15-minütigen Auflösung erstellt. Für die weitere Simulation in Matlab wurden für die Geschäftsmodelle verschiedene Szenarien entwickelt. Die Szenarien umfassen sowohl einzelne Geschäftsmodelle als auch deren Verknüpfung. In Tabelle 2 sind die Szenarien aufgelistet.

Für das alte Verwaltungsgebäude wurde die Batteriespeichergröße auf 96,4 kWh Kapazität und eine Speicherleistung von 138,4 kW festgelegt. Für die Bäckerei wurde eine Variation der Batteriespeicherkapazität zwischen 10 kWh und 170 kWh abhängig vom Szenario vorgenommen.

Szenario 0 stellt den Referenzfall mit einem 100-prozentigen Netzbezug dar.

Szenarien 1 bis 3 beziehen sich auf das Alte Verwaltungsgebäude (Stromverbrauch < 100 MWh/a).

Szenario 1 beschreibt die Eigenversorgung durch eine PV-Anlage mit 32 kWp Leistung.

Szenario 2 baut auf Szenario 1 auf ergänzt durch einen Batteriespeicher und dient als Referenz, um aufzuzeigen, wie sich technische und wirtschaftliche Kennzahlen – wie die Eigenverbrauchsquote, der Autarkiegrad sowie der Kapitalwert – durch den Einsatz eines PV-BSS verändern.

Szenario 3 erweitert Szenario 2 um eine Schnellladesäule (50 kW) für E-Fahrzeuge und untersucht ebenfalls die Veränderungen der Kennzahlen.

Szenarien 4 bis 10 beziehen sich auf eine Bäckerei (Großverbraucher mit Stromverbrauch > 100 MWh)

Szenario 4 entspricht dem Aufbau von Szenario 1, weist jedoch ein höheres Lastprofil und eine breite Variation der installierten PV-Leistung von 100 kWp bis 400 kWp in Zehnerschritten auf.

Szenario 5 ähnelt dem Aufbau von Szenario 2 und erweitert die Variation der installierten PV-Leistung aus Szenario 4 um unterschiedliche Speichergrößen.

Szenario 6 ist analog zu Szenario 5 mit einer Schnellladesäule (50 kW) erweitert.

Szenario 7 untersucht das Potenzial der Glättung von Lastspitzen durch eine Lastreduktion von 10 kW bis 40 kW. Hierbei wird in MATLAB jeweils die minimale PV-Leistung und Speichergröße ermittelt, um die Lastspitzen mit den geringstmöglichen Investitionskosten zu glätten. Die installierte PV-Leistung wird in Zehnerschritten erhöht, die Speicherleistung wird durch die Lastspitzenreduktion vorgegeben, und die Kapazität wird in Fünferschritten angepasst, um die optimale Konstellation zu finden.

Szenario 8 analysiert das Potenzial ähnlich wie Szenario 7, ergänzt jedoch die drei Steckertypen für das Laden von Elektrofahrzeugen. Dabei werden die Lastspitzen des Schuko-Steckers um 10 kW bis 40 kW, des Steckertyps 2 um 40 kW bis 60 kW und der Schnellladesäule (50 kW) um 70 kW bis 90 kW gesenkt.

Szenarien 9 und 10 kombinieren die Geschäftsmodelle aus den Szenarien 5 und 7 bzw. 5 und 8.

Szenario 10 untersucht speziell die Auswirkungen auf die Kennzahlen für die Schnellladesäule (50 kW).

Tabelle 2 Übersicht der berücksichtigten Szenarien

Szenario	Verbraucher	Untersuchungsgegenstand
0	Altes Verwaltungsgebäude und Bäckerei	100 %-iger Netzbezug
1	Altes Verwaltungsgebäude	Eigenversorgung durch eine PV-Anlage
2	Altes Verwaltungsgebäude	Eigenversorgung durch PV-BSS
3	Altes Verwaltungsgebäude	Eigenversorgung durch PV-BSS mit Schnellladesäule (50 kW)
4	Bäckerei	Eigenversorgung durch eine PV-Anlage
5	Bäckerei	Eigenversorgung durch PV-BSS
6	Bäckerei	Eigenversorgung durch PV-BSS mit Schnellladesäule (50 kW)
7	Bäckerei	Glätten von Lastspitzen
8	Bäckerei	Glätten von Lastspitzen mit drei verschiedenen Ladesäulenverbräuchen
9	Bäckerei	Kombination aus Szenario 5 und 7
10	Bäckerei	Kombination aus Szenario 5 und 8 mit Schnellladesäule (50 kW)

Abbildung 2 ist stellvertretend der Algorithmus für die kombinierten Geschäftsmodelle der Szenarien 9 und 10 dargestellt.



Abbildung 2: Algorithmus für die kombinierten Geschäftsmodelle 9 und 10

Für Simulationen waren neben den technischen Details auch eine Reihe von wirtschaftlichen Annahmen zu treffen, die in Tabelle 3 aufgelistet sind. Es ist anzumerken, dass diese Annahmen für den Zeitpunkt der Durchführung der Simulation Mitte 2018 plausibel waren. Aufgrund der zwischenzeitlichen Änderungen der Randbedingungen, insbesondere die starke Reduktion der Investitionskosten für Photovoltaik und Batteriespeicher, sind die Simulationsergebnisse teilweise nicht mehr aktuell. Da jedoch für alle Szenarien dieselben Annahmen getroffen wurden, sind die Vergleiche zwischen den Szenarien weiterhin gültig, die absoluten Ergebnisse der einzelnen Szenarien sind jedoch jeweils kritisch jeweils zu hinterfragen.

Tabelle 3: Wirtschaftliche Annahmen für die Simulation (Stand 2018)

Wirtschaftlicher Faktor	Angenommener Wert
Strompreisentwicklung	2 %
Abzinsungsfaktor	1,81 %
Inflation	2 %
Fremdkapitalzinsen	2,98 % KfW Kredit 270 > 30 kWp 2,53 % KfW Kredit 275 < 30 kWp
Fremdkapitalanteil	70 %
Eigenkapitalanteil	30 %
Anzulegender Wert nach EEG 2017	8,84 ct/kWh
Investitionskosten PV	800 €/kWp (> 100 kWp) 1.200 €/kWp (< 100 kWp)
Investitionskosten Batterie	800 €/kWh (Energiepreis) 200 €/kW (Leistungspreis)
O&M Kosten PV	1 %/a der Investitionskosten
O&M Kosten Batterie	0 %
Batteriepreisentwicklung (für Austausch der Batterie)	60 % der ursprünglichen Investitionskosten
Steuermesszahl Kaiserslautern	3,5 %
Gewerbsteuerhebesatz	410 %
Gewerbsteuerfreibetrag	24.500 €
Anteil Standortgemeinde	70%
Anteil Unternehmenssitz	30%

O & M = operations and maintenance (Betrieb und Wartung)

Die Simulationen wurden am Fraunhofer ISE mit Matlab durchgeführt. Als Ergebnis wird der Kapitalwert berechnet, der einerseits die Anfangsinvestitionen sowie andererseits die Betriebskosten und die Einnahmen durch die Stromeinspeisung und die Einsparungen durch den vermiedenen Strombezug über die Nutzungsdauer von 20 Jahren als Kapitalwert (abgezinst auf das Startjahr) berücksichtigt. Ist der Kapitalwert positiv, wird mit der Anlage ein Gewinn erzielt, der über dem angenommenen Zinssatz liegt. Je höher der Kapitalwert ist, desto attraktiver ist das Geschäftsmodell.

Fall 1) Altes Verwaltungsgebäude (Stromverbrauch < 100 MWh/a)

In Abbildung 3 sind die Kapitalwerte für die Szenarien 1 bis 3 dargestellt, die für das Alte Verwaltungsgebäude berechnet wurden. Szenario 1 (nur PV-Anlage mit Eigenverbrauch) weist einen deutlich höheren Kapitalwert auf als Szenario 2 mit Batteriespeicher und Szenario 3 mit Batteriespeicher und E-Mobil-Ladepunkt. Der Kapitalwert wird für fixe Speichergrößen und ohne Förderprogramme berechnet. Wird der sehr große Batteriespeicher in Szenario 2 auf ein Verhältnis von 1:1 der Kapazität zur PV-Leistung reduziert, resultiert der höchste Kapitalwert und damit das attraktive Geschäftsmodell im Alten Verwaltungsgebäude (Szenario 2b). Der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote reduzieren sich jedoch entsprechend mit der Speichergröße.

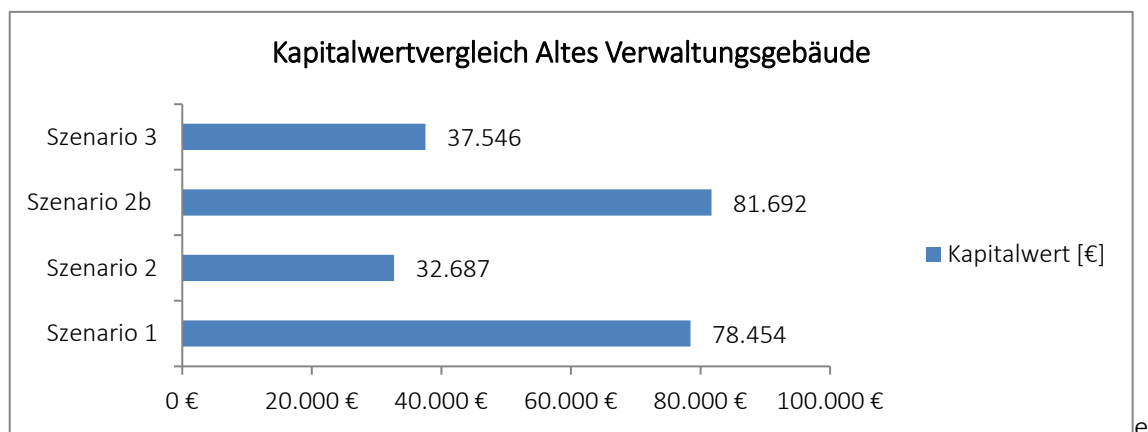


Abbildung 3 Kapitalwertvergleich für das Alte Verwaltungsgebäude in den Szenarien 1-3

Fall 2) Bäckerei (Stromverbrauch > 100 MWh/a)

Die Berechnungsergebnisse des Kapitalwertes der Szenarien 4 bis 10 für die fiktive Bäckerei sind in Abbildung 4 dargestellt. Wieder wird ein hoher Kapitalwert für den Fall der PV-Anlage ohne Batteriespeicher erreicht (Szenario 4). Der höchste Wert ergibt sich allerdings für Szenario 10, bei dem eine PV-Anlage mit Batteriespeicher und E-Mobil-Ladesäulen eingesetzt sind. Zusätzlich werden gezielt die Lastspitzen, womit bei den Stromkosten die Komponente Leistungspreis reduziert wird. Durch ausschließliches Glätten von Lastspitzen wird ein niedriger Kapitalwert von 29 ca. T€ erreicht. Der Kapitalwert liegt bei ausschließlichem Einsatz einer PV-Anlage bei 225 T€ (Szenario 4) und bei einer PV- und

Batterieanlage sowie E-Mobil-Ladepunkt mit Lastprofilglättung wird der maximale Kapitalwert von 247 T€ erreicht (Szenario 10). Dies ist somit das attraktivste Geschäftsmodell für die Bäckerei.

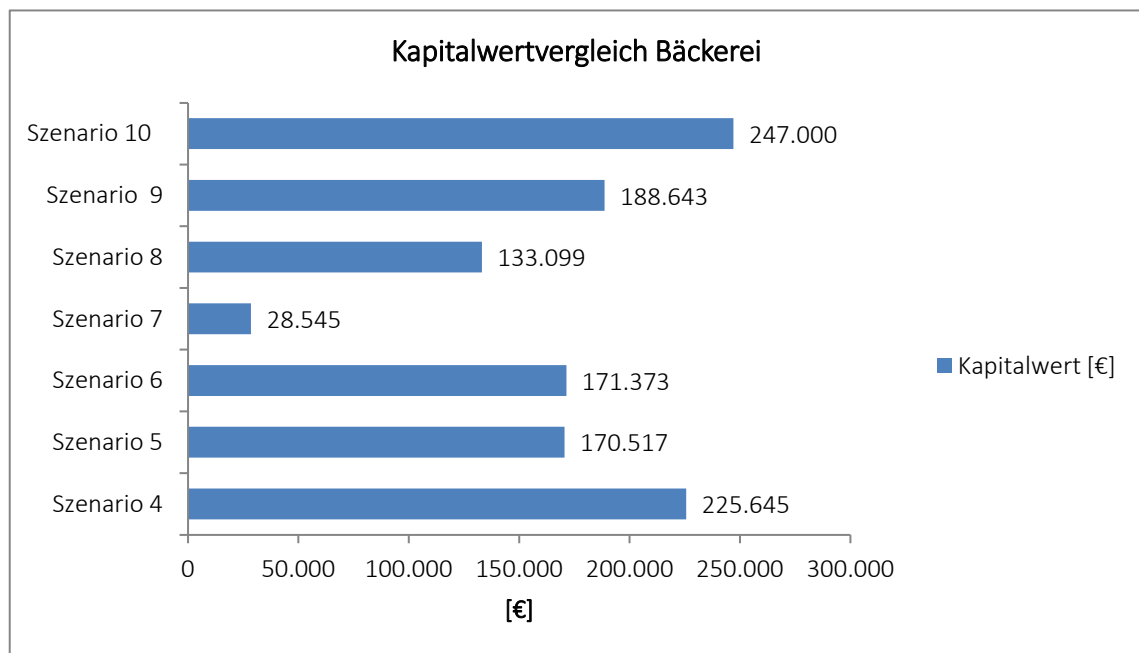


Abbildung 4: Kapitalwertvergleich für die Bäckerei in den Szenarien 4 bis 10

Die Berechnungen zeigen, dass PV-Gewerbespeicher abhängig von der Verbraucherklasse, dem Strombezugstarif, der Speichergröße und der Verbraucherstruktur eine unterschiedliche Wirtschaftlichkeit aufweisen, doch in allen berechneten Szenarien ergibt sich immer ein Geschäftsmodell mit Gewinnen. Besonders attraktiv sind sie, wenn die Differenz zwischen den Erzeugungskosten für den Solarstrom (Levelized Cost of Energy (LCOE)) und dem Strombezugspreis groß ist. In solchen Fällen rentieren sich PV-Gewerbespeicher mit einer Kapazität mit dem Verhältnis 1:1 zur PV-Leistung, da sie den Eigenverbrauch des Solarstroms erhöhen. Ist kleiner die Differenz ist, desto kleiner sollte beim Ziel der ökonomischen Optimierung die Speichergröße im Verhältnis zur PV-Leistung sein, wie der Vergleich der Szenarien 4 bis 10 der Bäckerei zeigt.

Im Vergleich von Abbildung 3 mit Abbildung 4 zeigt sich, dass das Verhältnis des Kapitalwerts zwischen der Installation einer PV-Anlage zur Eigenversorgung ohne Batteriespeicher (Szenarien 1 und 4) gegenüber der Installation von PV-Anlage mit Batteriespeicher (Szenarien 2 und 5) im Fall der Alten Verwaltung (Normalverbraucher) deutlich größer ist als für die Bäckerei, die mit über 100 MWh/a Stromverbrauch ein Großverbraucher ist. Bei den Großverbrauchern tragen die Batteriespeicher auch zur Reduzierung des Leistungspreises bei, weil sie die maximalen Lastspitzen reduzieren. Allerdings ist dabei wieder zu berücksichtigen, dass Großverbraucher teilweise deutlich niedrigere Strompreise pro kWh haben als Normalverbraucher, so dass die Differenz der Solarstromgestehungskosten zum Strombezugspreis deutlich geringer sein kann.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Wirtschaftlichkeit einer PV-Batteriespeicher-Anlage von einer Vielzahl von Randbedingungen abhängt. Zusätzlich können diese sich über die Zeit deutlich verändern, was z.B. die Preise für PV-Anlagen und Batteriespeicher sowie die Einspeisevergütung und die Strombezugskosten angeht, die mit PV-Anlagen und Batteriespeichern eingespart werden. In den letzten Jahren haben sich die meisten Faktoren zugunsten der PV-Batteriespeicher-Anlagen entwickelt. Somit kann festgestellt werden, dass sich für alle untersuchten Szenarien der Einsatz von PV-Batteriespeicher-Anlagen attraktive Geschäftsmodelle ergeben, wobei der Batteriespeicher nicht zu groß gewählt werden sollte.

3 Lebensdauer und Effizienz von Lithium-Ionen Batteriespeichern

3.1 Aufbau von Li-Ionen Batteriesystemen

Jede Li-Ionen-Zelle besteht aus zwei unterschiedlichen Elektroden, einer negativen Elektrode (auch Anode genannt) und einer positiven Elektrode (auch Kathode genannt). Der Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle ist in Abbildung 5 beispielhaft dargestellt.

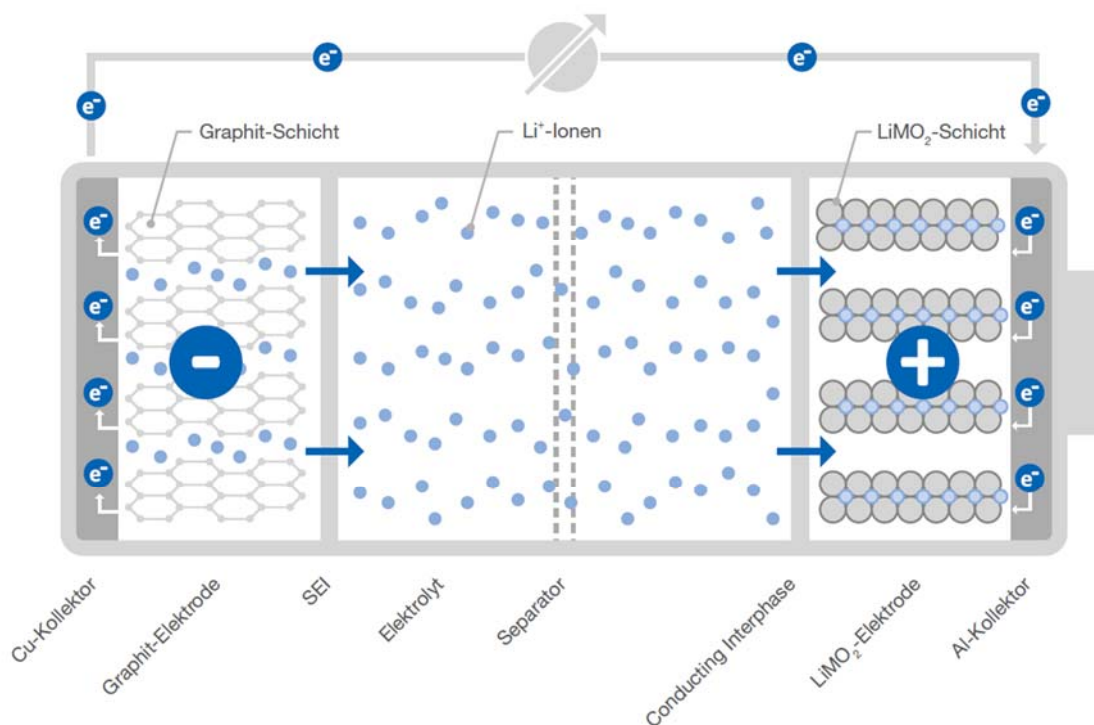


Abbildung 5: Beispielhafter Aufbau und Funktion einer Lithium-Ionen-Zelle beim Entladevorgang, Quelle: VDE [2]

Die Elektroden setzen sich jeweils aus einem Stromableiter (auch Kollektor genannt) und einem darauf aufgetragenen Aktivmaterial zusammen. Zwischen den Elektroden befinden sich zum einen der ionenleitende Elektrolyt, der den notwendigen Ladungsaustausch ermöglicht, und der Separator, der die elektrische Trennung der Elektroden gewährleistet. Die negative Elektrode der Li-Ionen-Zelle besteht aus einer Kupferfolie und einer Schicht aus Kohlenstoff oder Silizium-Verbindungen. Als

Kohlenstoffverbindung wird in der Regel natürlicher oder künstlicher Graphit verwendet, da er ein niedriges Elektrodenpotential besitzt und eine geringe Volumenausdehnung beim Lade- und Entladevorgang aufweist. Während des Ladevorgangs werden Lithium-Ionen reduziert und in die Graphitschichten eingelagert [Interkalation]. Für besonders hohe Leistungs- und Sicherheitsanforderungen bietet Lithium-Titanat eine interessante Alternative. Weiterhin werden Siliziumschichten wegen einer höheren erreichbaren Energiedichte erforscht. [2]

Die einzelnen Batteriezellen werden zu Modulen zusammengeschaltet. Durch Reihenschaltung der Zellen, die nur eine Spannung zwischen 2,2 und 4,2 V aufweisen [2], kann die gewünschte höhere Spannung der Gesamtbatterie erreicht werden. Zusätzlich wird noch ein Batteriemanagementsystem (BMS) benötigt, um die Be- und Entladung der Batterie zu steuern und die Batterie sicher und effizient zu betreiben. Der Aufbau eines Batteriesystems ist schematisch in Abbildung 6 dargestellt.

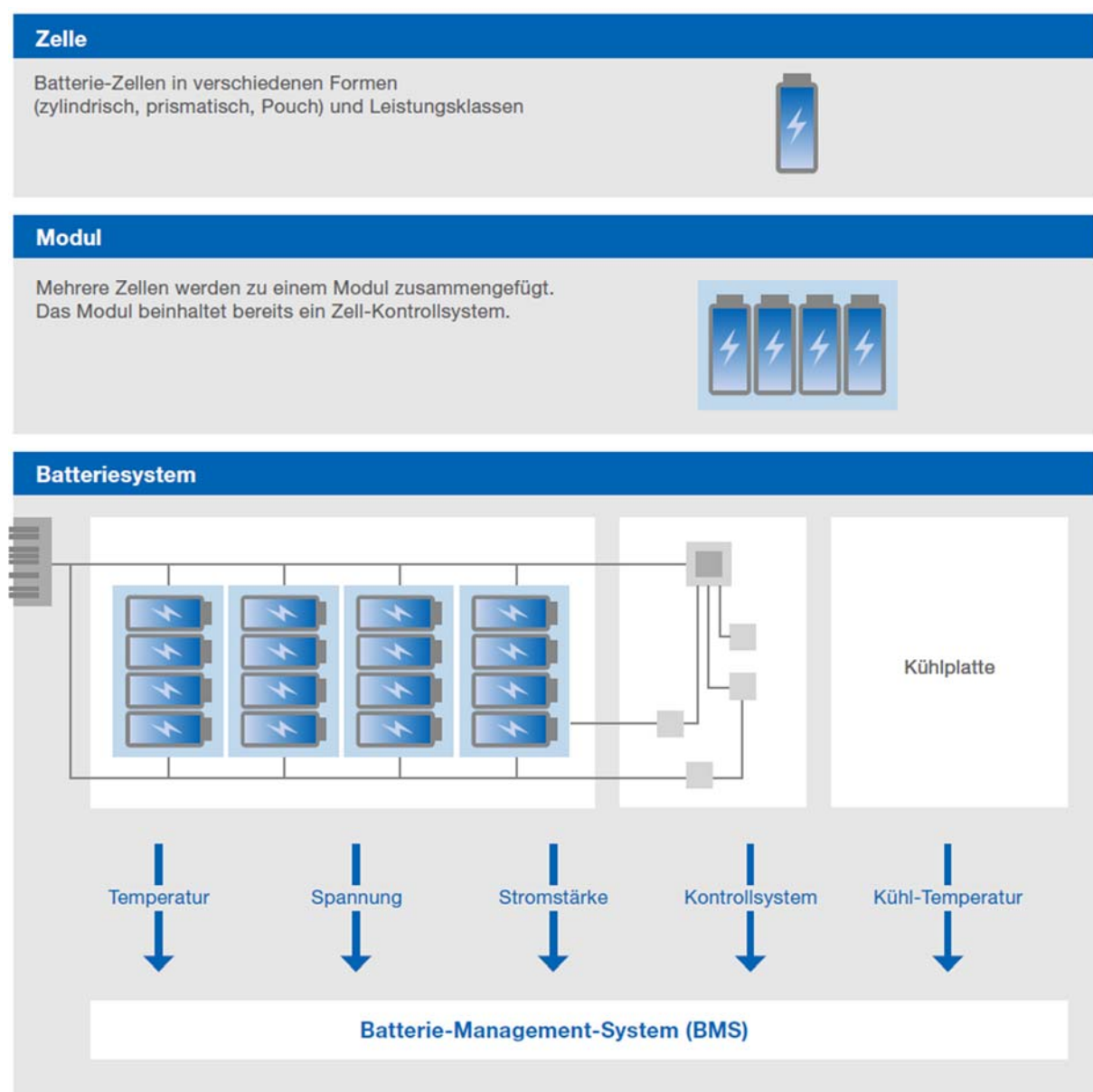


Abbildung 6: Schematischer Aufbau eines Batteriesystems, Quelle: VDE [2]

3.2 Lebensdaueruntersuchungen an Batteriespeichern

Ein wichtiger Faktor sowohl für die Wirtschaftlichkeit als auch das Vertrauen der möglichen Investor:innen in die Technik, die die Voraussetzung in einen Kauf sind, ist die gute und nachgewiesene Qualität, die die eingesetzten Batteriespeicher aufweisen und über einen langen Zeitraum halten können. Dass die Leistungsfähigkeit von Batterien mit der Zeit abnimmt, ist allgemein bekannt, für viele Menschen ist aber unklar, wie schnell und in welchem Umfang dies stattfindet.

Die Lebensdauer einer Li-Ionen-Batterie ist definiert als Zeitspanne zwischen dem Auslieferungszeitpunkt (Beginn of Life, BoL), charakterisiert durch in der Regel definierte Eigenschaften im Lastenheft, und dem Zeitpunkt (End of Life, EoL), zu dem diese Eigenschaften einen zuvor definierten Wert durch Alterung unterschreiten. Das EoL für Batterien in E-Fahrzeugen ist meist beim Unterschreiten der Speicherfähigkeit auf weniger als 80 % der Nennkapazität erreicht. Der definierte Wert für das EoL hängt stark von der Anwendung ab. Als Maß für die Lebensdauer wird unterschieden zwischen Zykluslebensdauer bzw. Zyklenfestigkeit und kalendarischer Lebensdauer. In der Praxis beeinflusst die Kombination aus beiden Lebensdauer-Vorgaben die Gesamtlebensdauer einer Batterie. Die **kalendarische Lebensdauer** bezieht sich auf die Batterie, wenn keine Zyklierung stattfindet, d. h. wenn das System in der jeweiligen Anwendung nicht genutzt wird oder sich im Lagerzustand befindet. Sie wird in der Anzahl der zu erwartenden Einsatzjahre angegeben. Die **Zykluslebensdauer** beinhaltet die Anzahl der möglichen Zyklen einer Zelle oder eines Systems durch Nutzung bzw. Zyklierung bis zum EoL. Bei einem jeweils zusammenhängenden Lade- und Entladevorgang wird von einem Zyklus gesprochen. Dabei wird zwischen Voll- und Teilzyklen unterschieden. Von einem Vollzyklus ist die Rede, wenn eine Zelle einmal ihre vollständige Kapazität umsetzt, z.B. wenn eine vollgeladene Zelle total entladen und dann wieder voll aufgeladen wird. Dagegen wird bei einer nicht vollständigen Be- und Entladung von einem Teilzyklus gesprochen. Wenn z.B. eine leere Zelle nur zu 50 % beladen und dann wieder vollständig entladen wird und dieser Vorgang wiederholt wird ergeben sich zwei Teilzyklen, die aber zusammen einen sogenannten äquivalenten Vollzyklus ergeben. Wichtige Parameter für die Zyklenlebensdauer sind zum einen die Entladetiefe (Depth of Discharge, DOD) und zum anderen der Ladezustand (State of Charge, SOC). Der DOD gibt die Entladetiefe und der SOC den Ladezustand bezogen auf die Gesamtkapazität der Batterie an. Beide Parameter werden in Prozent ausgedrückt. Um die Batterie-Lebensdauer zu erhöhen, kann bei verschiedenen Batterien die nutzbare Kapazität beschränkt und die Batterie demnach mit Teilzyklen betrieben werden. [2]

Um das Alterungsverhalten von Batterien zu ermitteln, wurde in EnStadt:Pfaff untersucht, wie sich die elektrischen Eigenschaften von kommerziellen Batteriesystemen mit der Zeit unter verschiedenen Rahmenbedingungen verändern. Hierzu wurden zwei Teststände zur Vermessung von Batteriespeichern aufgebaut und zwei Lithium-Ionen (Li-Ionen) Batteriesysteme von unterschiedlichen Herstellern untersucht, die mit unterschiedlichen Lade- und Entladeraten betrieben wurden. Der Teststand ist in Abbildung 7 dargestellt.

Zusätzlich wurden baugleiche Batteriemodule beschafft und diesen Lithium-Ionen Zellen für Charakterisierungs- und Alterungstests entnommen. Diese Batteriezellen wurden elektrisch charakterisiert und die Veränderung der elektrischen Eigenschaften in Abhängigkeit von Stromraten und Temperaturen im Laufe der Alterung untersucht. Ein entsprechendes Zellmodell wurde als Grundlage für eine Simulation ausgewählt und mit den Ergebnissen der Messungen parametrisiert. So kann als Ergebnis durch eine

Zell- und Alterungsmodellierung das Verhalten einer Batteriezelle über seine Lebensdauer genau vorausgesagt werden.

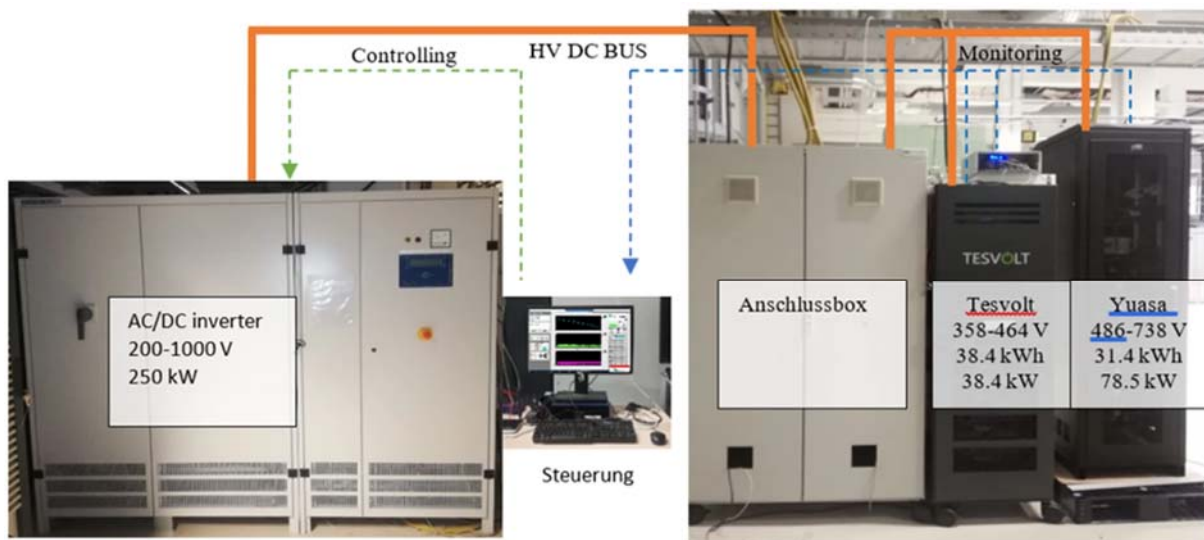


Abbildung 7: Darstellung des Batterieteststands für die beiden Li-Ionen Hochvolt-Batterien, Quelle: Fraunhofer ISE

Zur Validierung dieser Untersuchungen wurden das Zellmodell auf ein gesamtes Batteriespeichersmodell hochskaliert und der reale Batteriespeicher mit demselben Lastprofil beaufschlagt. Die sehr gute Übereinstimmung der Simulation mit dem gemessenen Verhalten des Speichers belegt die Belastbarkeit des Modells. Tabelle 4 listet die Informationen zum Teststand, den Batterien und Untersuchungen auf.

Tabelle 4: Daten Batterieteststand, untersuchte Batterien und durchgeführte Untersuchungen

Teststand	für Hochvoltbatterien	
Daten Teststand	Max. Spannung:	1000 V
	Max. Strom:	600 A
	Max. Leistung:	250 kW
	Ansteuerung:	unter Labview
Untersuchte Batterien	2 Hochvolt-Batteriespeicher	
Zellchemie	LiMn ₂ O ₄	NMC
Hersteller	GS YUASA	TESVOLT
Modultyp	LIM50EN-12S2-F2	4.8-1C-HV-1000
Kapazität	31,5 kWh	38,4 kWh
Betriebsspannung	640 V (Leistungsspeicher)	384 V (Energiespeicher)
Be- und Entladeleistung	67,5 kW / 135 kW	38,4 kW

Durchgeführte Untersuchungen

Altersuntersuchungen	Kalendarische und zyklische Untersuchungen bei verschiedenen Temperaturen (10°C, 20°C und 40°C)
Lebensdaueruntersuchungen	Prognose der Vollzyklen bei unterschiedlichen Temperaturen. Ergebnis: Mindestens 3.800 bzw. 5.000 äquivalente Vollzyklen bei 20 °C, eine Erhöhung der Betriebstemperatur von 20 °C auf 40 °C senkt die prognostizierte Lebensdauer um mehr als die Hälfte von 3.800 auf 1.700 äquivalente Vollzyklen.

3.3 Optimierung von hybriden Batteriespeichern

Als zweite Fragestellung wurden die Vorteile hybrider Batteriespeicher untersucht, deren Speicherkapazität in einen Energie- und einen Leistungsteil aufgeteilt ist. Eine Batterie kann darauf optimiert werden, eine möglichst hohe Zahl von Ladezyklen zu erreichen und damit kumuliert über ihre Lebensdauer eine hohe Energiemenge zu speichern. Oder sie wird darauf ausgelegt, hohe Leistungen in kurzer Zeit bereitzustellen, was so beispielsweise die Schnellladung von E-Fahrzeugen ermöglicht, allerdings auch die Batteriespeicher schneller verschleißt. Daraus ergibt sich die Aufgabe, je nach Anwendung und Zielsetzung des Einsatzes der Batterie jeweils die optimale Kombination von Energie- und Leistungsspeicherkapazität zu ermitteln.

Eine potenzielle Anwendung von Hybridenergiespeichern besteht darin, die elektrische Leistung aus dem öffentlichen Stromnetz durch stationäre Batteriespeicher zu erhöhen, um eine Schnellladung von E-Fahrzeugen zu ermöglichen. Sobald das bidirektionale Laden von E-Fahrzeugen möglich wird, bei dem die Fahrzeuge einen Teil ihrer gespeicherten Energie ins Netz zurückspeisen können, stellt sich die Frage nach den zulässigen und sinnvollen Ladeleistungen. Neben den Leistungsanforderungen haben diese Batteriespeicher zudem die Aufgabe, einen möglichst großen Anteil des nicht direkt verbrauchten Solarstroms zu speichern und für den späteren Bedarf in Haushalten und Betrieben sowie für das nächtliche Laden von Elektrofahrzeugen bereitzustellen.

3.4 Untersuchungen auf der Zellebene von Batterien

Detailliertere Untersuchungen von Speichersystemen werden meist auf Zellebene durchgeführt, da so die Untersuchungen mit relativ geringem Aufwand durchgeführt werden können. Stellvertretend wird hier das Vorgehen am GS YUASA Modul beschrieben. Ein Modul des GS YUASA Speichers wurde demonstriert, um die Zellen vermessen zu können. Dazu wurde das Gehäuse geöffnet, die Zellen freigelegt, von Ableitern und Sensoren befreit und beschriftet (siehe Abbildung 8).



Abbildung 8: Blick in das geöffnete Modul des GS YUASA Batteriespeichers, Quelle: Fraunhofer ISE

Der Aufbau des Moduls sowie die Zellen machen einen qualitativ hochwertigen Eindruck. Zwischen den Zellen ist jeweils eine Trennplatte verbaut (siehe Abbildung 9).



Abbildung 9: Vier Zellen des GS YUASA Batteriemoduls mit Trennplatten zwischen den Zellen, Quelle: Fraunhofer ISE

Für die Zelltests wurden Adapter an die einzeln entnommenen Zellen montiert, welche ein einfaches Anstecken an den Batterietester ermöglichen ((siehe Abbildung 10). In einer klimatisierten Umgebung wurden die Zellen mit Lastprofilen beaufschlagt und regelmäßig elektrisch charakterisiert.

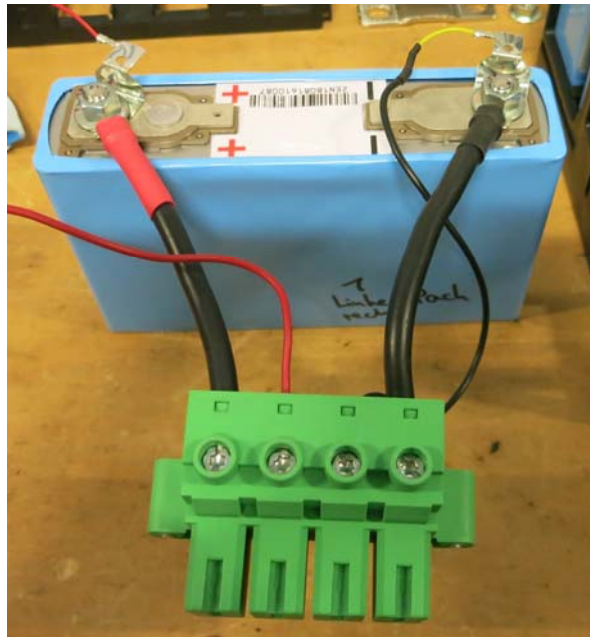


Abbildung 10: Zelle des GS YUASA Batteriespeichermoduls mit Zellverbindern, Adapter zur Strom- und Spannungsmessung, Quelle: Fraunhofer ISE

Abbildung 11 zeigt die Charakterisierung der GS YUASA Batteriezelle während der Alterungsuntersuchung (Spannung, Strom, Temperatur). Während der Alterungsuntersuchung wird die Zelle gezykelt (be- und entladen), bis der Batterietester einen alterungsbedingten Kapazitätsrückgang detektiert. Dafür wurde ein Schwellenwert der Kapazität definiert. Wird dieser Schwellenwert überschritten, wurde ein Messzyklus bestehend aus einem Pulsprofil zur Innenwiderstandsermittlung sowie die Ermittlung der aktuellen Kapazität durchgeführt. Dieses Verfahren wurde wiederholt, bis der gesamte Alterungstest beendet war. Das Ergebnis sind detaillierte Informationen über die komplette Lebensdauer der Zelle. In Abbildung 11 sind die Spannung, der Strom und die Temperatur der Zelle dargestellt über einen Messzyklus von ca. 8 Tagen.

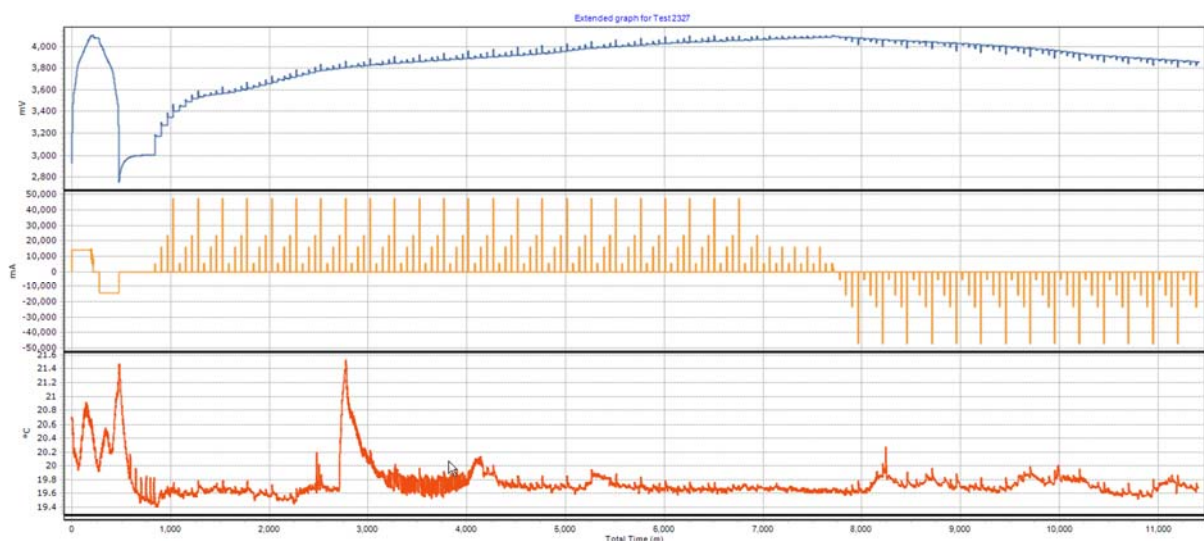


Abbildung 11: Spannung, Strom und Temperatur einer GS YUASA Zelle während einer Messreihe über 8 Tage (ca. 11.500 Minuten), Quelle: Fraunhofer ISE

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Kapazität der Batteriezellen, die anfangs zwischen 48 und 50 Ah liegt, in Abhängigkeit der durchfahrenen Ladezyklen (äquivalente Vollzyklen (equivalent full cycle (EFC))). Die Testreihen (PF01 – PF12) wurden für unterschiedliche Randbedingungen durchgeführt. Nach 800 Zyklen ist die Zellkapazität je nach Prüfbedingung auf ca. 43,5 bis 49,5 Ah gesunken. Es konnte festgestellt werden, dass die Batteriezellen bei 40°C (PF08) vergleichsweise stark altern, da die Kapazität von ca. 49,6 auf ca. 43,8 Ah (ca. 12 %) nach 800 Ladezyklen gesunken ist. Dagegen betrug der Kapazitätsverlust bei 10°C (PF01) und 20°C (PF06) weniger als 5 % und lag damit deutlich geringer. Bzgl. des Betriebsbereichs wurde eine sehr geringe Alterung im untersten Drittel des Ladezustands festgestellt (PF12) verglichen mit dem mittleren Bereich (PF11) und dem obersten Drittel des Ladezustands (PF02), die eine leicht erhöhte Alterung weisen. Dies kann mit der geringeren Stabilität des Elektrolyten und der Kathode bei höheren Spannungen erklärt werden.

Auf Basis der Messergebnisse in Abbildung 12 kann gefolgert werden, dass die Batteriezellen des GS YUASA Speichers eine lange Lebensdauer bei guten Randbedingungen aufweisen. Idealerweise sollten sie bei Raumtemperatur betrieben und höhere Temperaturen vermieden werden. Ebenso sollten lang andauernde hohe Ladezustände vermieden oder durch die Batteriesteuerung verhindert werden.

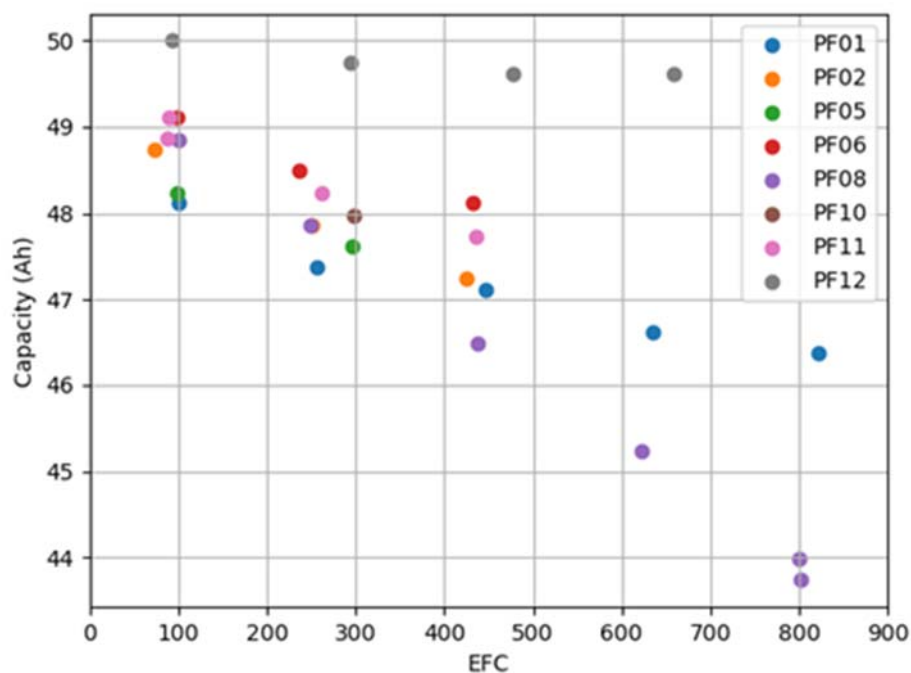


Abbildung 12: Entwicklung der Kapazität der GS YUASA Zellen in Abhängigkeit der Anzahl Ladezyklen (EFC) unter verschiedenen Testbedingungen, Quelle: Fraunhofer ISE

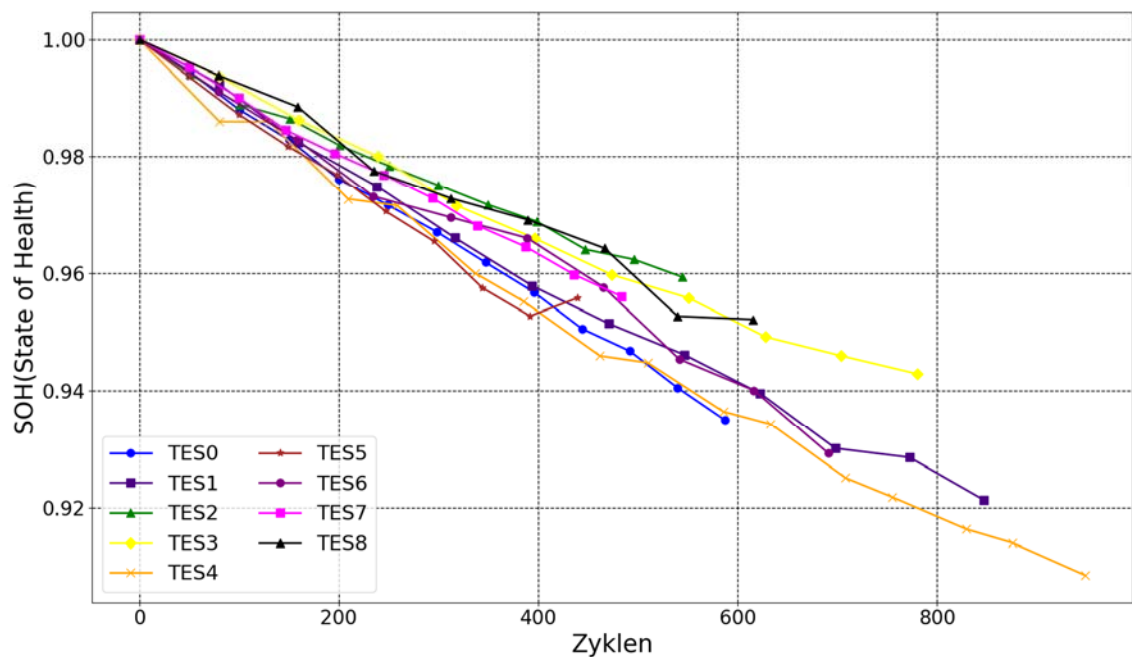


Abbildung 13: Entwicklung des der State of Health (SOH) der untersuchten TESVOLT Zellen in Abhängigkeit der Ladezyklen unter verschiedenen Randbedingungen, Quelle: Fraunhofer ISE

In Abbildung 13 sind die Ergebnisse der Alterungsuntersuchungen für den zweiten Batteriespeicher von TESVOLT dargestellt, hier relativ in State of Health (SOH) dargestellt. Der SOH gibt für jede Zelle die aktuell noch verfügbare Kapazität um Verhältnis zur Anfangskapazität an. Die Grafik zeigt, dass nach 800 Ladezyklen noch zwischen 91,8 % und 94,2 % der Ladekapazität noch zur Verfügung stehen und somit die Reduktion maximal 6,2 % betragen. Es ist damit festzustellen, dass die TESVOLT Batterie ebenfalls eine hohe Lebensdauer erwarten lässt. Da die Ergebnisse der verschiedenen Messreihen in Abbildung 13 relativ nahe beieinander, kann gefolgert werden, dass die Lebensdauer der TESVOLT Batterie weniger von der Betriebstemperatur und dem Ladezustand abhängt wie bei der GS YUASA Batterie. Die Messungen der TESVOLT Zellen wurde unter denselben Bedingungen durchgeführt wie für die YUASA Batterie, jedoch auf unterschiedlichen Testständen.

3.5 Aufbau des Teststands für die Batteriespeichersysteme (Modulebene)

Im Rahmen von EnStadt:Pfaff wurde am Fraunhofer ISE ein Teststand aufgebaut, um nicht nur die einzelnen Zellen, sondern auch die beschafften Batteriespeichersysteme vermessen zu können (siehe Tabelle 4). Mit diesem Testaufbau wurden die Batteriespeicher im Labor am Fraunhofer ISE vermessen, um sie für den Einsatz im Reallabor im Pfaff-Quartier zu qualifizieren.

Die Einbindung der Batteriespeicher erfolgte sowohl elektrisch, um diese gezielt be- und entladen zu können, als auch kommunikationstechnisch, um das BMS der Speicher vom Teststand steuern und die Messdaten auslesen zu können. Hierfür wurde ein Kommunikationsinterface für die Speicher programmiert. Abbildung 14 zeigt einen Screenshot der Bedienoberfläche (Dashboard) zu Ansteuerung des Teststands.

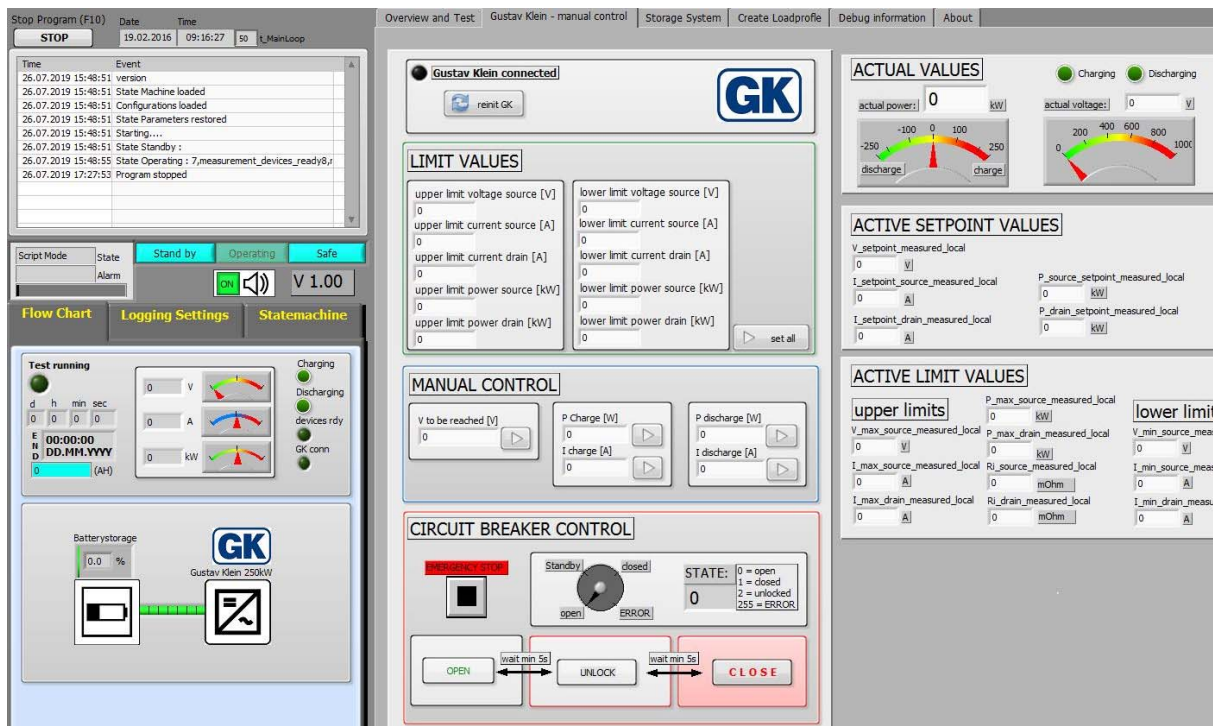


Abbildung 14: Dashboard für die Ansteuerung des Teststands für die Batteriespeicher, Quelle: Fraunhofer ISE

Im Dashboard werden die Testparameter für die Charakterisierungstests definiert. Dazu gehören u.a. das zulässige Spannungsfenster sowie die Maximalwerte der Ströme und Leistungen des Speichers. Aus Sicherheitsgründen müssen, bevor ein Testzyklus gestartet werden kann, stets alle Parameter neu eingegeben werden. Erst nach Prüfung aller Eingaben wird die Möglichkeit des Testens freigegeben. In Abbildung 15 ist das Dashboard dargestellt, in dem Quelle und Senke (in diesem Fall die TESVOLT Batterie) auch manuell gesteuert werden kann.

Für die Kommunikation des Teststands mit den beiden Batteriespeichern wurde ein eigenes Softwaremodul entwickelt. Hierzu wurde über eine Busleitung eine Verbindung zu den BMS (Batteriemanagementsystems) der Speicher aufgebaut. Für den Betrieb und die Charakterisierung ist eine permanente Verbindung zwischen Software und BMS des Speichers vorgesehen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Ein Abbruch der Verbindung zwischen Steuersoftware bzw. dem Steuercomputer zum aktiven Speicher führt zu einem sofortigen Stopp der kompletten Anlage.

Es wurde weiterhin eine Sicherheitsfunktion in die Software integriert, welche permanent die Zustände der Speicher abfragt und mit den vom Benutzer vorgegebenen Parametern vergleicht. Sollte ein aktueller Zustandswert des Speichers außerhalb der definierten Parameter liegen bzw. diese über- oder unterschreiten, wird ebenfalls ein „Not-Aus“ der gesamten Anlage eingeleitet. Somit ist eine zusätzliche Sicherheitsebene auf Softwareebene implementiert, welche greift, bevor beispielsweise das BMS der Speicher als letzte Instanz den Schalter am Speicher öffnet.

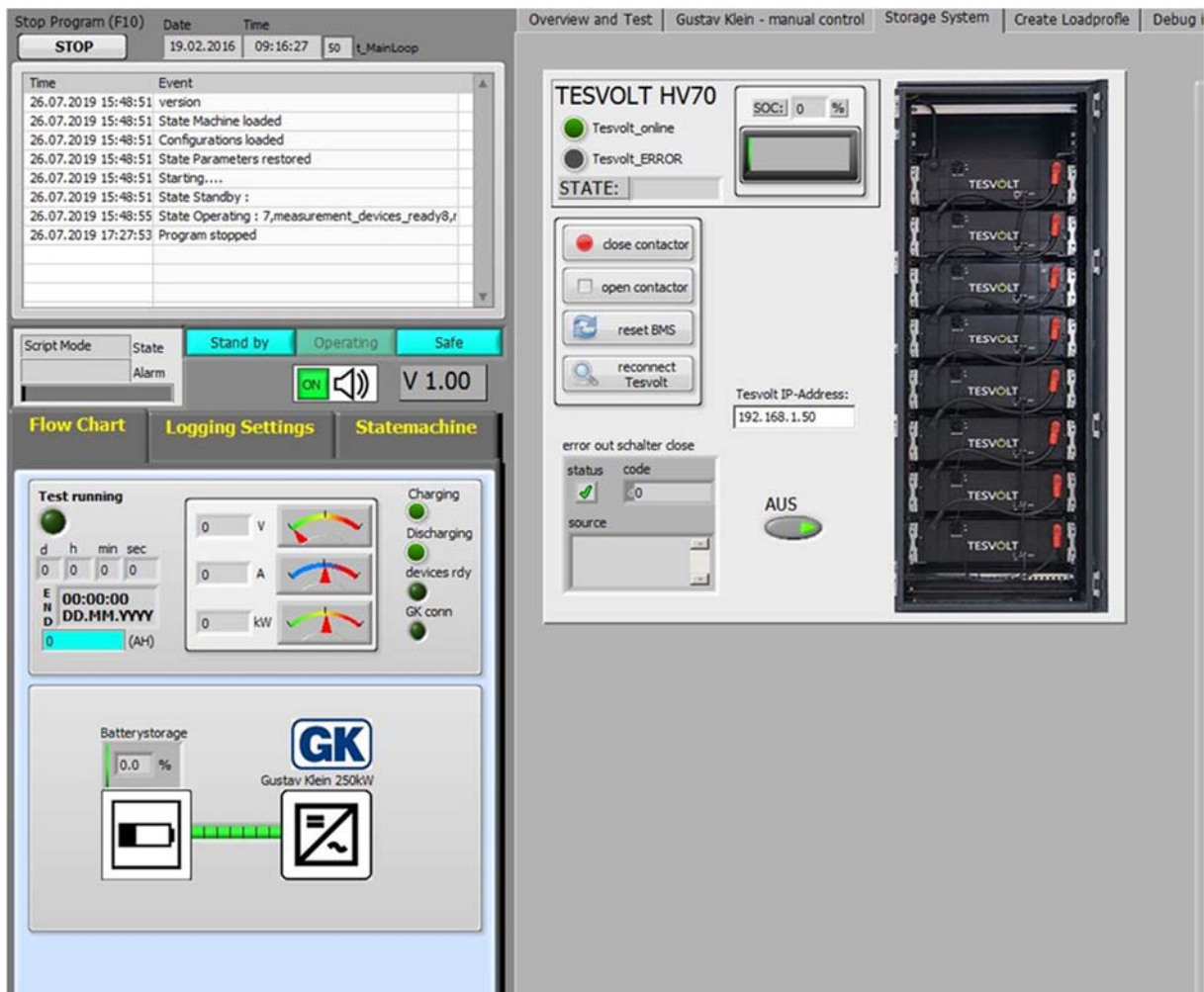


Abbildung 15: Dashboard für die Ansteuerung des TESVOLT Speichers mit der Möglichkeit der manuellen Steuerung der Quelle/Senke, Quelle: Fraunhofer ISE

3.6 Messungen der Effizienz der GS YUASA Batterie

Am beschriebenen Teststand wurde die Round Trip Efficiency (RTE) für die GS YUASA Batterie gemessen, die das Verhältnis der von der Batterie bei der Entladung gelieferten zur bei der Ladung aufgenommenen Energie in einem Ladezyklus darstellt. Mit den Vorgaben für den Lade-/Entladestrom kann die Lade-/Entladegeschwindigkeit gesteuert werden. Der GS YUASA Batteriespeicher wurde im Teillastbereich bei 10 A Ladestrom (0,2C), im Normallastbereich bei 50 A (1C) sowie im Vollastbereich bei 125 A (2,5C) getestet. Die C-Rate ist ein Maß für den Lade- oder Entladestrom einer Batterie in Relation zu ihrer Kapazität. Sie wird als Vielfaches der Nennkapazität angegeben. Eine C-Rate von 1C bedeutet, dass eine Batterie innerhalb einer Stunde vollständig ge- oder entladen werden kann. Die getestete GS YUASA Batterie weist eine Nennkapazität von 50 Ah auf, sodass bei 1C der Lade- oder Entladestrom 50 A beträgt. Die Definition der Ströme über die C-Rate ist im wissenschaftlichen Bereich sehr verbreitet.

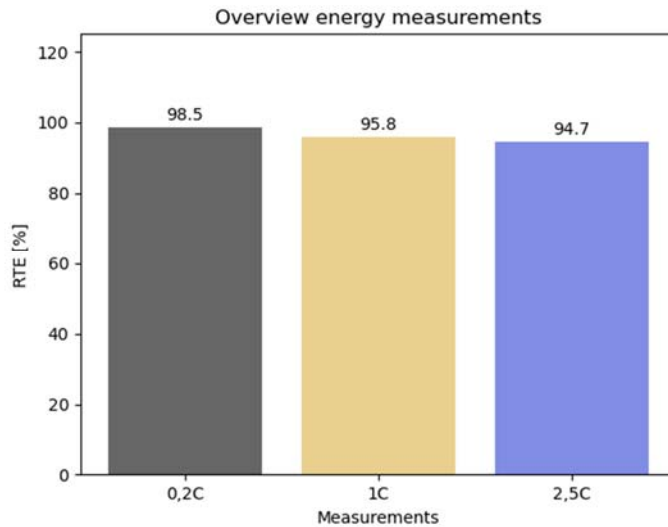


Abbildung 16: Round Trip Efficiency (RTE) des GS YUASA Batteriespeichers bei 10 A, 50 A und 125 A Lade-/Entladestrom, Quelle: Fraunhofer ISE

Abbildung 16 zeigt das Messergebnis für die RTE für drei Ladeströme. Die höchste Effizienz von 98,5 % liegt bei langsamem Laden/Entladen mit 10 A (0,2 C) vor. Sie sinkt etwas bei 1C (50 A) und 125 A (2,5C) ab auf 95,8 % und 94,7 %. Die Effizienzwerte sind sehr hoch und zeugen von einer guten Qualität der GS YUASA Li-Ionen-Batterie. Somit kann die Batterie sowohl zum Decken der Grundlast (langsameres Laden/Entladen) als auch das Schnellladen von E-Fahrzeugen unterstützen.

Innenwiderstandsermittlung

Um den Innenwiderstand des Speichers zu ermitteln, wurde ein Pulsprofil auf den Speicher gegeben. Dabei wurde der Speicher durch einzelne Ladepulse, hier jeweils in 4 verschiedenen Stromstärken, vom State of Charge (SOC, Ladezustand) von 0 % ausgehend voll aufgeladen (SOC 100 %). Analog erfolgt eine Entladung in einzelnen Schritten. So ist es möglich den Innenwiderstand abhängig vom Strom, Stromrichtung und Ladezustand zu ermitteln. Eine nachfolgend genauere Analyse ermöglicht zudem eine Festlegung der Parameter eines dynamischen Batteriemodells. Die gemessenen Kurven sind in Abbildung 17 dargestellt. Zur robusten Parametrisierung eines Batteriemodells bietet sich insbesondere ein vom Fraunhofer ISE entwickeltes Verfahren an, das auf der Charakterisierung über Strompulse beruht.

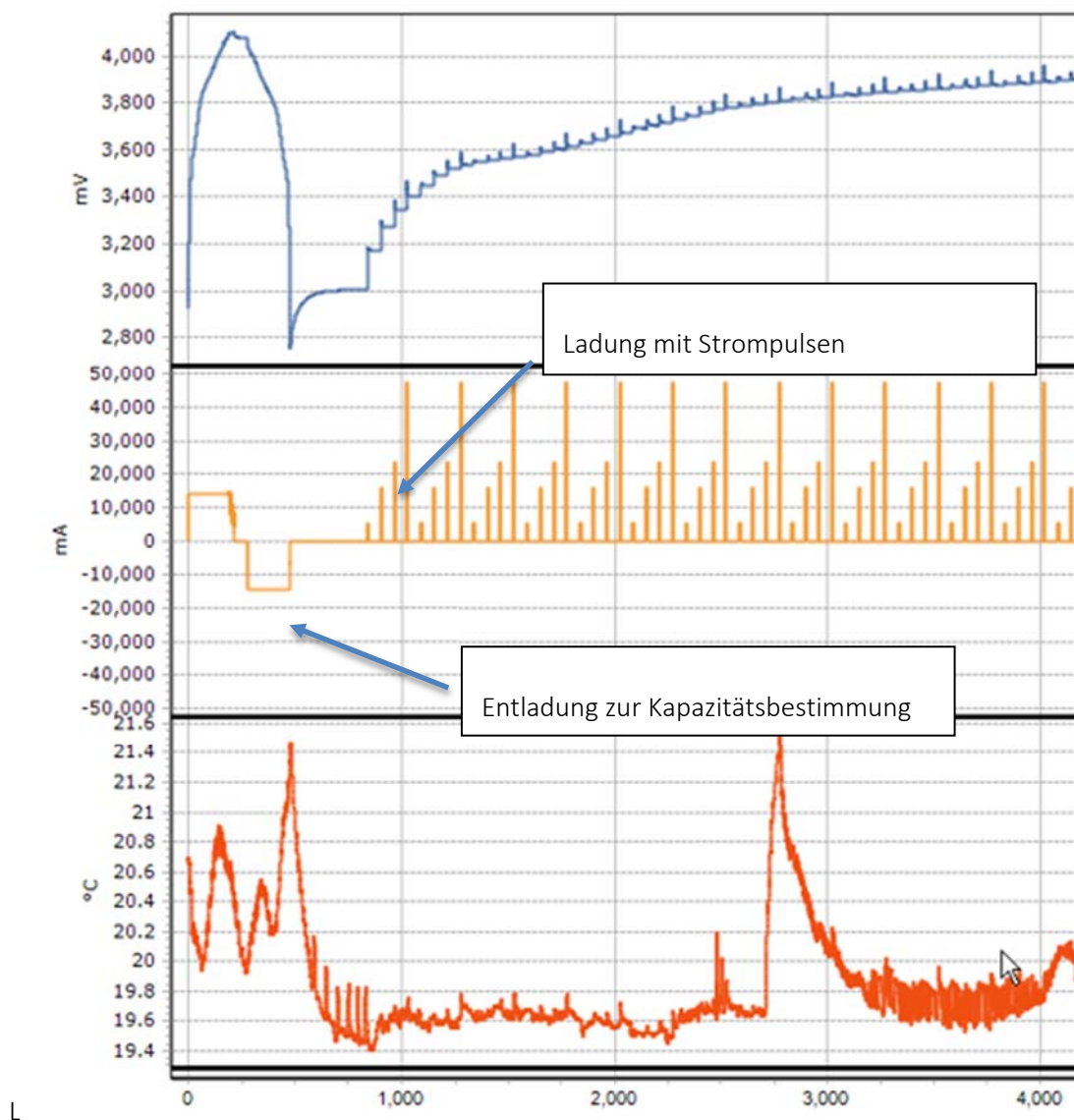


Abbildung 17: Be- und Entladung einer Zelle mit Pulsladeprofil für die Innenwiderstandermittlung hier für die Ladung dargestellt, angegeben ist der Ladestrom (orange) und die resultierende Batteriespannung (blau), sowie die Temperatur (rot), Quelle: Fraunhofer ISE

Modellierung der Batteriespeichers

Die Batteriezellen wurden charakterisiert und die Veränderung der elektrischen Eigenschaften in Abhängigkeit von Stromraten und Temperaturen untersucht. Es wurde ein entsprechendes Zellmodell als Grundlage für eine Simulation genutzt und mit den Ergebnissen der Messungen parametrisiert. Das Batteriemodell wurde sehr detailliert aufgebaut, um möglichst alle relevanten Effekte abzubilden, die einen Einfluss auf die Lebensdauer haben (siehe Abbildung 18 oben). Für die Simulation des Batteriespeichers im Betrieb wurde das Modell stark vereinfacht (siehe Abbildung 18 unten). Mit dem entwickelten detaillierten Batteriemodell kann mit einer Zell- und Alterungsmodellierung das Verhalten eines Batteriesystems über seine Lebensdauer vorausgesagt werden.

Zur Validierung des Simulationsmodells wurden das Batteriemodell und der reale Speicher mit demselben Lastprofil beaufschlagt, dazu wurde vom Zellmodell auf den gesamten Batteriespeicher hochskaliert. Simuliert wurden zwei Anwendungen: Im Solar Profil wurde die Eigenverbrauchsoptimierung und in der Anwendung Micro Grid wurden Netzdienstleistungen in Kombination mit Photovoltaik simuliert. Abbildung 19 zeigt die sehr gute Übereinstimmung der Simulation (orange) mit dem gemessenen (blau) Verhalten des Speichers für die Spannung und die Leistung, die sehr gut übereinstimmen und die hohe Belastbarkeit des Modells bestätigen. Die Profile wurden entnommen aus [7].

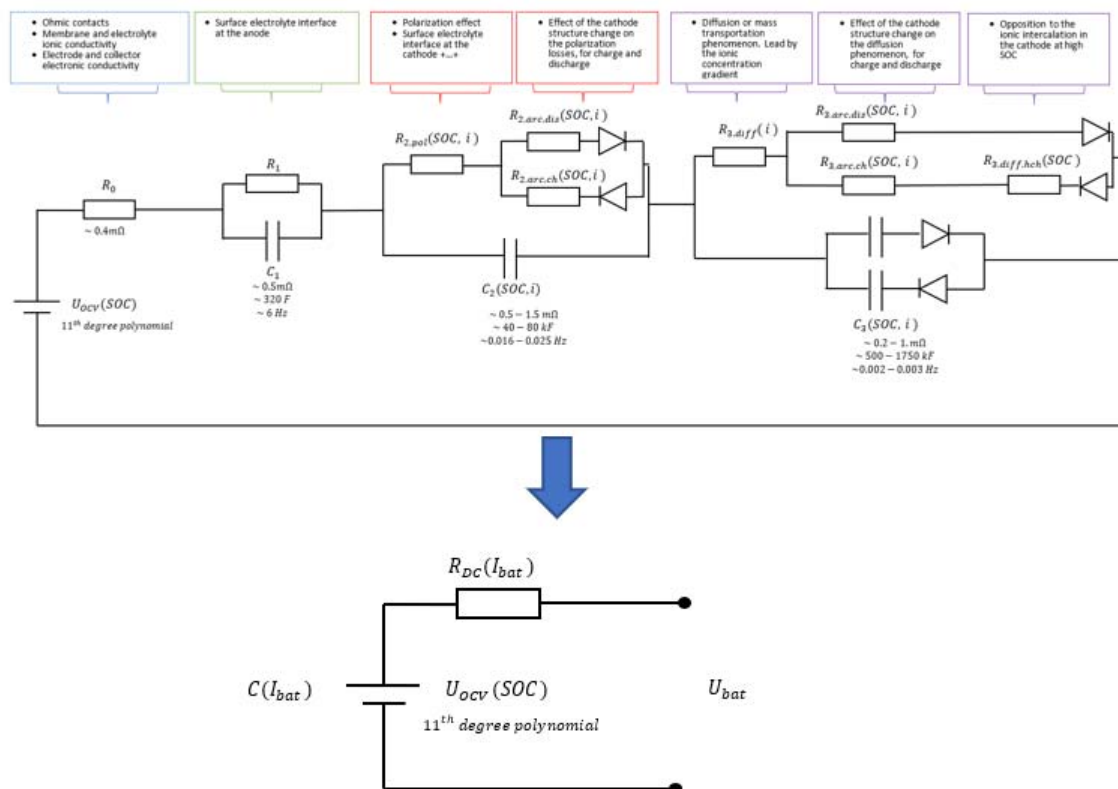


Abbildung 18: Entwickelte Modelle der GS YUASA Li-Ionen Batterie, oben detailliert, unten vereinfacht, Quelle: Fraunhofer ISE

Im Rahmen des Vorhabens EnStadt:Pfaff konnte durch die durchgeführten Untersuchungen an Lithium-Ionen-Hochvoltbatterien gezeigt werden, dass kommerzielle Gewerbespeicher eine hohe Zyklenfestigkeit erreichen. Auf Basis von Messergebnissen und Simulationsrechnungen lässt sich prognostizieren, dass 3.800 bzw. 5.000 Vollzyklen bei Dauerbelastung, was bei täglicher vollständiger Be- und Entladung einer Lebensdauer von 10 bis 14 Jahre entspricht, im Realbetrieb sind meist noch längere Laufzeiten zu erwarten. Die Alterung der Batterien ist dabei von der Betriebstemperatur und der Höhe der Be- und Entladeströme abhängig.

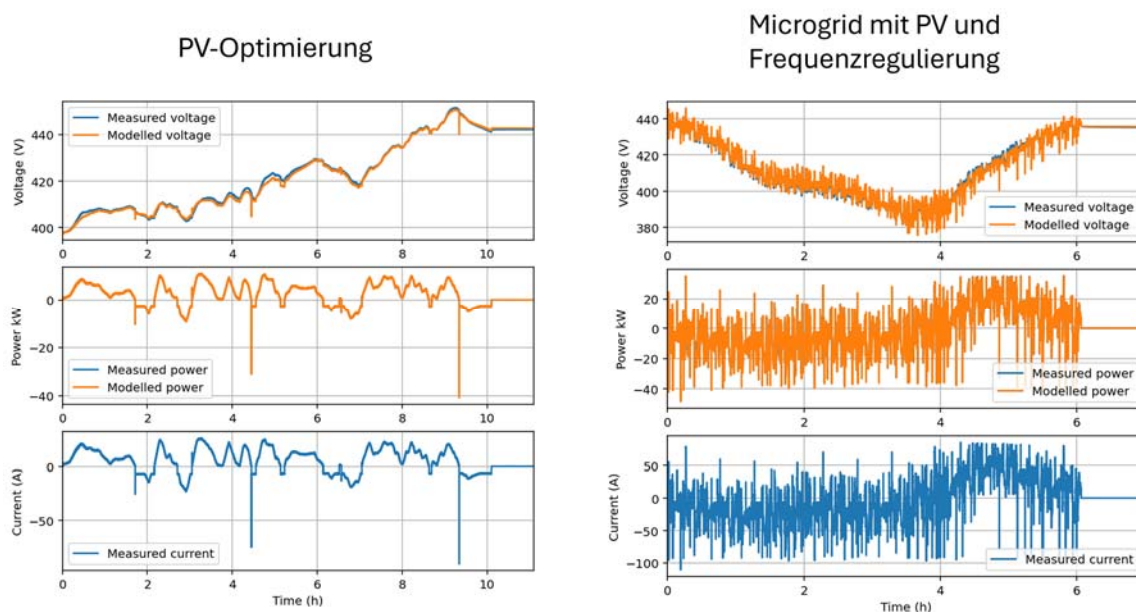


Abbildung 19: Modellvalidierung am TESVOLT Speicher, links das Profil für die Photovoltaikoptimierung eines Speichers im Netz und rechts das Profil für ein Microgrid mit erneuerbaren Energien (PV) und Frequenzregulierung. Die untersten Grafiken stellen die Eingangsgröße für das Modell bzw. den Gesamtspeicher dar (Strom), die mittleren bzw. obersten Grafiken die resultierende Ausgangsgröße (Leistung bzw. Spannung) des Modells (orange) bzw. des vermessenen Speichers (blau) dar. Quelle: Fraunhofer ISE

Es wurden Computermodele für Batteriezellen u.a. zur Modellierung von Alterungseffekten in unterschiedlicher Detaillierung erstellt. Diese Modelle wurden zu Gesamtspeichermodeilen erweitert zur Simulation des Betriebsverhaltens unterschiedlicher Batteriespeicher. Die Modelle wurden mit den Messergebnissen aus dem Realbetrieb validiert, wobei eine sehr gute Übereinstimmung der Werte und damit eine hohe Güte des Modells bestätigt wurde. Diese betrug je nach Anwendung 0,18 % bis 0,49 % Normalisierter mittlerer quadratischer Fehler (NRMSE).

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von stationären Gewerbe-Batteriespeichern wurden verschiedene Geschäftsmodelle untersucht und die relevanten Geschäftsmodelle für das Quartier ermittelt. Für den Betrieb im Pfaff-Quartier ergibt sich für Normalverbraucher bis 100 MWh/a Stromverbrauch eine gute Rentabilität für Batteriespeicher durch Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom, wenn die Batteriekapazität nicht zu groß gewählt wird und das System mit einer Ladesäule gekoppelt ist. Für den Einsatz in einem großen Gewerbebetrieb, z.B. einer Bäckerei mit einem Stromverbrauch über 100 MWh/a und registrierender Leistungsmessung erhöht der Batteriespeicher den Eigenverbrauch des Solarstroms, optimiert die Nutzung der Ladesäulen und trägt zusätzlich zur Kostenreduktion durch Lastspitzenreduktion bei, so dass sich eine gute Wirtschaftlichkeit ergibt.

Mit den erarbeiteten Systemmodelle sowie den identifizierten Geschäftsmodellen können nun der konkrete Einsatz von Gewerbebatteriespeicher geprüft und Methoden zur Optimierung des Designs und der Betriebsweisen von Hybridbatterien in künftigen Projekten entwickelt werden.

4 Literatur

- [1] Fraunhofer ISE. "Energy Charts." Zugriff am: 25. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?c=DE&week=24>
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Hg., "Kompendium Li-Ionen Batterien: Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen," 2021. Zugriff am: 20. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dke.de/resource/blob/933404/fa7a24099c84ef613d8e7afd2c860a39/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf>
- [3] RWTH Aachen University. "Battery Charts." Zugriff am: 20. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>
- [4] B. Wille-Haußmann, W. Biener, J. Brandes, V. Fluri und C. Wittwer, "BAT4CPP - Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten," 2021, doi: 10.24406/publica-1083.
- [5] J. Burkhardt. "Stromspeicher Preisentwicklung (2025): Chart und Prognose." Zugriff am: 20. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://echtsolar.de/stromspeicher-preisentwicklung/>
- [6] Weniger, Johannes, Orth, Nico, Meissner, Lukas, Schreier, Robert und N. Munzke, "Stromspeicher-Inspektion 2025: Version 1.0 (Februar 2025)," 2025. Zugriff am: 20. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2025/>
- [7] Pacific Northwest National Laboratory und Sandia National Laboratories, Hg., "Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems: PNNL-22010 Rev 2 / SAND2016-3078 R," Apr. 2016. Zugriff am: 20. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/163/2021/09/SAND2016-3078R.pdf>