

Schlussbericht BWPLUS

„Hybrid-Optimal“ - Demonstration des zellularen Ansatzes mit einem Hybridbatteriekonzept

von

Michael Armbruster, Sven Glatthaar, Lukas Held, Rüdiger Höche, Dr. Thomas Leibfried, Dr. Michael Suriyah, Martin Zimmerlin

Stadtwerke Bühl GmbH, Siemensstrasse 5, 77815 Bühl

Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Engesserstrasse 11, 76131 Karlsruhe

Schmid Energy Systems GmbH, Robert-Bosch-Straße 32-36, 72250 Freudenstadt

Förderkennzeichen: BWSGD1601/1-3

Verbundprojekt im Rahmen des Förderprogramms „Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“ des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft im Rahmen des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS)

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2019

I. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltsverzeichnis.....	2
II.	Abbildungsverzeichnis	4
III.	Tabellenverzeichnis.....	6
IV.	Problemstellung / Grund für das Projekt	7
V.	Projektergebnisse.....	8
1.	Arbeitspaket 1 – Information der Bevölkerung.....	8
2.	Arbeitspaket 2 – Datenbeschaffung und Datenauswertung.....	11
3.	Arbeitspaket 3 – Aufbau eines Gesamtmodells der Energiezelle.....	13
	Eingangsdaten	13
	Optimierungsalgorithmus	16
	Optimierungsziel	16
	Optimierungsgrößen.....	16
	Nebenbedingungen.....	16
	Beispielergebnis	17
4.	Arbeitspaket 4 – Entwurf und Simulation von Geschäftsmodellen.....	18
5.	Arbeitspaket 5 – Schnittstellendefinition und Softwareentwicklung	21
6.	Arbeitspaket 6 – Herstellung, Lieferung und Inbetriebnahme der VRFB.....	24
7.	Arbeitspaket 7 – Errichtung und Inbetriebnahme des Quartierspeichers	26
8.	Arbeitspaket 8 – Betrieb und Optimierung.....	35
	Bestimmung des Wirkungsgrades der VRFB.....	35
	Aufbau der Steuerung und Optimierungen im Betrieb.....	35
	Messergebnisse des Testbetriebs	37
9.	Arbeitspaket 9 – Auswertung und simulative Studien im Netzgebiet der Stadtwerke Bühl	42
	Eigenverbrauchsquote und –menge.....	42
	Aufnahmekapazität des Niederspannungsstranges „In der Wistung“	44
	Wirkleistungsmanagement	44
	Blindleistungsmanagement.....	44
	Regelbarer Ortsnetztransformator	45
	Kombination Wirkleistungsmanagement + Regelbarer Ortsnetztransformator	45
	Verringerung der Jahreshöchstleistung der Energiezelle	46
	Verhalten von Energiezellen im Falle von Problemen im vorgelagerten Netz	49
	Interaktion von Energiezellen.....	50
	Schulzentrum.....	51
	Industriebetrieb.....	51

Wohnquartier.....	51
Zusammenschluss.....	51
Auswertung	51
VI. Fazit des Projekts und Ausblick	54
VII. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse.....	55
Erfolgte Veröffentlichungen:.....	55
Geplante Veröffentlichungen:	55
VIII. Literaturverzeichnis.....	56

II. Abbildungsverzeichnis

Bild 1: Karte der Witstung: Alter und neuer Batteriestandort.....	9
Bild 2: Strukturbild des Projektortes inkl. Niederspannungsleitungen und Hausanschlusspunkte aus dem GIS-System.....	11
Bild 3: PV-Prognose-Werte sowie reale PV-Erzeugung an einem Beispieltag im Sommer für den gesamten Projektort „In der Witstung“	12
Bild 4: Karte des Projektortes „In der Witstung“ inklusive der relevanten Netzbetriebsmittel	14
Bild 5: Spannungsverlauf auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztrafo während einer einmonatigen Testmessung	15
Bild 6: Beispielhaftes Simulationsergebnis (Armbruster, 2018).....	17
Bild 7: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung	19
Bild 8: Darstellung der Steuerungsebenen und Schnittstellen.....	21
Bild 9: Prognose und Optimierung der Fahrpläne durch EMS-EDM Prophet.....	22
Bild 10: Lieferung und Inbetriebnahme der VRFB durch die Firma SCHMID.....	24
Bild 11: Einschleifung und Kabelführung des Batteriegebäudes	26
Bild 12: Batteriestation In der Witstung.....	26
Bild 13: Blick in den Batterieraum.....	27
Bild 14: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	28
Bild 15: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	28
Bild 16: Leistungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)	29
Bild 17: Spannungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)	29
Bild 18: Leistungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)	30
Bild 19: Spannungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)	30
Bild 20: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	31
Bild 21: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	31
Bild 22: Leistungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)	32
Bild 23: Spannungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)	32
Bild 24: Leistungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)	33
Bild 25: Spannungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)	33
Bild 26: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	34
Bild 27: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt).....	34
Bild 28 Vollzyklus des VRFB-Systems	35
Bild 29: Gesamtleistung des Batteriespeichers	37
Bild 30: Spannung in der Siedlung "In der Witstung"	38
Bild 31: Leistungsfluss an der Transformatorstation	38
Bild 32: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und der Siedlung "In der Witstung"	39
Bild 33: Leistungsflüsse im betrachteten Netzgebiet	39
Bild 34: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung "In der Witstung"	40
Bild 35: Leistungsflüsse im betrachteten Netzgebiet	40
Bild 36: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung "In der Witstung"	41
Bild 37: realistische Eigenverbrauchsquoten und Vollzyklen für die Witstung	42
Bild 38: realistische Eigenverbrauchsquote abhängig von der Batteriekapazität.....	43
Bild 39: Eigenverbrauchsquote über Batteriekapazität für sehr große Batterien	44
Bild 40: Spannungsfall und –anstieg über dem Niederspannungskabel zwischen dem Ortsnetztransformator und dem Projektort „In der Witstung“ (Gerhardt, 2018).....	45
Bild 41: Spannungsunterschied zwischen Transformator und Verbraucher während eines Jahres bei Variation der PV-Einspeisung (Gerhardt, 2018)	46
Bild 42: Spannungsverlauf am Transformator (orange) und in der Energiezelle (blau) unter Verwendung eines regelbaren Ortsnetztransformators (Gerhardt, 2018).....	46

Bild 43: Erzeugung und Verbrauch in der Energiezelle sowie der sich daraus ergebende notwendige Energieimport und der aktuelle Energieinhalt des Batteriespeichers für zwei Tage (Gerhardt, 2018).	48
Bild 44: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung „In der Wirtung“ in Abhängigkeit der verwendeten Kabeltypen (Gerhardt, 2018)	49
Bild 45:Maximal mögliche Autarkiedauer in Abhängigkeit der eingespeicherten Energie zum Zeitpunkt des Netzausfalls unter der Annahme, dass die PV-Anlagen keinen Beitrag liefern (Gerhardt, 2018).....	50
Bild 46: Maximal mögliche Autarkiedauer in Abhängigkeit der eingespeicherten Energie zum Zeitpunkt des Netzausfalls unter der Annahme, dass die PV-Anlagen weiter Energie einspeichern (Gerhardt, 2018)	50
Bild 47: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen (Weber, 2018)..	52
Bild 48: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen mit Batteriespeichern (Weber, 2018).....	52
Bild 49: Stromverbrauch sowie reale und angepasste PV-Erzeugung der Energiezellen (Weber, 2018)	53
Bild 50: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen mit Batteriespeichern bei angepasster PV-Erzeugung (Weber, 2018).....	53

III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Für die Simulation relevante Kennwerte der Batterien	15
Tabelle 2: Übersicht über die Eingangsdaten für die verschiedenen Energiezellen (Weber, 2018);	51

IV. Problemstellung / Grund für das Projekt

Im Rahmen der Energiewende tragen bereits heute eine Vielzahl dezentraler Erzeuger zur Energieversorgung mit erneuerbaren Energien bei. Allerdings sind regionale Stromnetze dafür oftmals nicht ausgelegt. Ein solcher Fall ist die Siedlung „In der Wistung“ im Netzgebiet der Stadtwerke Bühl GmbH. Die Siedlung ist durch die Autobahn A5 vom Bühler Ortsteil Weitenung getrennt, sodass ein über ein Kilometer langes Niederspannungskabel zum Anschluss der Siedlung an den Ortsnetztransformator und damit an das Mittelspannungsnetz vorhanden ist.

Durch einen kontinuierlichen Bau von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ist eine gesamte Erzeugungsleistung von 45 kWp installiert, wodurch in manchen Jahren sogar bilanziell Überschüsse entstehen. Insbesondere im Sommer an Tagen mit Sonnenschein wird die erzeugte Energie regelmäßig nicht komplett selbst verbraucht, sodass ein Energiefluss in das Mittelspannungsnetz auftritt. Durch das lange Niederspannungskabel stellt dies mit Blick auf die Einhaltung des Spannungsbandes eine große Herausforderung dar.

Das sogenannte Spannungsband ergibt sich aus der DIN EN 50160/A1:2016-02, nach der sämtliche 1-Minuten-Mittelwerte der Versorgungsspannung innerhalb von +/- 10% der Nennspannung liegen müssen. Bei einem weiteren Zubau von PV-Anlagen erwarteten die Stadtwerke Bühl GmbH eine Verletzung dieser Grenzwerte, da durch die PV-Einspeisung schon heute die Netzspannung in der Wistung an sonnigen Tagen signifikant ansteigt.

Dieser Herausforderung könnte man zwar mit konventionellem Netzausbau (in diesem Fall ein zweites parallel liegendes Kabel) begegnen. Dieser wäre jedoch aufgrund der Distanz und des aufwendigen Tiefbaus unter der sechsspurigen Autobahn mit Kosten von rund 200.000 € verbunden. Diese Investition zur Einbindung von erneuerbarer Energieeinspeisung wäre dabei, eine Genehmigung des Regulators vorausgesetzt, über die Netzentgelte finanzierbar.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Hybrid Optimal“ wollten die Stadtwerke Bühl GmbH gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie und SCHMID Energy Systems die Machbarkeit eines anderen, innovativeren Lösungsansatzes demonstrieren: Die Umwandlung einzelner Netzabschnitte in intelligente Energiezellen. Dazu wurde ein Hybridspeicher, bestehend aus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (5kW/45kWh) und einer Lithium-Ionen-Batterie (40kW/56kWh) installiert, welcher schon heute geringere Investitionskosten als der Netzausbau aufweist, jedoch unter den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen nicht über die Netzentgelte refinanzierbar wäre.

V. Projektergebnisse

1. Arbeitspaket 1 – Information der Bevölkerung

Da viele Projekte im Bereich der Energiewende auf die Skepsis und den Widerstand der Bevölkerung vor Ort stoßen, war für die Projektpartner von vorneherein das Ziel, die Einwohner der Wüstung nicht nur über das Projekt zu informieren, sondern sie nach Möglichkeit mitzunehmen und für das Projekt zu begeistern.

Um diesen Prozess professionell zu begleiten und die Auswirkungen der Einbeziehung der Bürger nachvollziehbar zu machen, wurde eine sozialwissenschaftliche Begleitforschung bei Prof. Dr. Claudia Neu in Auftrag gegeben, die an der Georg-August-Universität Göttingen den Lehrstuhl für Soziologie ländlicher Räume innehat.

In Koordination mit Frau Prof. Neu wurden die Anwohner im Laufe des Projekts zu drei Terminen eingeladen.

- Einer Informationsveranstaltung im Oktober 2016 bei Projektbeginn, bei der die geplanten Maßnahmen vorgestellt und auf die Sorgen und Ängste der Bürger eingegangen werden konnte.
- Ein Vor-Ort-Termin im Juli 2018 nach der Installation und Inbetriebnahme des Batteriegebäudes und der einzelnen Komponenten.
- Ein Abschlusstermin im Oktober 2019 nach Projektende, um den Bürgern einerseits die Ergebnisse des Projekts vorzustellen und ihnen andererseits aufzuzeigen, wie es mit den Batterien vor Ort weitergehen wird.

Zusätzlich wurden durch Frau Prof. Neu zwei Haushaltsbefragungen in der Wüstung durchgeführt, bei denen die Einwohner bei sich zu Hause und ohne die Anwesenheit der Projektpartner selbst Ängste formulieren und Anmerkungen loswerden konnten.

Die geplante Hybrid-Optimal-App, in der einerseits der aktuelle Zustand der Energiezelle dargestellt und andererseits die haushaltsspezifischen Daten zu Energieerzeugung und –verbrauch einsehbar sein sollten, wurde im Projekt nicht realisiert. Da durch die schlechte Mobilfunkabdeckung in der Wüstung die Einbindung der installierten Smart Meter in die Zählerfernauslesung der Stadtwerke Bühl nicht umsetzbar war (siehe hierzu auch Arbeitspaket 7), wäre in der App lediglich der Zustand der Energiezelle ablesbar gewesen. Damit wurde das Kosten-Nutzen-Verhältnis der App deutlich verschlechtert, weshalb man sich gegen die Entwicklung der App entschieden hat.

Es bleibt zu konstatieren, dass die direkte und persönliche Ansprache der Bürger vor Ort und die Einbeziehung ihrer Anliegen die Akzeptanz für das Projekt deutlich verbessert und auch von den Anwohnern als sehr positiv empfunden wird. So wurde z.B. nach den Anmerkungen der Anwohner bei der ersten Informationsveranstaltung das Batteriegebäude vom ursprünglichen Standort mitten in der Siedlung an einen Standort näher an der Autobahn und damit möglichst weit weg von der Wohnbebauung verschoben (siehe Bild 1). Hintergrund war die Sorge der Anwohner ob der Lärmbelästigung und besonders der Batteriesicherheit, da zum Zeitpunkt der Veranstaltung die explodierenden Samsung-Akkus gerade in aller Munde waren. Dadurch konnte den Anwohnern gezeigt werden, dass ihre Anliegen gehört werden, was zu einer sehr positiven Grundstimmung führte.

Die Ergebnisse der Haushaltsbefragungen bestätigen dies und zeigen als Hauptgründe für die Akzeptanz vor allem die Zukunftsträchtigkeit des Projekts („Einen Schritt voraus sein“) und teilen sich in die Hoffnungen, dass einerseits durch das Projekt die finanzielle und ökologische Situation für die folgenden Generationen verbessert wird und sich andererseits durch die Erprobung des zellulären Ansatzes

eine erneuerbare Energieversorgung der Zukunft technisch realisieren lässt. Die deutliche Zustimmung der Bürger ist dabei auch an die Umweltfreundlichkeit des Projektes geknüpft, insbesondere die der Batterie selbst.



Bild 1: Karte der Wüstung: Alter und neuer Batteriestandort

Folglich war auch das Interesse am Vor-Ort-Termin im Juli 2018 mit den Anwohnern und der Lokalpolitik sehr groß. Das ließ sich nicht nur an der großen Besucherzahl, sondern auch an den vielen interessierten und teilweise sehr detaillierten Nachfragen feststellen. Hier wurde im Detail über die Auswirkungen der Energiewende auf das Verteilnetz, die Versorgungssicherheit der Anwohner durch und mit der Batterie, sowie die Funktionsweise der verschiedenen Batterietypen diskutiert. Die anfangs geäußerten Bedenken und Fragen zur Geräuschemission der Batterien in Betrieb sowie zur Sicherheit der Batterien konnten dabei beantwortet und größtenteils ausgeräumt werden. Dieser Termin hat ganz entscheidend auch zur positiven Zustimmung zum Projekt beigetragen.

Wichtig war hierbei, dass der begonnene Dialog fortgesetzt wurde. In welchem Rahmen dieser letztendlich stattfand, scheint zweitrangig. Die Grundhaltung zum Projekt Hybrid Optimal ist, trotz anfänglichem Zögern und diverser Sorgen, sehr positiv. Man ist überrascht, wie schnell und reibungslos die Installation von statten ging – die doch umfangreichen Verzögerungen sind nicht aufgefallen oder werden ignoriert. Eine beständige Herausforderung solcher Projekte ist es jedoch, die Anwohner ohne eigene Photovoltaikanlage, mit ihren abweichenden Interessen, Zielen und Möglichkeiten, mitzunehmen bzw. für das Projekt einzunehmen. Dies liegt vor allem daran, dass der entstehende Nutzen des Projekts (technische Ermöglichung einer dezentralen und erneuerbaren Energieversorgung) kaum als persönlicher Nutzen (an)erkannt wird, da sich die eigene Versorgungssituation nicht spürbar ändert.

Am 21.10.2019 fand im Sitzungssaal der Stadtwerke Bühl die Abschlussveranstaltung zum Projekt Hybrid Optimal statt. Acht der zwölf in der Wüstung ansässigen Haushalte nahmen teil und ließen sich die Ergebnisse erläutern. Hierbei wurden sowohl alle noch offenen Fragen berücksichtigt, die noch aus der Veranstaltung am Speicher und der letzten Haushaltsbefragung offen waren, sowie der weitere Verbleib des Speicherhäuschens samt Batterien und deren Wartung, Abbau in unbestimmter Zeit und Recycling der Batterien, dargestellt. Außerdem wurde – eingehend auf die Empfehlung aus dem Bereich der Akzeptanzforschung – der Nutzen des Projekts für alle Haushalte der Wüstung zusammengestellt.

Für die Besucher der Veranstaltung war dabei auch die Information wichtig, dass der Breitbandausbau in der Wüstung durch das Projekt zeitnah abgeschlossen wird. Dies war aber nur ein Teilaspekt, welcher dazu führte, dass die Bewohner sich mit dem Projekt identifizieren. Die Vermeidung der Kosten für den Kabelausbau, der Beweis, dass die Wüstung im Sommer völlig energieautark ist und schließlich die Funktion als Wegbereiter zukünftiger Projekte, welche aus den Ergebnissen und Fehlern von Hybrid Optimal lernen können, schien den Teilnehmern der Abschlussveranstaltung ebenfalls sehr wichtig. Diese Identifikation, diese Haltung zum Projekt, wäre ohne eine entsprechende Information und Mitnahme der Bürger, die Berücksichtigung ihrer Einwände und Beantwortung ihrer Fragen nicht möglich gewesen.

Die bereits erwähnte Herausforderung zwischen den Anwohnern, die mit einer eigenen PV-Anlage bereits ihre Begeisterung für Umweltaspekte zeigen und den Anwohnern ohne intrinsisches Interesse an einer dezentralen und erneuerbaren Energieversorgung ist eine weitere Erkenntnis aus der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung. Überträgt man diese Erkenntnis auf andere Projekte oder etwas abstrakter auf die Energiewende als solche, lässt sich folgern, dass eine breite Akzeptanz solcher Projekte immer auch eine differenzierte Ansprache der Betroffenen erfordert. Eine einseitige Argumentation z.B. zugunsten von Ökologie und Klimaschutz birgt immer die Gefahr, dass sich ein Teil der Betroffenen nicht von solchen Argumenten angesprochen fühlt und durch diese Argumentationsverengung die Akzeptanz eines solchen Projektes sogar sinkt. Hier führt die Sorge vor steigenden Preisen, sinkender Versorgungs- und Lebensqualität und ein immer weniger zu durchschauendes Versorgungssystem zu Ablehnung und Protest, dem nur durch eine offene Kommunikation und dem Eingehen auf Sorgen und Ängste entgegengewirkt werden kann.

Als Fazit bleibt, dass eine transparente und rechtzeitige Kommunikation an die Anwohner solcher Projekte elementar ist, um die Akzeptanz vor Ort zu erreichen und das Gefühl zu geben, dass die Bürger ein aktiver Teil des Projekts sind und nicht nur „passiv erdulden müssen“ was dort passiert.

2. Arbeitspaket 2 – Datenbeschaffung und Datenauswertung

Zu Beginn des Projektes wurden wie geplant folgende Daten zwischen den Stadtwerken Bühl und dem KIT ausgetauscht. Diese dienen als Eingangsdaten für die Arbeitspakete 3, 4 und 9. Folgende Daten wurden ausgetauscht:

- Mittelspannungsnetz SW Bühl
- Niederspannungsnetzdaten für den betrachteten Strang (Aufbereitung notwendig)
 - Kabeltypen
 - Kabellängen aus dem Geo-Informations-System (GIS-System)



Bild 2: Strukturplan des Projektortes inkl. Niederspannungsleitungen und Hausanschlusspunkte aus dem GIS-System

- Netzplan aus GIS-System (siehe Bild 2)
- PV-Energieerzeugung pro Jahr 2011-2015
- Energieverbrauch der Haushalte 2011-2015
- PV-Prognose und PV-Erzeugung einer Referenzanlage in 15-min-Intervallen (siehe Bild 3)

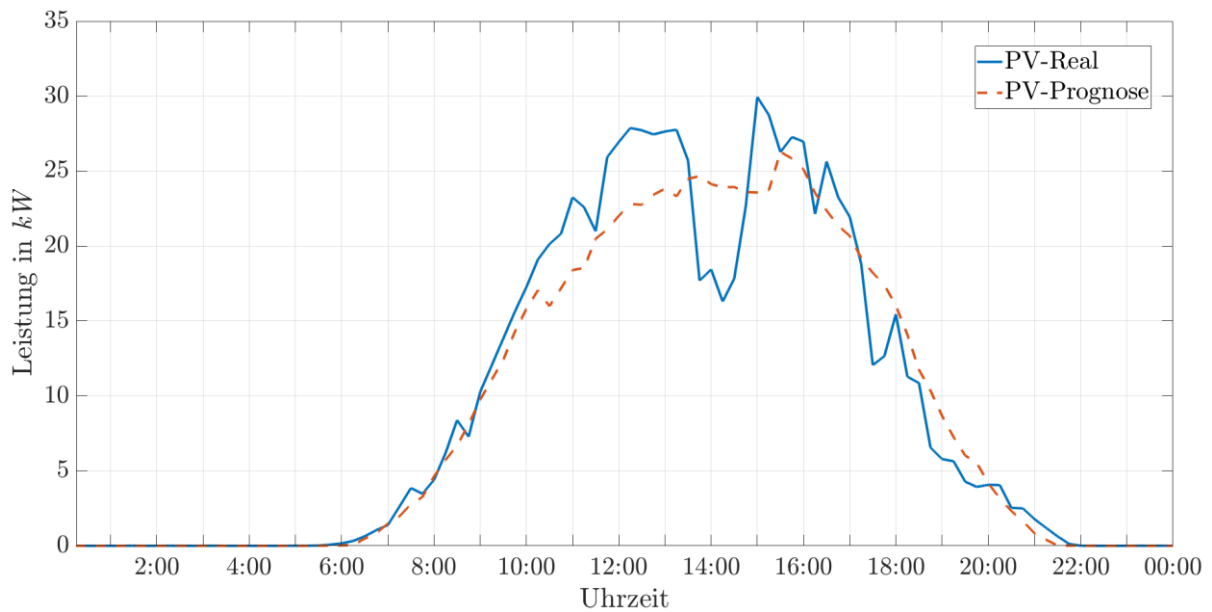


Bild 3: PV-Prognose-Werte sowie reale PV-Erzeugung an einem Beispieltag im Sommer für den gesamten Projektort „In der Wistung“

Ende 2017 wurden außerdem Last- und Erzeugungsdaten für verschiedene Quartiere ausgetauscht. Diese dienen der Berechnungen Kapitel 9. Dazu wurden typische Daten für die folgenden Quartiersarten ausgewählt:

- Industriebetrieb (Energieverbrauch pro Jahr)
- Schulzentrum (Energieerzeugung)
- Größeres Wohnquartier (428 Hausanschlüsse mit 30 PV-Anlagen)

3. Arbeitspaket 3 – Aufbau eines Gesamtmodells der Energiezelle

Für die weiteren simulativen Untersuchungen in Arbeitspaket 9, sowie den Entwurf und Simulation von Geschäftsmodellen in Arbeitspaket 4 wurde ein energietechnisches Gesamtmodell der Energiezelle entworfen. Damit können die Einflüsse des hybriden Batteriespeichersystems auf den untersuchten Niederspannungsstrang untersucht werden. Außerdem können neben dem im Reallabor aufgebauten Szenario auch weitere Szenarien simulativ untersucht und ausgewertet werden.

Ursprünglich war geplant, dieses Modell auch in der Optimiersoftware PROPHET zu nutzen. Allerdings stellte sich das als nicht möglich heraus (siehe Arbeitspaket 7), da die dafür notwendigen Bausteine den Projektpartnern nicht zur Verfügung standen.

Das Gesamtmodell basiert auf MATPOWER (Wang, Murillo-Sanchez, Zimmermann, & Thomas, 2007). MATPOWER ist ein online frei verfügbares Softwarepaket, welches zur Lastflussberechnung konzipiert wurde. Der Code ist MATLAB-basiert und wurde in Zusammenarbeit mehrerer US-Universitäten entwickelt. Eine verfügbare Erweiterung ist ein sogenannter Optimal-Power-Flow (OPF)-Algorithmus, welcher als Grundlage verwendet wird. Im Gegensatz zum konventionellen Lastflussalgorithmus handelt es sich hier um einen Optimierungsalgorithmus. Das ist notwendig, um optimale Parameter (z.B. Lade- und Entladeleistungen der Speicher) bestimmen zu können. Die Lastflussgleichungen sind hierbei als Randbedingungen Teil des kompletten Optimierungsproblems. Der OPF von MATPOWER wurde am IEH zu einem dynamischen OPF weiterentwickelt, sodass Zeitreihen für Erzeugung und Last verwendet werden können und insbesondere auch die zeitliche Kopplung des Energiezustandes des Batteriespeichers berücksichtigt werden konnte. Der Speicherstand eines Batteriespeichers ist vom Speicherstand des vorherigen Schrittes abhängig, sodass eine getrennte Betrachtung der Zeitschritte nicht zulässig ist.

Eingangsdaten

Als Eingangsdaten werden verschiedene Parameter berücksichtigt. Der betrachtete Netzstrang wird in seinem elektrischen Verhalten genau modelliert. Das Modell umfasst den MS/NS-Transformator sowie den im Projekt betrachteten Niederspannungsstrang inklusive des Batteriespeichersystems (siehe Bild 4). Dazu wurden die in Arbeitspaket 2 übergebenen Daten verwendet. Zu den benachbarten Niederspannungssträngen lagen keine Netzdaten vor, sodass die Auswirkungen der Energiezelle auf diese nicht untersucht wurden.



Siedlung „In der Witstung“



Speichersystem



Ortsnetztransformator



Bild 4: Karte des Projektortes „In der Witstung“ inklusive der relevanten Netzbetriebsmittel

Die Mittelspannungsseite des Transformators wurde als sogenannter Referenzknoten festgelegt. An diesem Punkt wurde die Spannung konstant zu 1,05 pu (per unit; entspricht 105% der Nennspannung) definiert. Dies wurde auf Basis einer über einmonatigen Messung in den Monaten Juni und Juli 2018 festgelegt. Dabei wurde auf der Niederspannungsseite des Transformators gemessen. Der dort auftretende Spannungsverlauf ist in Bild 5 dargestellt. Die Messwerte bewegen sich zwischen 406 V und 421 V. Die Grenze von 1,05 pu (entspricht 420 V) wurde als Abschätzung nach oben getroffen. Der Fokus des Projektes Hybrid-Optimal hinsichtlich der Spannung lag auf der Vermeidung von Überspannungen aufgrund hoher PV-Einspeisung. Somit musste insbesondere die maximal auftretende Spannung richtig modelliert werden, um Aussagen über die Vermeidung von Überspannungen zu treffen. Der Messzeitraum Juni und Juli wurde absichtlich so gewählt, da dort erfahrungsgemäß die höchste PV-Einspeisung stattfindet und somit auch die Überspannungen am ehesten auftreten.

In Realität ist die Spannung auf der Mittelspannungsseite nicht konstant, sondern abhängig vom Leistungsfluss im MS-Netz. Dieser konnte aber nicht nachgebildet werden, da keine Informationen über alle Erzeugungsanlagen und Lasten im MS-Netz und somit der auftretenden Leistungsflüsse vorlagen.

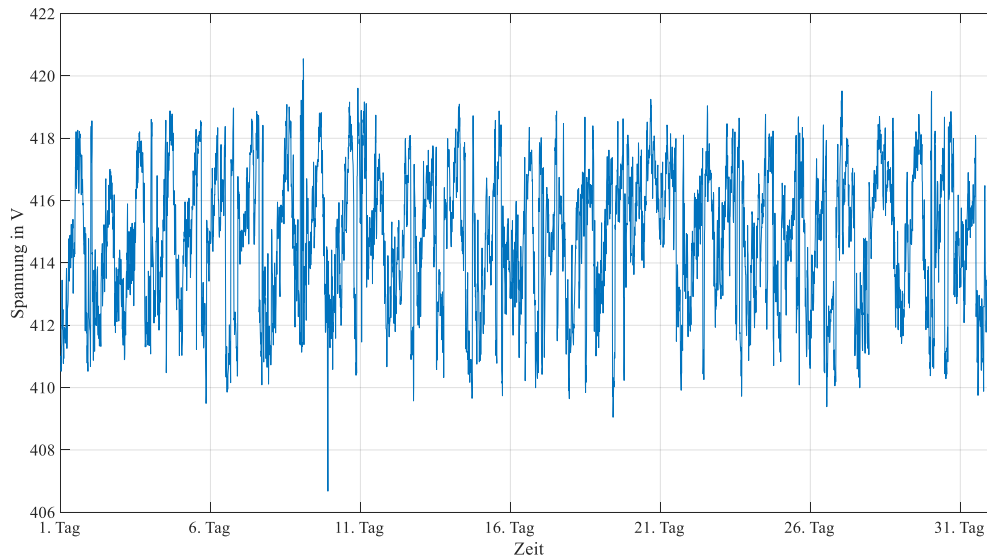


Bild 5: Spannungsverlauf auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztrafo während einer einmonatigen Testmessung

Der Referenzknoten hat noch eine zweite Funktion: Neben dem Festhalten der Spannung wird an diesem Knoten die fehlende oder überflüssige Leistung dem Modell zugeführt und bezogen. Somit stellt der Leistungsfluss an diesem Punkt die Einspeisung bzw. den Bezug in das übergelagerte Netz dar.

Die Einspeisung im betrachteten Niederspannungsstrang wurde mittels der aufgenommenen Zeitreihen der Referenzanlage abgebildet. Da die Referenzanlage weniger als 10 km entfernt ist, kann der gleiche Verlauf der Leistungserzeugung verwendet werden. Das Profil der Referenzanlage wurde hierbei entsprechend der Gesamtjahresenergieerzeugung an die PV-Anlagen im Projektgebiet „In der Witstung“ angepasst.

Für die Referenzanlage sind neben den realen Erzeugungswerten auch Prognosewerte der Software PROPHET verfügbar. Mit diesen wurde dann untersucht, inwiefern sich Abweichungen von der Prognose auf den Betrieb des Speichers auswirken.

Für die Lasten der Haushalte wurden Lastprofile verwendet, welche mit einem Lastprofilgenerator (Uhrig, 2017) erzeugt wurden. Gegenüber Standardlastprofilen haben diese den Vorteil, dass insbesondere auch kurzzeitige Schwankungen korrekt abgebildet werden. Somit können diese Profile auch für eine geringe Anzahl an Haushalten (hier: 11) verwendet werden. Standardlastprofile sollten erst ab einer höheren Anzahl an Haushalten benutzt werden. Durch die Addition einer großen Anzahl der hier verwendeten Profile, entsteht ein ähnlicher Verlauf wie bei einem Standardlastprofil. Die erzeugten Profile wurden wie bei der PV-Erzeugung anhand des Jahresenergieverbrauchs skaliert.

Als Eingangsdaten der Speicher wurden die technischen Kenngrößen der beiden Speicher verwendet. Relevant für das Gesamtmodell waren hierbei hauptsächlich die Lade- und Entladeleistung sowie die nutzbare Kapazität. Die verwendeten Werte sind in Tabelle 1 dargestellt.

	Lithium-Ionen-Speicher	Redox-Flow-Batterie
Lade-/Entladeleistung	40 kW	5 kW
Nutzbare Kapazität	56 kWh	45 kWh

Tabelle 1: Für die Simulation relevante Kennwerte der Batterien

Optimierungsalgorithmus

Optimierungsziel

Der Optimierungsalgorithmus minimiert eine vorgegebene Kostenfunktion. Im Basisfall enthält diese Kostenfunktion die Kosten für die Energieerzeugung, welche minimiert werden sollen. Konkret sind das die Kosten für den Energieimport sowie Erlöse beim Energieexport. Außerdem wird noch berücksichtigt, dass die PV-Anlagen abgeregelt werden können. Dies wird im Normalfall dadurch verhindert, dass mit den PV-Anlagen Erlöse generiert werden können.

Optimierungsgrößen

Folgende Größen werden durch den Algorithmus optimiert:

- Knotenspannungen (außer am Referenzknoten)

Die Knotenspannungen stellen sich anhand der Leistungsflüsse so ein, dass die Kirchhoffschen Regeln immer erfüllt sind.

- Bezug aus dem übergeordneten Netz (Wirk- sowie Blindleistung)

Je nach Last bzw. Erzeugungssituation und Speicherbetrieb stellt sich der Bezug aus dem übergeordneten Netz so ein, dass die Leistungsbilanz gewahrt bleibt. Dabei werden die Kosten für den Energieimport- und Energieexport berücksichtigt.

- PV-Einspeisung (Wirk- sowie Blindleistung)

Die PV-Einspeisung kann vom Algorithmus abgeregelt werden.

- Lade- und Entladeleistung der Batteriespeicher (Wirk- sowie Blindleistung)

Die Lade- und Entladeleistung werden so optimiert, dass sich eine kostenoptimale Lösung einstellt. Im Basisfall führt das zu einer Erhöhung des Eigenverbrauches.

Nebenbedingungen

Der Algorithmus konvergiert zum Optimierungsziel unter Wahrung folgender Nebenbedingungen:

- Maximal- und minimal möglicher Bezug aus dem übergeordneten Netz,
- Maximale und minimale Speicherkapazität,
- Maximale und minimale Lade- und Entladeleistung der Speichersysteme,
- Maximaler Leistungsfluss über jede Leitung in Abhängigkeit der Leitungskapazität,
- Minimale und maximale Spannung pro Knoten,
- Leistungsflussgleichung pro Knoten muss erfüllt sein,
- Aktuelle Speicherkapazität setzt sich zusammen aus der genutzten Kapazität im vorherigen Zeitschritt sowie der aktuellen Lade-/Entladeleistung,
- Spannung am Referenzknoten muss eingehalten werden.

Beispielergebnis

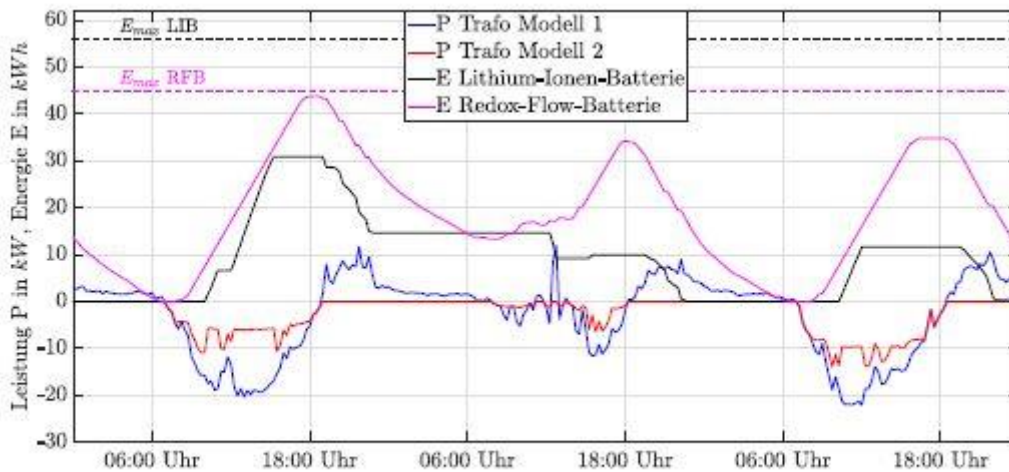


Abb. 6.3: Trafo-Wirkleistung und Speicherzustände; wirt. OPF, 01. bis 03. Juli 2016

Bild 6: Beispielhaftes Simulationsergebnis (Armbruster, 2018)

Bild 6 zeigt ein beispielhaftes Ergebnis. Die Batteriespeicher werden so betrieben, dass beide überschüssige PV-Energie einspeichern, da die Erhöhung des Eigenverbrauchs günstiger ist als die PV-Energie ins Netz zu speisen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder Energie zu beziehen. Die blaue Kurve (P Trafo Modell 1) stellt den Leistungsfluss über den Transformator ohne Batteriespeicher dar. Durch die Nutzung des Batteriespeichers (siehe rote Kurve „P Trafo Modell 2“) sinkt der Betrag des Energieflusses über den Trafo über den Tag deutlich ab.

4. Arbeitspaket 4 – Entwurf und Simulation von Geschäftsmodellen

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Geschäftsmodelle für die Energiezelle und deren jeweilige Rentabilität auf der Grundlage der aktuellen Marktsituation, realen Daten aus der Siedlung und der gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen analysiert. Eine wichtige Rolle spielen hierbei die Untersuchungen und Ergebnisse zu Eigenverbrauchsquote und –menge (siehe Arbeitspaket 9). Grundsätzlich sind dabei die nachfolgenden Geschäftsmodelle denkbar. Dabei wird angenommen, dass die Wüstung als eine Energiezelle von innen heraus betrachtet wird, d. h. dass alle PV-Anlagen und die Batterien rechtlich gedacht den gleichen Eigentümer und als Energiezelle einen gemeinsamen zentralen Netzanschlusspunkt haben:

- **Modell 1: Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung mit EEG-Vergütung**
Für dieses Geschäftsmodell wird angenommen, dass von der erzeugten Energie in der Wüstung der mögliche Anteil in der Siedlung direkt verbraucht wird und die überschüssige Energie in das vorgelagerte Netz eingespeist und nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 und § 21 Abs. 1-2 i.V.m. § 48 Abs. 2 und § 53 Nr. 2 EEG (2017) mit einer festen Einspeisevergütung vergütet wird. Da der EEG-Einspeisevergütung von im Oktober 2019 7,78 ct/kWh - 10,18 ct/kWh beim Eigenverbrauch ein vermiedener Bezugspreis von durchschnittlich 25 ct/kWh entgegensteht, generiert die Erhöhung des Eigenverbrauchs in der Energiezelle durch die Batterien höhere Erlöse
- **Modell 2: Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung mit Spotmarkt-Vermarktung**
Im Unterschied zum obigen Modell wird in diesem die überschüssige Energie nicht nach dem EEG vergütet, sondern am Spotmarkt verkauft. Mit dem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 2018 als Grundlage, ergibt sich ein Erlös von 4,4 ct/kWh für die eingespeiste Energie. Da dieser Wert noch unter der EEG-Vergütung liegt, ist dieses Modell unter der Annahme gleicher Eigenverbrauchsquoten in der Siedlung immer unwirtschaftlicher als Modell 1.
- **Modell 3: Vermarktung der Batterien am Regelleistungsmarkt**
Auch wenn eine Vermarktung des hybriden Batteriespeichers an den Regelleistungsmärkten unter aktuellen regulatorischen und rechtlichen Voraussetzungen nicht direkt möglich ist, wurde eine hypothetische Vermarktung der Batterien als Geschäftsmodell einmal durchgespielt. Dafür wurden die Regelleistungspreise von 2018 zugrunde gelegt. Die Berechnung zeigt, dass hier ein immenses Potential für die Vermarktung der Batterien am Regelleistungsmarkt ungenutzt bleibt, insbesondere in den Wintermonaten, wenn die Batterie aufgrund der geringen PV-Erzeugung wenig genutzt wird. Hier wäre grundsätzlich die Möglichkeit der Beteiligung an einem virtuellen Kraftwerk zur Regelleistungserbringung („Pooling“) zu prüfen, allerdings muss mit Blick auf die praktische Umsetzung (siehe Arbeitspaket 5) konstatiert werden, dass die geforderte hohe Verlässlichkeit des hybriden Batteriesystems mit der gewählten Steuerung nicht gegeben ist und das Geschäftsmodell deshalb für die Wüstung hypothetisch bleibt.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Bühl ist es kaum möglich, ein rechtlich zulässiges Geschäftsmodell zu definieren, das diesen Namen auch verdient. Dies resultiert vor allem aus Artikel 36 der „*RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU*“. Die Umsetzung dieser Richtlinie in nationales Recht steht noch aus, verbietet aber Verteilnetzbetreibern grundsätzlich, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben und lässt nur in sehr engen Ausnahmen zu (transparente Ausschreibung, Sondergenehmigung der Regulierungsbehörde, regelmäßige Überprüfung, ob Dritte die Speicher betreiben können und wollen). Nach aktueller Lesart gälte dies sogar für vollständig integrierte Netzkomponenten ohne jegliche Vermarktungsabsicht. Aus diesem Grund kann nicht einmal das Geschäftsmodell „Speicherbetrieb vs. Netzausbau“ als regulatorisch und rechtlich zulässig

bewertet werden, womit die allgemeine Nutzung von Speichereinrichtungen als Netzkomponenten zur Vermeidung von volkswirtschaftlich unsinnigem Netzausbau in den Verteilnetzen de facto nicht möglich ist. Hier wird offensichtlich, dass an dieser Stelle eine dringende Nachbesserung der politischen Richtlinien erforderlich ist, da ansonsten ein Netzausbau rein aus rechtlichen Gründen immer einem Speicherbetrieb vorgezogen werden muss. Dies stellt ein wichtiges Projektergebnis dar.

Zusätzlich ergaben sich aus der Analyse der Geschäftsmodelle die folgenden Ergebnisse:

- Ausgehend von einer ausgeglichenen Bilanz zwischen erzeugter Energie aus den PV-Anlagen und dem Jahresstromverbrauch der Siedlung ist eine Nutzung der Speicher ausschließlich für eine Erhöhung des Eigenverbrauchs der Siedlung nur bis zu einem ungefähren Verhältnis von Batteriekapazität zu installierter PV-Leistung von 0,8 kWh/kWp rentabel (HybridOptimal = 2,24 kWh/kWp). Haupteinflussfaktoren sind hierbei auf Marktseite der Batteriepreis pro nutzbarer Kapazität und die Differenz aus Endkundenstrompreis und EEG-Vergütung.
- Bei gleichbleibender Batteriekapazität verschlechtert sich die erreichbare Eigenverbrauchsquote in der Siedlung mit einer steigenden bilanziellen Überdeckung und steigt bei einer bilanziellen Unterdeckung. Dies beruht auf der ungleichen PV-Energieerzeugung im Jahresverlauf (ca. 60% in den Monaten Mai-August), im Sommer reicht der Energieverbrauch dann nicht mehr um die Speicher über Nacht zu leeren.
- Eine Vermarktung der Energiezelle am Spotmarkt ist weniger rentabel als die Einspeisung der Energie mit einer EEG-Vergütung, da die Marktpreise nur bei rund der Hälfte der EEG-Vergütung liegen.
- Eine zusätzliche Vermarktung der Batterien am Regelenergiemarkt birgt ein immenses Potential, insbesondere in den Wintermonaten, wenn die Batterie aufgrund der geringen PV-Erzeugung wenig genutzt wird. Hier empfiehlt sich insbesondere die Möglichkeit der Beteiligung an einem virtuellen Kraftwerk zur Regelleistungserbringung („Pooling“) zu prüfen.

Auch eine simulierte wirtschaftliche und technische Optimierung des Batterieeinsatzes der Energiezelle wurde auf der Grundlage der Messdaten von 2016 durchgeführt, diese bestätigt die wesentlichen Erkenntnisse aus der Analyse der Geschäftsmodelle.

Allgemein beruhen alle durchgeführten Berechnungen auf Eingangsdaten auf Basis aktueller Marktpreise und aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen. Eine Veränderung dieser Eingangsparameter (z.B. sinkende Batteriepreise) erfordert eine Neuberechnung der Ergebnisse und somit kann es zukünftig zu einer anderen Bewertung der Rentabilität von Batteriespeichern kommen.

Szenarien:

- 1) Selbstverbrauch ohne Speicher, mit EEG
- 2) Selbstverbrauch mit Speicher, mit EEG
- 3) Selbstverbrauch ohne Speicher, Spotmarkt
- 4) Selbstverbrauch mit Speicher, Spotmarkt
- 5) Primärregelleistung
- 6) Sekundärregelleistung
- 7) Minutenreserve

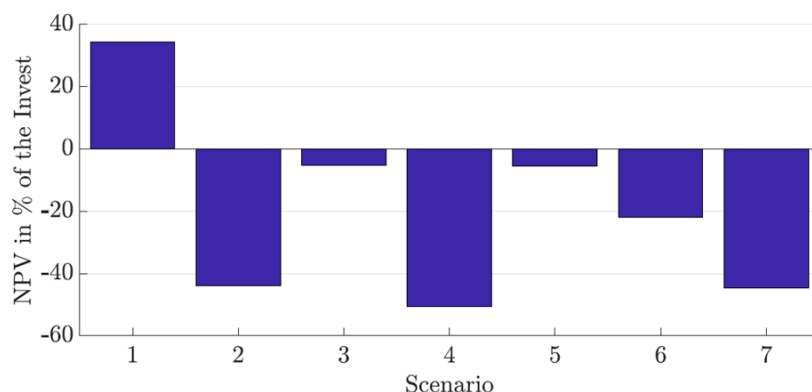


Fig. 1. Comparison of different market opportunities; Hybrid-Optimal with 101 kWh HBSS capacity

Bild 7: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Eine Übersicht der ökonomischen Möglichkeiten für verschiedene Marktszenarien findet sich in Bild 7. Hier wird von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren für Batterien und PV-Anlagen ausgegangen (angelehnt an die Förderdauer der EEG-Anlagen). Um die verschiedenen Investitionskosten zu berücksichtigen wurde der Net Present Value (NPV) unter Berücksichtigung der Investitionskosten im Jahr 0 auf ebendiese bezogen. Eine Wirtschaftlichkeit ist im Projekt durch eine reine Eigenverbrauchserhöhung nicht gegeben (negativer NPV), die Szenarien mit einer Vermarktung am Primär- und Sekundärregelmarkt bieten hier jedoch erhebliches Potential, die Wirtschaftlichkeit des Speichers zu verbessern.

5. Arbeitspaket 5 – Schnittstellendefinition und Softwareentwicklung

Die Entwicklung der Schnittstellen und die Einbindung der Batterien in ein gemeinsames Energiemanagementsystem (EMS) gestalteten sich deutlich komplexer, als dies zu Beginn des Projektes angenommen wurde (siehe auch Arbeitspaket 7). Nach mehreren Iterationsschritten wurde letztlich eine dreistufige Steuerung der Batteriezellen entwickelt (siehe Bild 8)



Bild 8: Darstellung der Steuerungsebenen und Schnittstellen

Die unterste Stufe der Steuerung stellt das Batteriemangementsystem (BMS) der einzelnen Batterien dar. Dieses BMS der VRFB vom Projektpartner SCHMID und der LIB der Firma adstec ist grundsätzlich so aufgebaut, dass die Batterien in ihrem regulären Anwendungsfall (direkte Einbindung in eine Kundeninstallation) ohne weitere Steuerungsebene auskommen. Über das BMS werden damit die Betriebsarten festgelegt, je nach Einstellung die notwendigen Lade- und Entladeleistung ermittelt und die Batterie je nach aktuellem Zustand gesteuert. Beide Batteriesysteme bieten dabei verschiedene vorinstallierte Betriebsmodi. Die beiden BMS mussten eine gemeinsame Kommunikationsschnittstelle aufweisen, um diese an eine übergelagerte hybride Steuerung anzubinden. Hier entschieden sich die Projektpartner für das Modbus-Protokoll über ein kabelgebundenes lokales IP-Netzwerk im Batteriegebäude.

Um im Batteriegebäude vor Ort eine hybride Steuerung zu realisieren, wurde eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) der Firma Beckhoff installiert, welche über das gemeinsame IP-Netzwerk vor Ort die beiden BMS ansteuert. Hierbei stellt die SPS den Master im Modbusprotokoll dar, initiiert also von sich aus die Verbindung und das Lesen und Schreiben der Datenregister. Die SPS ist zudem mit mehreren analogen und digitalen Eingängen ausgestattet, über welche z.B. Informationen der Klima- und Brandmeldeanlage aber auch die aktuellen Messwerte von Strom und Spannung in Richtung Trafostation und Ortsnetz übertragen werden. In der SPS werden die aktuellen Leistungsvorgaben für die Batterien abhängig von den Messwerten und den Batteriezuständen berechnet und dann per Modbus an die BMS der Batterien als Sollwert-Vorgaben übertragen.

Für die Fahrplanoptimierung der Batterien sollte die SPS zusätzlich an das Energiemanagementsystem (EMS) der Stadtwerke Bühl, den EMS-EDM Prophet des Fraunhofer-Instituts angebunden werden. Diese Anbindung war im Rahmen des Projekts trotz verschiedener Lösungsversuche vonseiten der Stadtwerke Bühl leider nicht zu realisieren. Der Plan war, in diesem EMS auf Basis der Wettervorhersagen und der daraus resultierenden Erzeugungprognosen, der Lastprofile und der Situation an den Energiemärkten ein optimaler Fahrplan für die Batterien berechnen zu lassen (siehe Bild 9). Während die SPS nur auf die aktuelle Situation reagiert, sollte das EMS die Fahrpläne der Batterien auf bis zu

drei Tage im Voraus optimieren. Dadurch wäre eine optimierte Bewirtschaftung der Batterien möglich, allerdings ohne eine direkte Berücksichtigung der aktuellen tatsächlichen Leistungsflüsse. Die Kommunikation zwischen EMS und SPS sollte über den Industriestandard OPC UA erfolgen, die Anbindung der SPS im Batteriegebäude in der Wüstung an das EMS der Stadtwerke in deren Betriebsgebäude über eine Mobilfunkverbindung, welche sich jedoch aufgrund der schlechten Netzabdeckung in der Wüstung nicht durch eine große Verlässlichkeit auszeichnet.

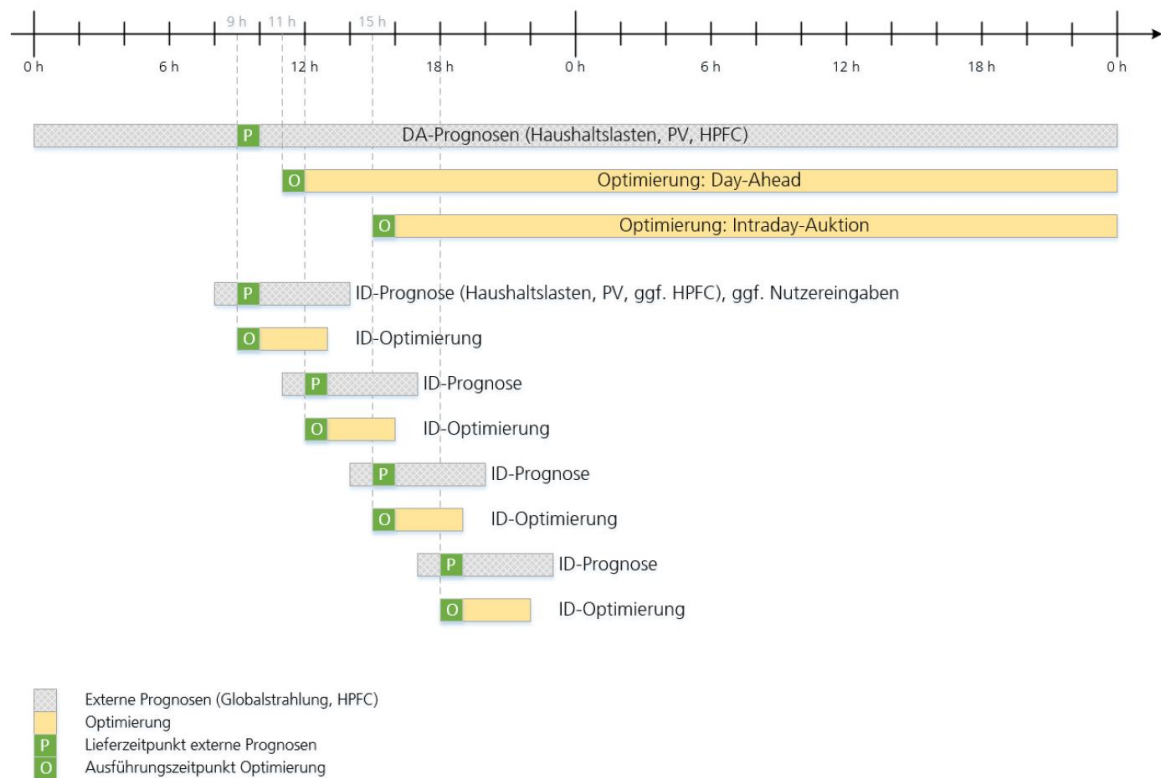


Bild 9: Prognose und Optimierung der Fahrpläne durch EMS-EDM Prophet

Die Planung einer derartigen dreistufigen Steuerung findet ihren Grund ebenfalls in der schlechten Mobilfunkabdeckung. Da eine Live-Anbindung der Batterien an das EMS nicht verlässlich umsetzbar schien, wurde die SPS vor Ort als Rückfallebene implementiert, welche unabhängig von der Bereitstellung eines Fahrplans durch das EMS die Batterien vor Ort netzdienlich steuern kann. Gleichzeitig bot die SPS die Möglichkeit, die Fahrplanvorgaben des EMS anzupassen bzw. zu korrigieren, um so eine Abweichung zwischen Prognose und Realität oder Unsymmetrien zwischen den einzelnen Phasen auszugleichen. Eine im Antrag formulierte Lösung über das Leitsystem der Stadtwerke Bühl wurde aufgrund der hohen Anforderung der IT-Sicherheit (ISMS aufgrund ISO 27001-Zertifizierung) an das Leitsystem nicht weiterverfolgt (siehe auch Arbeitspaket 7).

Im Laufe des Projekts stellte sich die Softwareerweiterung des EMS zur Berechnung und Anbindungen der Batterien jedoch als unüberwindbare Herausforderung heraus. Durch die komplexe Optimierungsrechnung für den Fahrplan der Batterien im EMS und der vielfältigen Eingangsparameter war es nicht – wie zuerst geplant – möglich, die Energiezelle im EMS in existierenden Softwareerweiterungen selbst zu modellieren. Hier musste vom Hersteller, dem Fraunhofer Institut, eine explizite „Hybrid-Optimal“-Lösung programmiert werden, was nicht nur mit hohen Kosten verbunden war, sondern auch sehr zeitintensiv war und bis zum Ende des Projektes nicht in Betrieb genommen werden konnte. Insbesondere die Herstellung der OPC-Kommunikation und die regelmäßige Übertragung des Fahrplanwertes von EMS an SPS über eine wenig verlässliche Mobilfunkverbindung war dabei eine der Hauptschwierigkeiten, an denen das Vorhaben scheiterte. Eine weitere schwer aufzulösende Differenz liegt in den unterschiedlichen Funktionsweisen von SPS und EMS. Während die SPS als Steuerung vor Ort auf Ein- und Ausgangssignale reagiert und jederzeit mit „Live-Daten“ arbeitet, ist das EMS

zeitreihenbasiert. Die vom EMS ermittelten Batteriefahrpläne liegen damit als eine Verknüpfung von Zeitpunkt und Leistungswert vor, welche umständlich jede Viertelstunde neu an die SPS übertragen werden müssen, um dort als „aktueller Fahrplanwert“ in der Steuerung berücksichtigt und weitergegeben zu werden. Hierbei ist aufgrund der Netzabdeckung zusätzlich eine Kontrollinstanz notwendig, über die die SPS zurückmeldet, ob der Wert angekommen und übernommen wurde, da dies im gewählten OPC-Protokoll nicht standardmäßig vorgesehen ist. Weiterhin muss die SPS über ein Zeitintegral prüfen, wie lange sich der aktuelle Leistungswert nicht mehr verändert hat um zu beurteilen, ob der aktuell anstehende Wert auch weiterhin gültig ist.

Vor dem Hintergrund dieser Umstände scheint aus technischer Sicht der Verzicht auf eine zusätzliche Optimierung die sinnvollere und deutlich günstigere Lösung zu sein!

Die Basis der verschiedenen Steuerungsebenen und Berechnungen für die Leistungs- bzw. Fahrplangvorgaben sind die Parameter der Batterien, welche von der SPS aus dem BMS über Modbus ausgelesen werden. Wesentlich sind hierbei der Ladezustand der Batterien, Stör- und Betriebsmeldungen, aktuelle Leistungswerte und Betriebsparameter. Diese werden in der SPS aggregiert und verarbeitet.

Es lässt sich als Fazit grundsätzlich festhalten, dass eine solche dreistufige Steuerung zwar viele Möglichkeiten der Fahrplanberechnung zulässt, durch die Vielzahl an Komponenten und den regelmäßigen Datenverkehr zwischen den verschiedenen Komponenten aber auch sehr störanfällig ist. Insbesondere die stetige Modbus-Kommunikation zwischen BMS und SPS führt dazu, dass das Kommunikationsmodul des BMS der LIB mehr oder minder regelmäßig alle sechs Wochen „hängen bleibt“ und die Batterie dadurch auf Störung geht. Dieses Problem lässt sich zwar durch ein händisches Reseten des BMS an der LIB lösen, dafür ist jedoch jedes Mal eine Anfahrt zum Batteriegebäude nötig (pro Weg 15min von den Stadtwerken aus). Auch beim BMS der VRFB kommt in unregelmäßigen Abständen ein Ausfall der Kommunikationseinheit vor, sodass insgesamt die Ansprüche der hohen Verfügbarkeit des gesamten hybriden Speichersystems nicht erreicht werden. Hier zeigt sich vermutlich, dass die BMS der Batterien zwar die entsprechenden Kommunikations-Schnittstellen aufweisen, jedoch nicht für eine kontinuierliche Statusabfrage und Wertvorgabe durch eine externe Steuerung gedacht sind.

Unter dem zusätzlichen Aspekt, dass die BMS der Batterien Betriebsmodi bieten, welche mit einem sogenannten Peak-Shaving die hohen Rückspeisungen von den PV-Anlagen ins Ortsnetz reduzieren und die gespeicherte Energie nachts verbrauchsgesteuert wieder abgeben, wäre aus der reinen Netzsicht auch die zweite Steuerungsebene durch die SPS verzichtbar. Dadurch würde sich nicht nur die Steuerung der Energiezelle, sondern auch der technische Aufwand deutlich reduzieren, womit gleichermaßen auch die Kosten der Lösung sinken. Außerdem würden damit die regelmäßigen Ausfälle der Kommunikationseinheit der BMS verhindert, da das BMS ohne überlagerte Steuerung deutlich stabiler läuft.

Als wesentliches Projektergebnis kann daher festgehalten werden, dass durchgängige Kommunikationsprotokolle von der Leitwarte bis hinunter in das jeweilige Batteriemanagementsystem eine wesentliche Voraussetzung für die erfolgreiche Netzeinbindung von Speichern sind. Alles andere führt zu „Bastellösungen“, die allenfalls in Forschungs – und nicht einmal in Pilotprojekten sinnvoll einsetzbar sind. Weiterhin muss eine zuverlässige und stets verfügbare Kommunikationsverbindung sichergestellt sein. Beides sollte in der heutigen Zeit selbstverständlich oder mindestens problemlos realisierbar sein.

6. Arbeitspaket 6 – Herstellung, Lieferung und Inbetriebnahme der VRFB

Die Herstellung und Auslieferung der 5 kW/45 kWh-Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) durch die Firma SCHMID sollte laut Projektplan bereits bis Mai 2017 abgeschlossen sein. Im Zuge eines Projekttreffens im ersten Quartal 2017 stellte sich allerdings heraus, dass ein einphasig angeschlossener Energiespeicher wie ursprünglich geplant den Erfordernissen in der Wistung nicht genügt, da Asymmetrien im Netz dadurch verstärkt und nicht – dem Projektziel einer stabilen Energieversorgung entsprechend – abgemildert werden. Daher wurde ein Energiespeichersystem mit dreiphasigem Wechselrichter konzipiert und ein Nachtragsantrag gestellt, der vom Projektträger im August 2017 bewilligt wurde.

Das Ersetzen des einphasigen Wechselrichters der VRFB durch einen dreiphasigen machte umfangreiche ingenieurtechnische Anpassungen an Hard- und Software des Energiespeichersystems erforderlich. Beispielsweise war der Platzbedarf des Wechselrichters größer, so dass dieser nun außerhalb des Schaltschranks positioniert werden musste, was die Verrohrung und die Position der Leistungseinheit, sowie die Lastverteilung auf der Tankdeckplatte des VRFB-Systems änderte. Weiter war die Ansteuerung des Wechselrichters durch das Batteriemanagementsystem (BMS) des VRFB-Systems neu zu entwickeln. Dabei bedurfte es mehrerer Iterationen, bis alle Komponenten des VRFB-Systems wie Wechselrichter, BMS, Leistungseinheit, Pumpen und Sensorik fehlerfrei zusammenwirken konnten.

Neben der Umstellung auf einen dreiphasigen Wechselrichter mit den umfangreichen Änderungen am Energiespeichersystem verzögerten Lieferschwierigkeiten von Baugruppen, die von Zulieferern gefertigt wurden, die Endmontage und die Auslieferung des VRFB-Systems. Schließlich erfolgte die Lieferung und Inbetriebnahme der VRFB im Batteriegebäude in der Wistung im April 2018 (siehe Bild 10)



Bild 10: Lieferung und Inbetriebnahme der VRFB durch die Firma SCHMID

Vor diesem Hintergrund ist die verzögerte Auslieferung, die im späteren Verlauf des Projekts eine kostenneutrale Projektverlängerung um sieben Monate nach sich zog, nicht nur negativ zu sehen, da

während der Verzögerung durch zunehmende Betriebserfahrung an anderen Pilotprojekten das Verständnis wuchs, wie ein solches System zuverlässig betrieben werden kann. Von dieser Betriebserfahrung hat das Hybrid-Optimal-System direkt profitiert. Es wurde der neuste Entwicklungsstand ausgeliefert.

Das Projekt Hybrid-Optimal hat daher unmittelbar dazu beigetragen, die technologische Reife der in Baden-Württemberg entwickelten und produzierten VRFB zu erhöhen.

Die Inbetriebnahme im April 2018 umfasste den Transport, die Positionierung und Elektrolytbefüllung vor Ort und die elektrotechnische Installation. Alle notwendigen Funktionstests konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Weitere Schritte in den kommenden Wochen waren die Konditionierung des VRFB-Systems, wobei der Elektrolyt vom vollständig durchmischten Zustand aus initial geladen wird, die Installation der Abluftleitung und der Anschluss an die SPS der Batteriestation.

Im Juli 2018 erfolgte die Einrichtung der Fernwartung des VRFB Systems über Teamviewer. Zu lösende Probleme waren die Datenübertragung, die Zugangsberechtigungen und die Behebung von Verbindungsproblemen, die durch die Steuerungsplatine des VRFB Systems verursacht wurden.

Im August 2018 wurde die Steuerungsplatine des VRFB Systems durch die der neuesten Generation ersetzt. Dies behebt das bisher vorhandene Problem, dass die alte Platine es nicht erlaubte, das VRFB System stromlos zu schalten, was allerdings durch eine übergeordnete Ansteuerung durch das EMS der Batteriestation notwendig ist. Weiter wurde aufgrund einer Störungsmeldung der Gassensor neu verkabelt.

Ab September 2018 war das VRFB-System voll einsatzbereit, so dass mit dem Betrieb begonnen werden konnte.

7. Arbeitspaket 7 – Errichtung und Inbetriebnahme des Quartierspeichers

Im Laufe des Projektes wurde am Batteriestandort nahe der Autobahn ein Batteriegebäude in die existierende Niederspannungs-Versorgungsleitung der Witstung eingeschleift (siehe Bild 11).

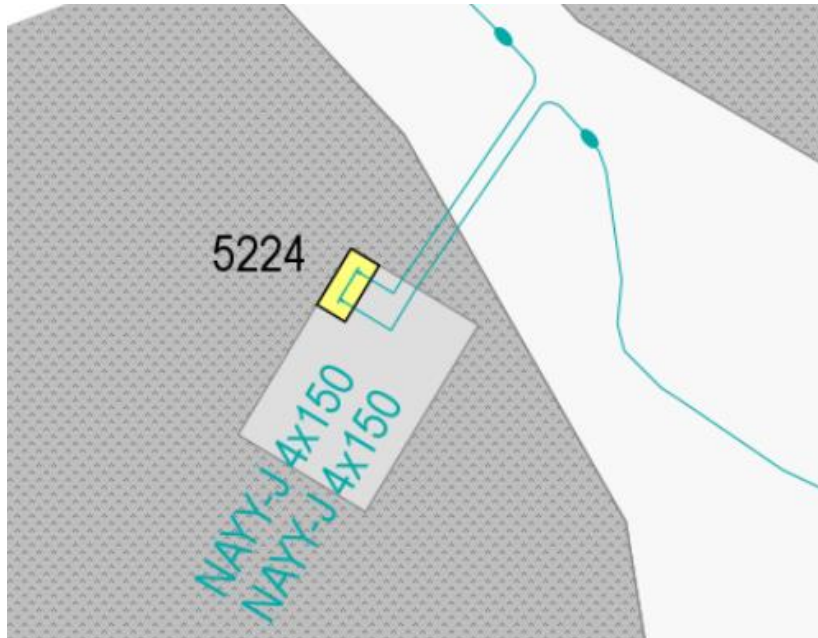


Bild 11: Einschleifung und Kabelführung des Batteriegebäudes

Hierzu wurde das bestehende NAYY-Kabel aufgetrennt und in das Stationsgebäude verlängert. Die Zuleitung von der Trafostation und die Ortsnetzleitung Richtung Witstung sind dabei auf gemeinsame Sammelschienen aufgelegt, die Batterien selbst sind parallel zum Netz angeschlossen. Dadurch ist die Versorgung der Witstung – unabhängig vom Zustand der Batterien – zu jedem Zeitpunkt gesichert. Im Batteriegebäude wurde zudem die Mess- und Steuertechnik in einem eigenen Schaltschrank eingebaut und mit der Sensorik und den Batterien verbunden.



Bild 12: Batteriestation In der Witstung

Außerdem wurden die Haushalte in der Witstung mit Smart Metern ausgestattet, aufgrund der schlechten Mobilfunkabdeckung in der Witstung und der zusätzlichen Empfangsverschlechterung bei den Zählerplätzen in den Kellern der Haushalte war es jedoch nicht möglich, die Smart Meter an die Zählerfernauslesung der Stadtwerke Bühl und von dort an das EMS anzubinden. Die alternativ geplante Anbindung der Smart Meter über das Glasfaser-Datennetz konnte ebenfalls nicht realisiert werden, da der Anschlusspunkt der Witstung im Ortsteil Weitenung frühestens Ende 2019 an das Backbone-Breitbandnetz angeschlossen wird. Da sich eine Anbindung der einzelnen Haushaltslasten nicht realisieren ließ, wurde als Grundlage für die Batteriesteuerung die Summenlast in der Leitung zwischen Ortsnetztrafo und Witstung am Batteriestandort genutzt.

Die geplante Anbindung der Batteriesteuerung über das Leitsystem der Stadtwerke Bühl an das EMS konnte ebenfalls nicht realisiert werden, da an das Leitsystem und dessen Anbindung an Fremdsysteme sehr hohe Anforderung der IT-Sicherheit gestellt werden. Diese folgen aus dem Informationssicherheits-Managementsystem der Stadtwerke Bühl, welches sich wiederum aus der ISO 27001-Zertifizierung der Stadtwerke ergibt. Um hier durch das Projekt keine Sicherheitslücken entstehen zu lassen (insbesondere aufgrund der Fahrplanvorgabe durch das EMS) wurde mit der SPS eine direkte Anbindung der BMS an das EMS geschaffen. Aufgrund der Komplexität der Optimierung musste das EMS um eine maßgeschneiderte Lösung des Herstellers erweitert werden und war leider bis zum Projektende nicht lauffähig (siehe Arbeitspaket 5).



Bild 13: Blick in den Batterieraum

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde weiterhin am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik des Karlsruher Instituts für Technologie ein dreiphasiger Zustandsschätzer aufgebaut. Der Algorithmus basiert auf (Hubschneider, 2015).

Ursprünglich war geplant, dass zur Zustandsschätzung Daten der in den Haushalten verbauten Smart-Meter verwendet werden. Da die Einbindung dieser Daten jedoch nicht möglich war, konnte die Zustandsschätzung für das Projekt nicht verwendet werden. Allerdings wurde simulativ getestet, ob der Zustandsschätzer einsatzfähig wäre. Dazu wurden durch das Gesamtmodell der Energiezelle Profile für sämtliche Spannungen und Leistungen im betrachteten Netzabschnitt berechnet. Teile dieser Pro-

file wurden dann an den Zustandsschätzer übergeben, welcher dann für die fehlenden Punkte die Spannungen und Leistungen abschätzt. Die geschätzten Resultate werden dann mit den berechneten Profilen verglichen.

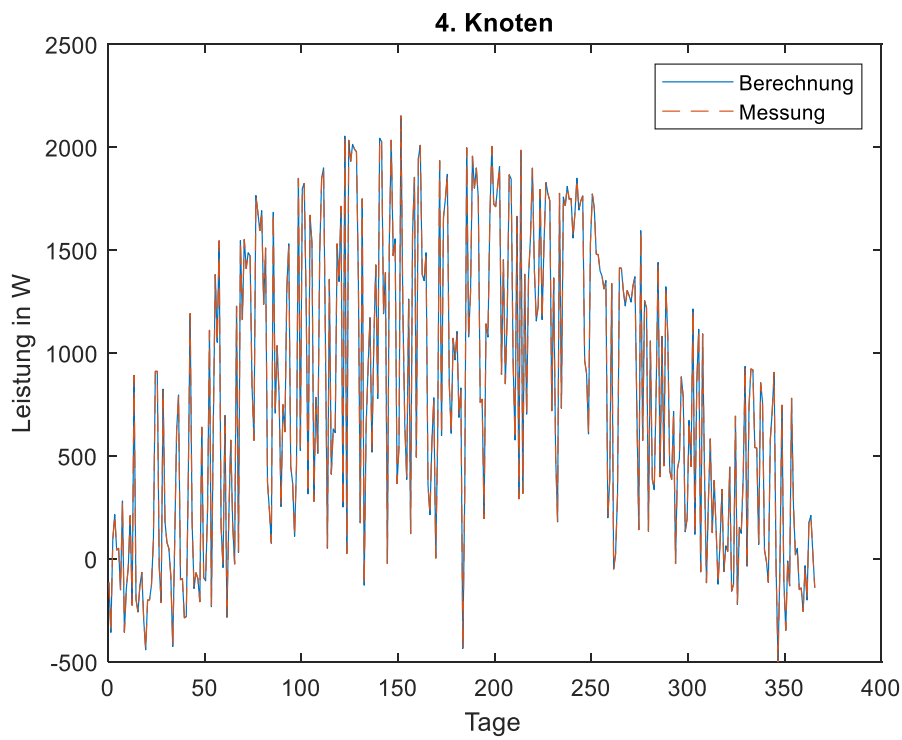


Bild 14: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

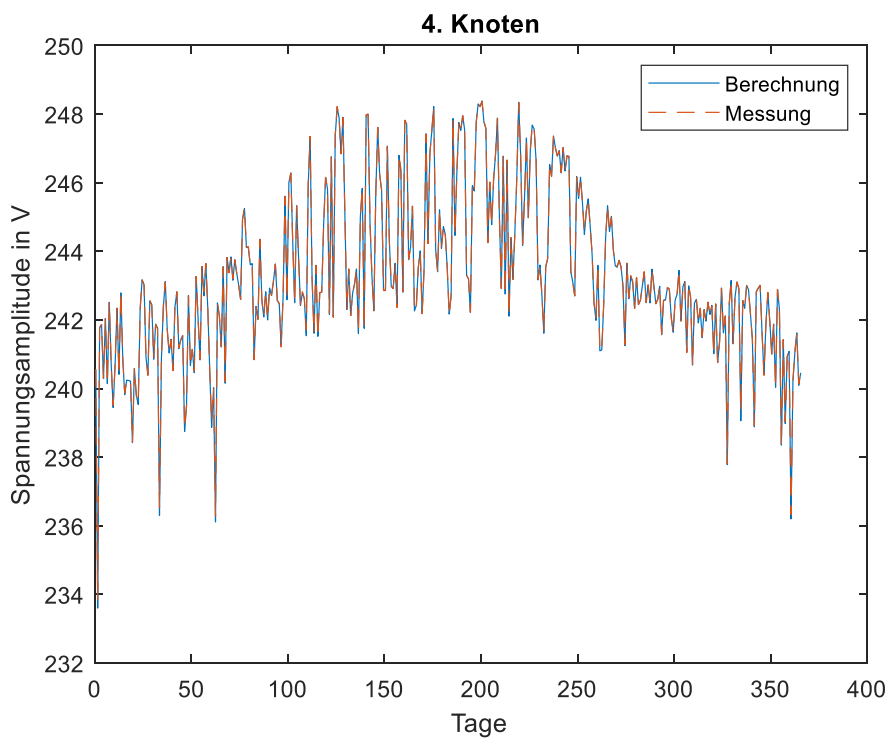


Bild 15: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

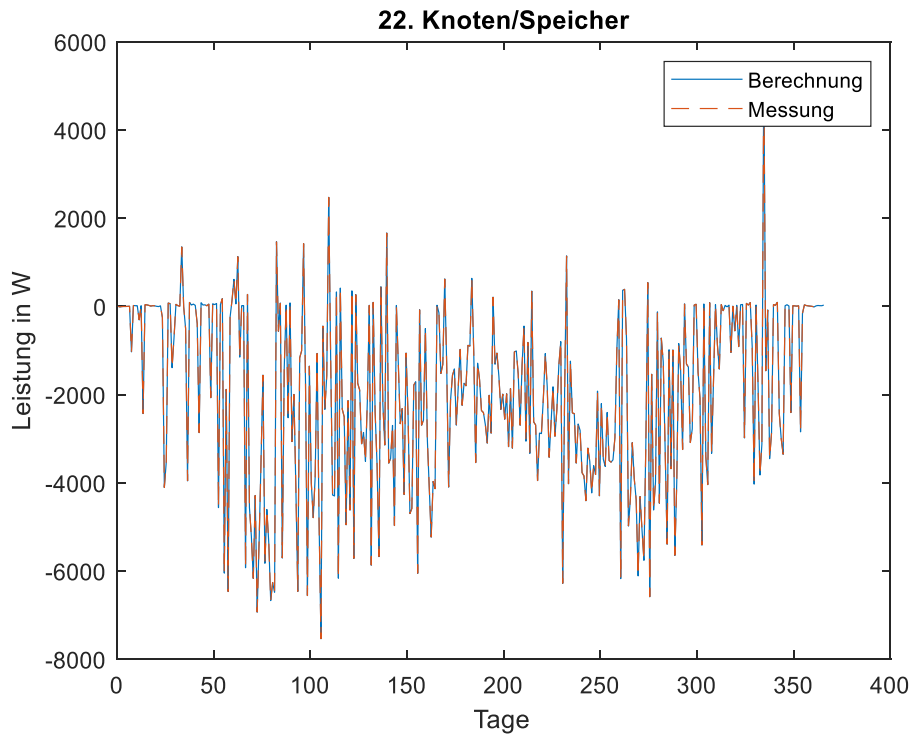


Bild 16: Leistungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)

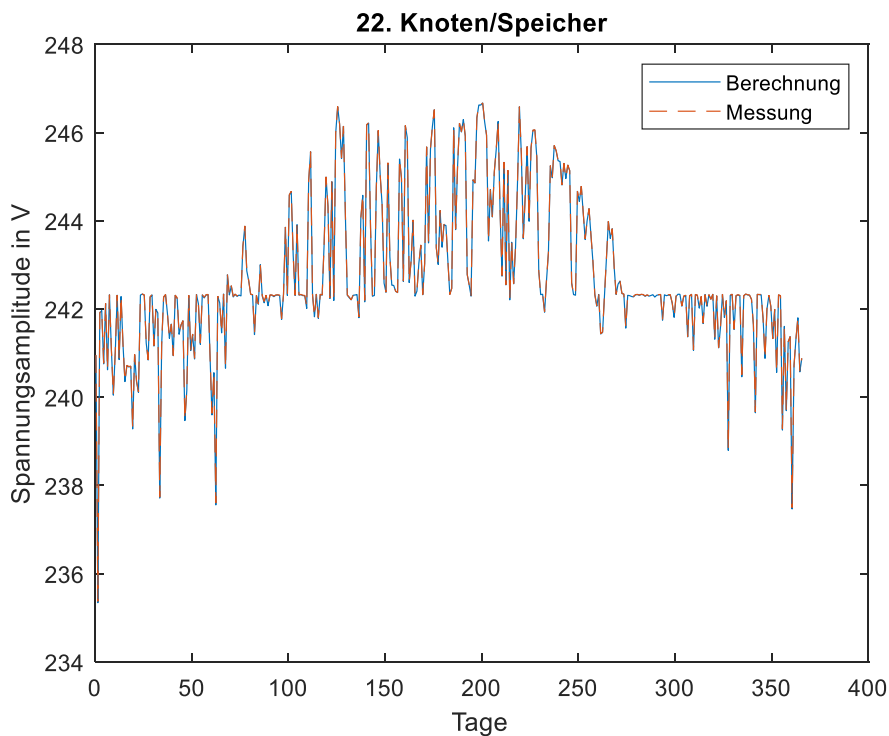


Bild 17: Spannungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)

Das Ziel ist es prinzipiell mit möglichst wenigen Messgeräten auszukommen.

In Bild 14 und Bild 15 sind die Ergebnisse für Knoten 4 und in Bild 16 und Bild 17 an Knoten 22 (Speicher) zu sehen, wenn zur Schätzung als Eingangsdaten die Daten von Knoten 4 und am Speicher verwendet werden. Knoten 4 ist ein Haushalt der Energiezelle mit PV-Anlage. Wie zu erwarten stimmen die Ergebnisse sehr gut.

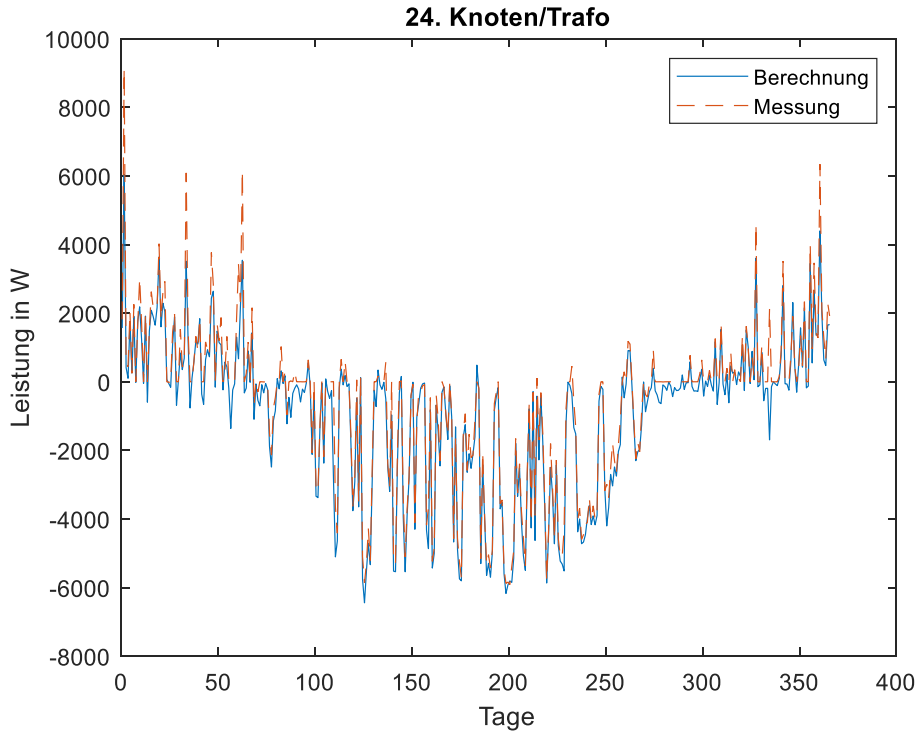


Bild 18: Leistungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)

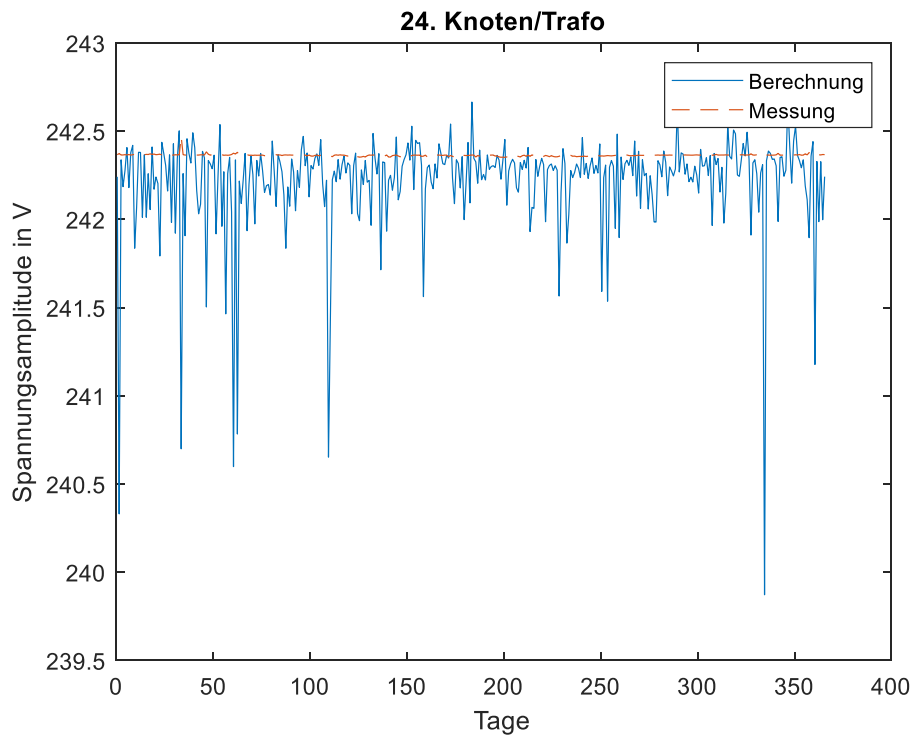


Bild 19: Spannungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)

Für Knoten 24 (Niederspannungsseite des MS/NS-Trafos) ergeben sich allerdings deutliche Abweichungen.

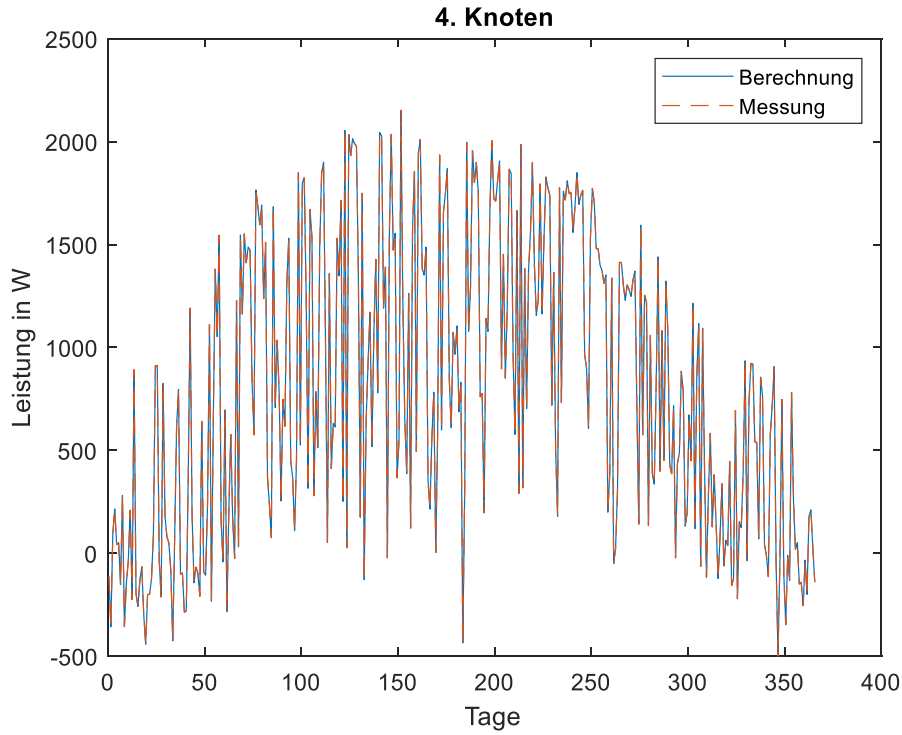


Bild 20: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

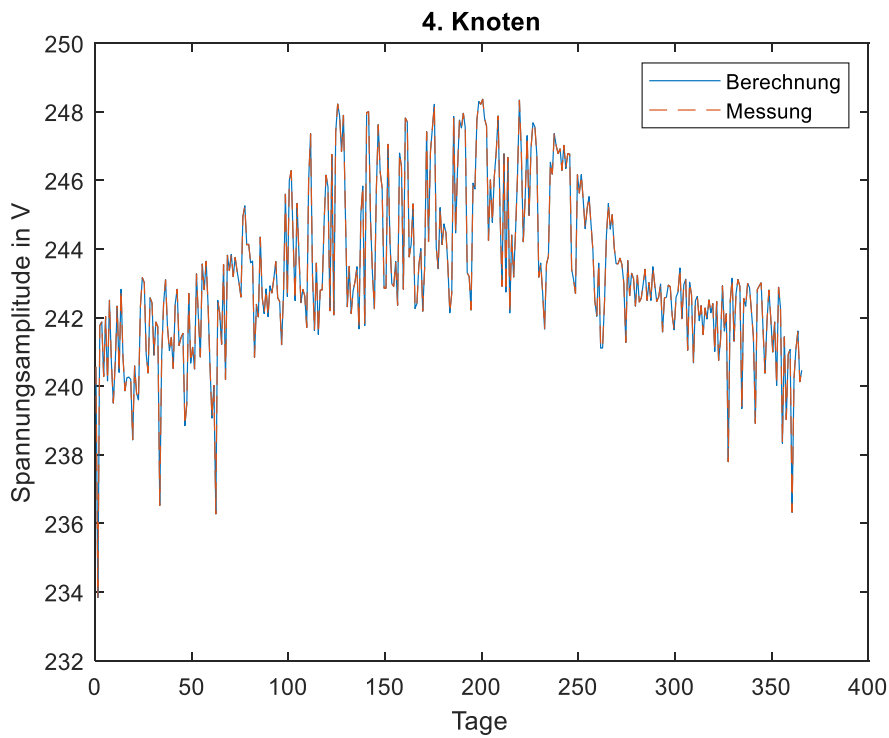


Bild 21: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

Durch die Ergänzung eines weiteren Messgeräts an Knoten 24, verbessern sich auch dort die Resultate deutlich (siehe Bild 20, Bild 21, Bild 22, Bild 23, Bild 24 und Bild 25).

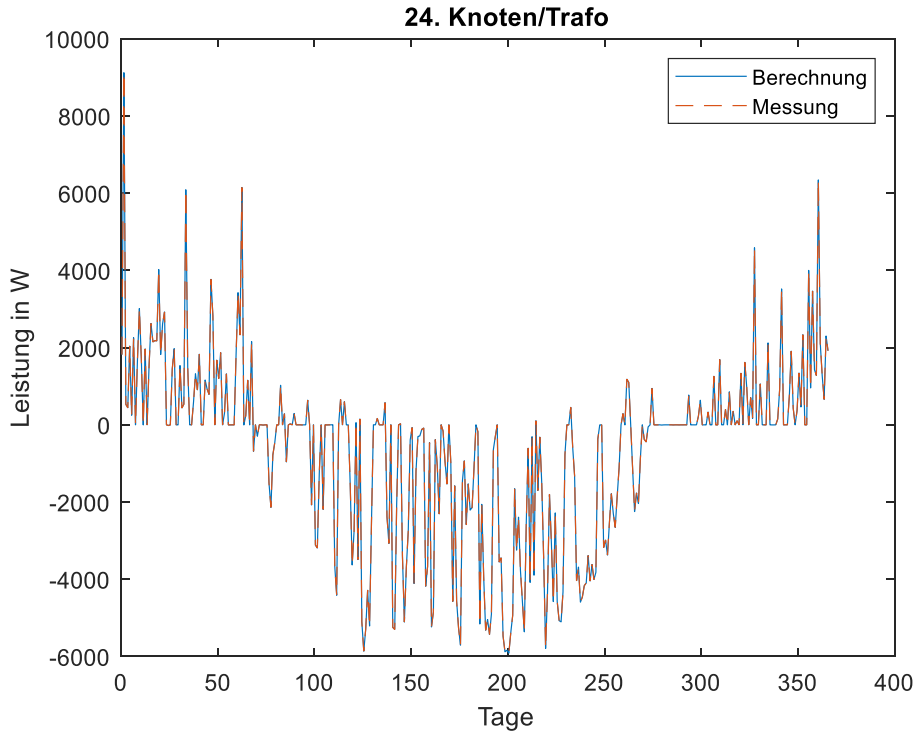


Bild 22: Leistungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)

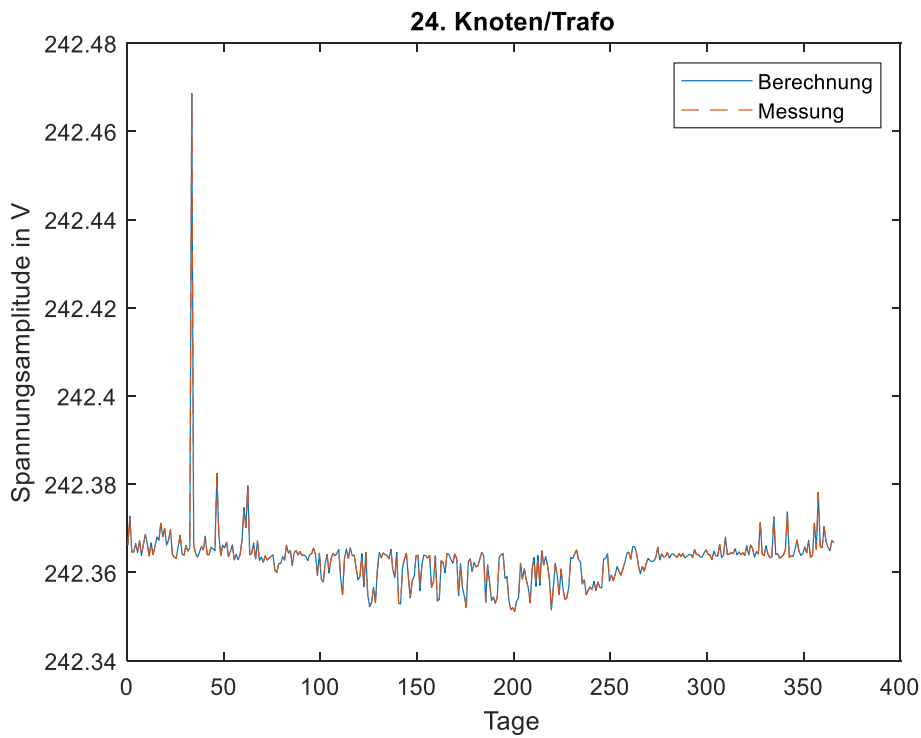


Bild 23: Spannungsverlauf an Knoten 24 (Trafo)

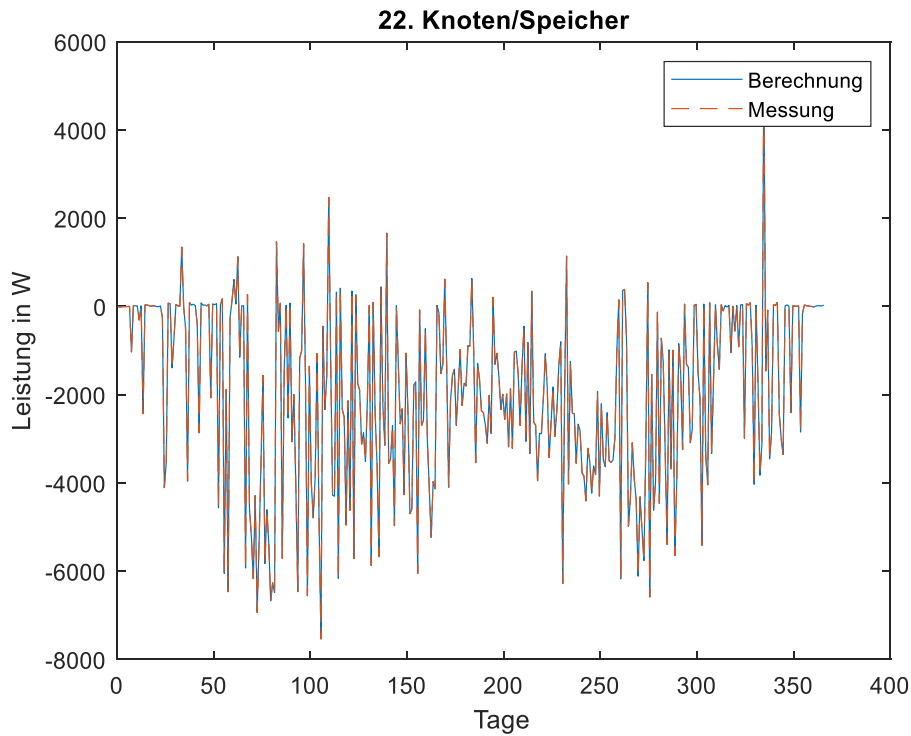


Bild 24: Leistungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)

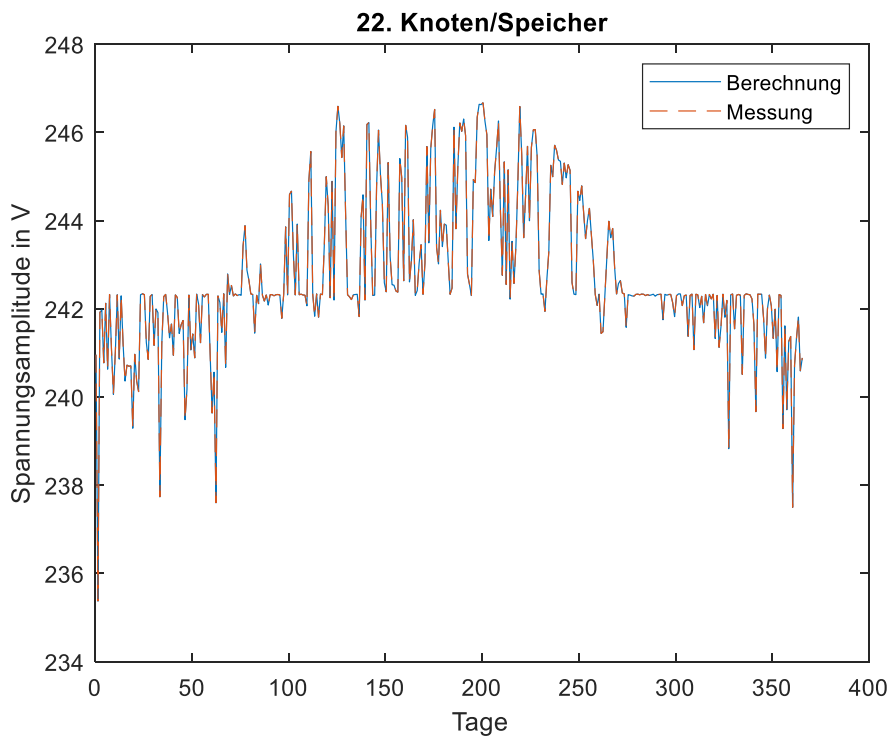


Bild 25: Spannungsverlauf an Knoten 22 (Speicher)

Aufgrund der räumlichen Nähe der Haushalte in der Energiezelle ist dort eine Messung (bei den vorherigen Berechnungen an Knoten 4) ausreichend. Um das zu zeigen, wurde im Folgenden angenommen, dass an Knoten 9 (weiterer Haushalt), 22 (Speicher), 24 (Transformator) ein Messgerät installiert ist. In Bild 26 und in Bild 27 sind die Ergebnisse für Knoten 4 zu sehen. Dabei stimmen die berechneten Werte sehr gut mit den erzeugten Messwerten überein.

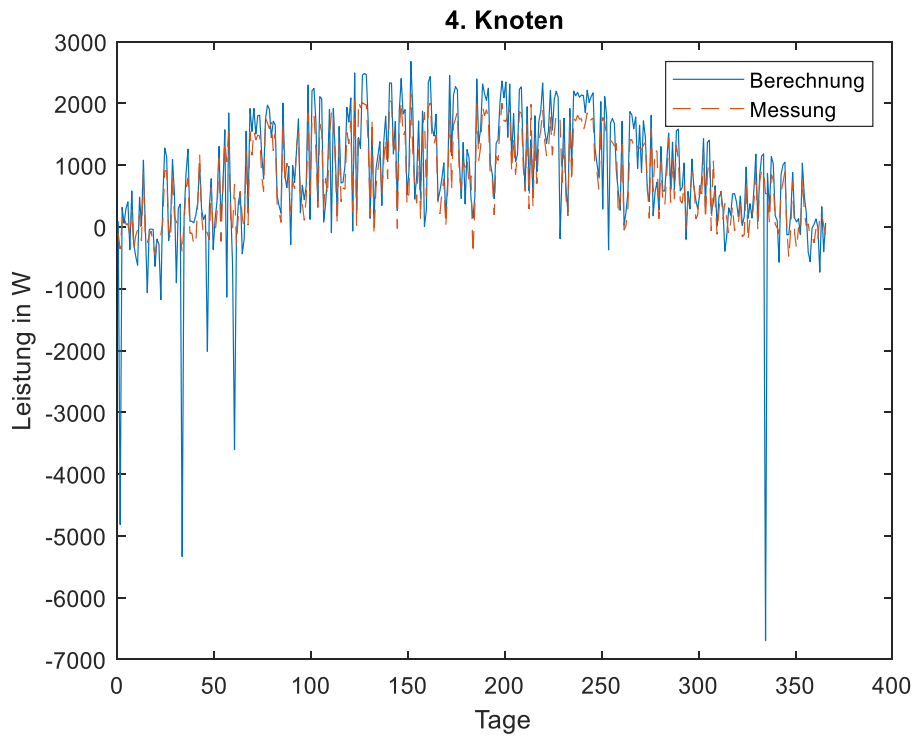


Bild 26: Leistungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

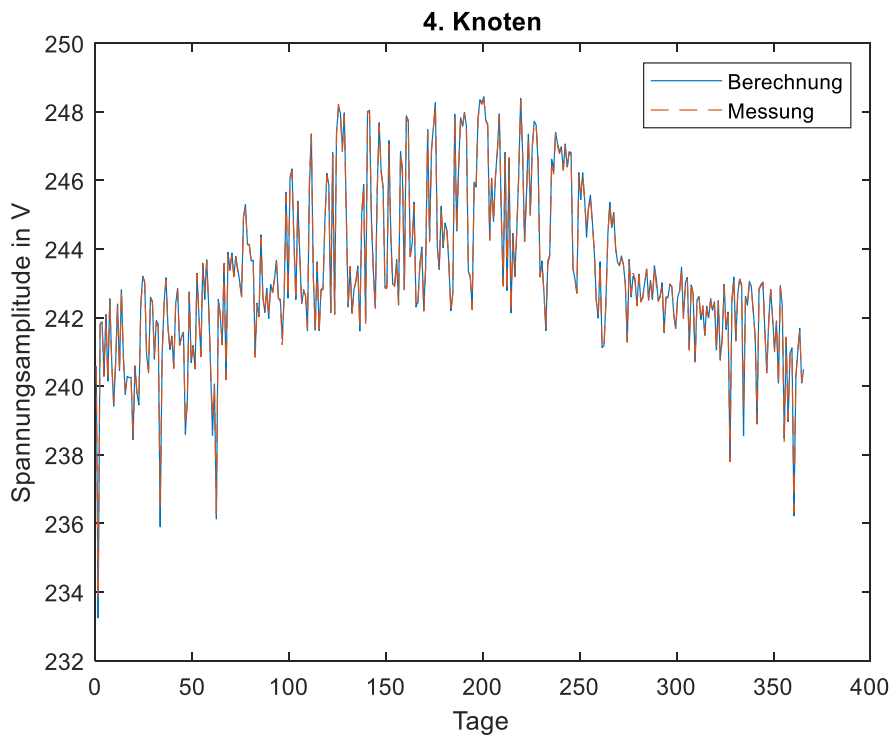


Bild 27: Spannungsverlauf an Knoten 4 (Haushalt)

8. Arbeitspaket 8 – Betrieb und Optimierung

Bestimmung des Wirkungsgrades der VRFB

Im Testbetrieb vor Ort ließ sich durch einen Vollzyklus mit konstanter Lade- und Entladeleistung (s. Bild 28) unter anderem der Wirkungsgrad des VRFB-System bestimmen.

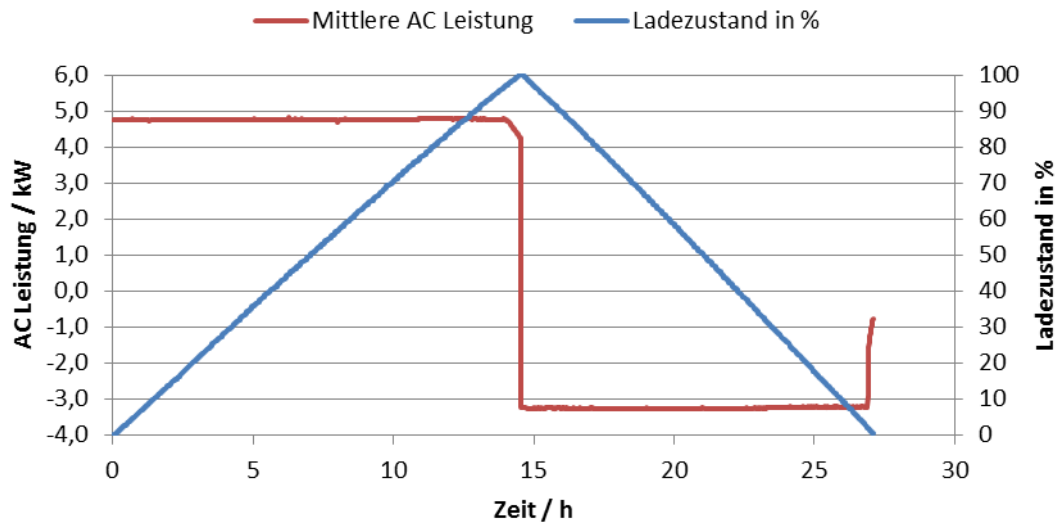


Bild 28 Vollzyklus des VRFB-Systems

Aus Bild 28 ist ersichtlich, dass zum Laden über einen längeren Zeitraum mehr Leistung anliegt als beim Entladen. Dies liegt daran, dass Energieverluste bei der Umwandlung von Wechsel- zu Gleichstrom, durch den Betrieb der Pumpen und des BMS sowie durch den Innenwiderstand der Leistungseinheit sowohl beim Laden als auch Entladen auftreten. Der Wirkungsgrad (round trip efficiency) beträgt im oben gezeigten Beispiel (Bild 28) 59,2 %. Dies ist etwas geringer als bei der Verwendung eines einphasigen Wechselrichters, bei dem der Wirkungsgrad bei einem vergleichbaren Vollzyklus bei ca. 63% liegt. Ein Grund ist, dass der hier verbaute dreiphasige Wechselrichter ein 18 kW-Wechselrichter mit 3 DC-Einheiten á 6 kW ist. Davon wird nur eine DC-Einheit genutzt. Der Teillastbetrieb der 18 kW-AC-Einheit verringert den Wirkungsgrad. Eine Systemerweiterung auf 15 kW würde den dreiphasigen Wechselrichter besser ausnutzen.

Aufbau der Steuerung und Optimierungen im Betrieb

Nach dem Abschluss der Installation, Errichtung und Inbetriebnahme der verschiedenen Komponenten ging die Energiezelle Hybrid-Optimal im November 2018 in den Testbetrieb über. Aufgrund der in den vorhergehenden Arbeitspaketen geschilderten Umstände wurde das System dabei ohne die Anbindung an das EMS der Stadtwerke betrieben, sondern lediglich mit der Vor-Ort-Steuerung auf der Beckhoff-SPS.

Dieser Optimierungsalgorithmus basiert im Wesentlichen auf den im Batteriegebäude gemessenen Leistungsflüssen durch und über das Ortsnetz. Sowohl in der Zuleitung des Batteriegebäudes aus Richtung der Trafostation als auch im Abgangskabel, über welches die Wistung versorgt wird, wurden Kabelumbau- und Spannungswandler installiert. Deren sekundärseitigen Werte wurden auf den analogen Eingängen der SPS aufgelegt, wodurch in der SPS phasenscharf und live die aktuell fließenden Leistungen vorliegen. Zusätzlich werden über die Modbus-Schnittstellen sekundlich die Werte der Batterien aus dem BMS abgerufen und liegen ebenfalls in der SPS vor.

Der hinterlegte Algorithmus errechnet in 10ms-Intervallen aus dem Leistungsfluss der Wistung die notwendigen Ein- und Ausspeicherleistungen für die Batterien, um den Leistungsaustausch auf der

Zuleitung vom Trafo zu minimieren. In Zeiten einer Rückspeisung aus der Witstung wird den Batterien eine entsprechende Ladeleistung vorgegeben, um diese Energiemengen zu speichern, bei einem Leistungsbezug der Witstung werden Entladeleistungen vorgegeben, um den Bedarf aus der vorher eingespeicherten Energie zu decken. Der Betriebsalgorithmus wurde simulativ getestet in (Eicher, 2018).

Noch vor Beginn des Testbetriebes stellte sich heraus, dass eine zuerst geplante einphasige Steuerung (also dieselben Lade- und Entladeleistungen für alle drei Phasen) aufgrund der vorhandenen Unsymmetrie der einzelnen Phasen nicht zielführend ist. Insbesondere in den Morgen- und Abendstunden, in denen die PV-Anlagen nicht mehr die volle Leistung bringen und in den sonnenarmen Monaten tritt regelmäßig der Effekt auf, dass ein oder zwei Phasen Energie Richtung Trafo zurückspeisen, während auf der dritten Phase noch ein Energiebezug der Siedlung in die andere Richtung vorhanden ist. Aus diesem Grund wurde der Algorithmus dreiphasig aufgebaut und die Leistungsberechnung für jede Phase einzeln vorgenommen.

Im hybriden Batteriesystem ist die VRFB mit ihrer geringeren Leistung und ihrer großen Kapazität eher eine „Grundlast“-Batterie, welche über viele Stunden mit ihrer maximalen Lade- bzw. Entladeleistung betrieben werden kann, während die LIB eher als „Spitzenlast“-Batterie fungiert, welche sich durch größere Leistungen auszeichnet, welche allerdings nur deutlich kürzer abgerufen werden können, bevor die Batteriekapazität an ihre Grenzen stößt. Zusätzlich ist die LIB etwas flexibler was Leistungssprünge angeht als die VRFB, welche je nach dem noch die Pumpenleistung anpassen muss.

Entsprechend wurde die Steuerung aufgebaut. Die VRFB übernimmt die Grundlast und wird mit einer einphasigen Leistungsvorgabe (also einer gleichmäßigen Ladeleistung auf allen drei Phasen) betrieben. Dabei soll die Lade- und Entladeleistung so wenig als möglich variieren. Die LIB hingegen fängt die über die Grundlast hinausgehenden Leistungsspitzen auf und übernimmt zudem durch eine explizit dreiphasige Leistungsvorgabe die Symmetrierung der drei Phasen. Liegt z.B. auf allen drei Phasen ein Leistungsfluss von der Witstung in Richtung Trafo vor mit 10kW auf L1, 8kW auf L2 und 1,5kW auf L3, so ergibt sich aus der „schwächsten“ Phase L3 für die VRFB eine einphasige Ladeleistung von 4,5kW (was einer Leistung von 1,5kW pro Phase entspricht) und für die LIB eine Ladeleistung von 0kW auf L3, 6,5kW auf L2 und 8,5kW auf L1 (in Summe also 15kW). Die Leistungsvorgaben werden entsprechend diesem Beispiel für jedes 10ms-Intervall in der SPS ermittelt.

Vor der Übergabe der Leistungsvorgaben an die einzelnen Batterien werden verschiedene Randbedingungen überprüft. So wird die Leistungsvorgabe z.B. mit der maximalen Lade-/Entladeleistung der Batterien verglichen und im Zweifelsfall auf diesen Maximalwert reduziert, oder es wird überprüft, ob die Differenz zum letzten Leistungswert geringer ist, als die maximale Leistungsänderung der Batterie. Zudem wird der Ladezustand der Batterie vor Übermittlung der Leistungsvorgabe überprüft. Überschreitet der SOC die festgelegten Grenzen der maximalen Entladetiefe bzw. Ladehöhe, wird die Leistungsvorgabe ebenfalls reduziert.

Im laufenden Testbetrieb wurde die Batteriesteuerung immer wieder angepasst und optimiert. So wurde zum Beispiel im Testbetrieb festgestellt, dass die Steuerung in den Randzeiten am Morgen und Abend die Situation erzeugt, dass die LIB auf zwei Phasen laden und auf einer Phase entladen soll, oder dass die VRFB lädt und die LIB entlädt. Um diesem Problem zu beheben wurde eine Funktion implementiert, welche in solchen Fällen die Energierichtung der Leistungsvorgabe korrigiert und nur die Ladeleistungen der einzelnen Phasen oder Batterien weitergibt, während die Entladeleistungen auf null gesetzt werden.

Außerdem wurde festgestellt, dass die Batterien durch die ständige Kommunikation mit der SPS auch im Leerlauf (also ohne zu laden oder zu entladen) einen kontinuierlichen Energieverbrauch haben. Während dies bei einem hohen SOC keine Probleme verursacht, gingen die Batterien zu Beginn des Testbetriebs manchmal in die Tiefenentladung. Die SPS hatte zwar durch die SOC-Kontrolle die Leistungsvorgabe zum Entladen auf null gesetzt, durch den Eigenbedarf der Batterie sank der SOC jedoch

langsam aber stetig weiter, bevor das BMS zum Selbstschutz das System komplett abschaltet (was einen händischen Neustart im Batteriegebäude notwendig macht). Aus diesem Grund wurde die Steuerung um eine automatisierte Abschaltung der Batterien erweitert, welche ab einem gewissen SOC (der unter der Grenze zum Entladestopp liegt) die Batterie über die Modbus-Schnittstelle in den Standby-Modus schaltet. In diesem sinkt der Eigenbedarf auf nahe Null, jedoch ist ein Start der Batterie über die Modbus-Schnittstelle in diesem Modus möglich. Um die Batterien morgens automatisiert wieder einzuschalten wurde zudem eine „Sonnenaufgangsfunktion“ eingeführt, welche die Batterien wieder einschaltet, wenn über eine Minute hinweg eine konstante Rückspeisung aus der Witstung erfolgt.

Als drittes Optimierungsbeispiel sei die Berücksichtigung des Eigenverbrauches des Gebäudes genannt. Bei einer der Messreihen fiel auf, dass trotz der Minimierung der Leistungsflüsse Richtung Trafo ein gewisser Offset an Leistungsbezug bzw. -rückspeisung weiterhin gemessen wurde, der aus dem Eigenverbrauch des Batteriegebäudes resultierte. Die SPS-Steuerung und die Nebenverbraucher (Klimagerät, Pumpen der VRFB, Stromzähler, usw.) sind auf der Sammelschiene zwischen den beiden Messungen für die SPS angeschlossen, weshalb sie bei einer Steuerung nach dem Leistungsfluss im Kabelabgang zur Witstung nicht berücksichtigt waren. Daher wurde die Berechnung der Leistungsvorgabe um einen entsprechenden Offset auf den jeweiligen Phasen ergänzt.

Messergebnisse des Testbetriebs

Im Frühjahr 2019 wurde der Batteriespeicher inklusive der verwendeten Algorithmen getestet. Um die grundlegende Funktion des Batteriespeichers zu testen, wurde der Batteriespeicher zuerst manuell angesteuert. Ziel war es innerhalb kurzer Zeit die Ladeleistung des Batteriespeichers stark zu variieren. Somit kann angenommen werden, dass innerhalb des Testbetriebs keine signifikanten Laständerungen im Niederspannungsnetz aufgetreten sind und alle Änderungen durch den Betrieb des Batteriespeichers entstanden sind. In Bild 29 ist der Leistungsverlauf am Batteriespeicher dargestellt. Zu Beginn wird das System mit voller Ladeleistung geladen. Nach 30 Sekunden wird dann innerhalb von 20 Sekunden die Leistung auf Entladen mit maximaler Ladeleistung geändert. Nach circa 2 Minuten wird dann die Leistungsflussrichtung wieder geändert.

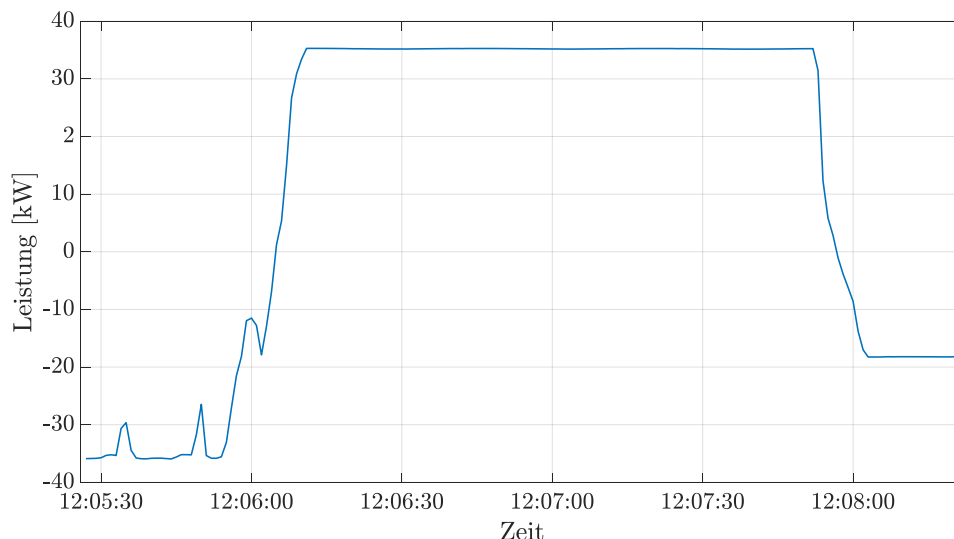


Bild 29: Gesamtleistung des Batteriespeichers

Wie in Bild 30 zu erkennen ist, haben diese Änderungen deutliche Auswirkungen auf die Spannungen in der Siedlung „In der Witstung“. Die Spannungsdifferenzen zwischen den jeweiligen Betriebsmodi betragen circa 17 V. Das ist mehr als 4 % der Nennspannung und somit eine signifikante Beeinflussung der Verhältnisse. Dieses Szenario entspricht der maximal möglichen Beeinflussung der Spannung im betrachteten Netzgebiet durch den Batteriespeicher.

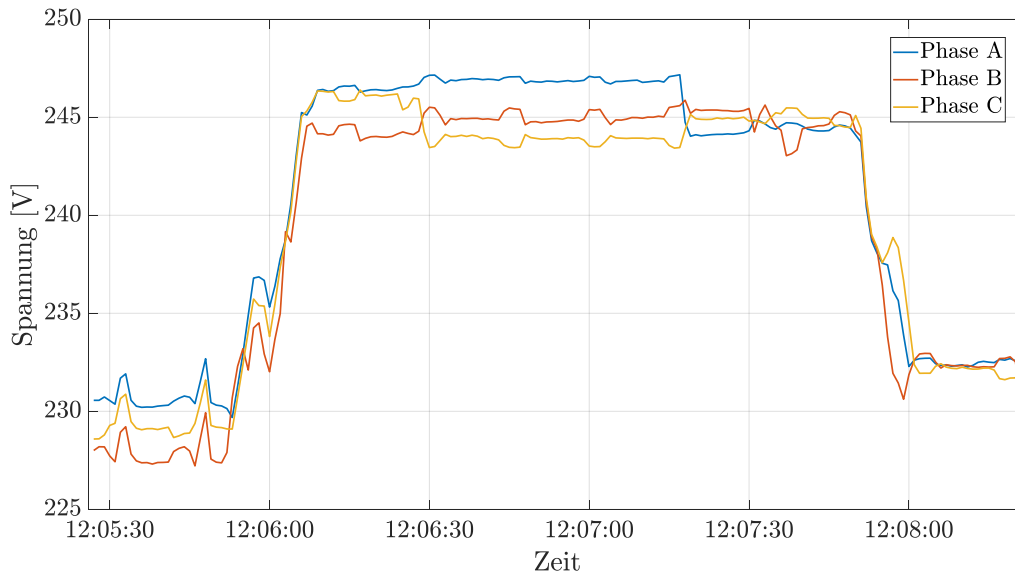


Bild 30: Spannung in der Siedlung "In der Witstung"

Im weiteren Verlauf des Testzeitraums wurde dann die automatisierte Steuerung des Batteriespeichers verwendet. Um die Auswirkungen verifizieren zu können, wurden schon vor dem Testzeitraum die Leistungsflüsse im Projektgebiet sowie die Spannungen gemessen. In Bild 31 und Bild 32 sind die Messergebnisse für einen repräsentativen Tag dargestellt. Ziel des Projektes ist es insbesondere hohe Spannungen in der Siedlung „In der Witstung“, also negative Spannungsdifferenzen in Bild 32 zu vermeiden. Diese treten hauptsächlich zur Mittagszeit auf, wenn die PV-Einspeisung am höchsten ist. Der Vergleich von Bild 31 und Bild 32 zeigt, dass die Spannungsdifferenzen nahezu proportional zu den Leistungsflüssen von der Transformatorstation zu der Siedlung „In der Witstung“ sind. Also muss der Batteriespeicher hohe Leistungsflüsse aus der Siedlung in Richtung Transformator vermeiden.

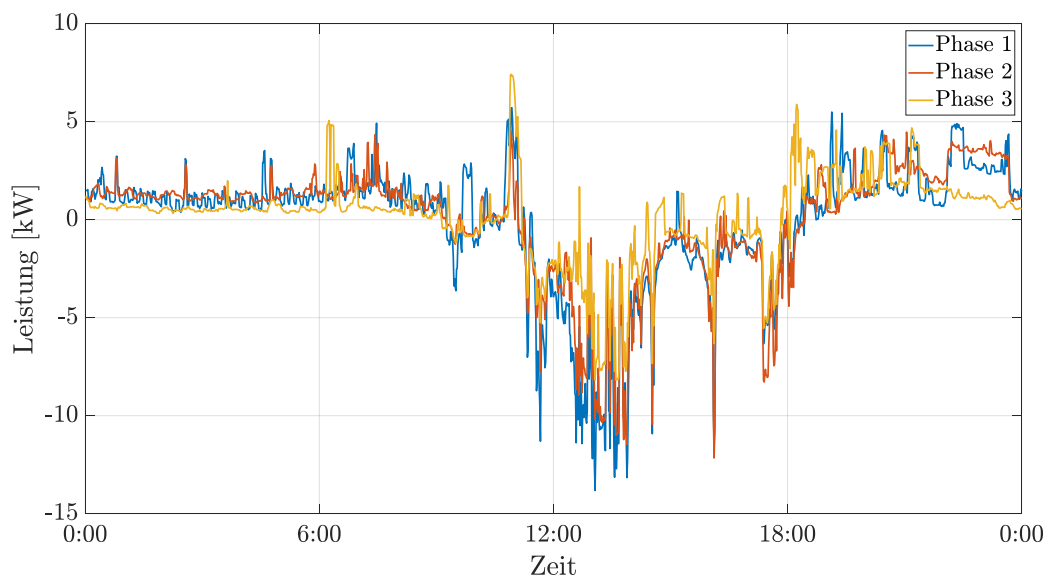


Bild 31: Leistungsfluss an der Transformatorstation

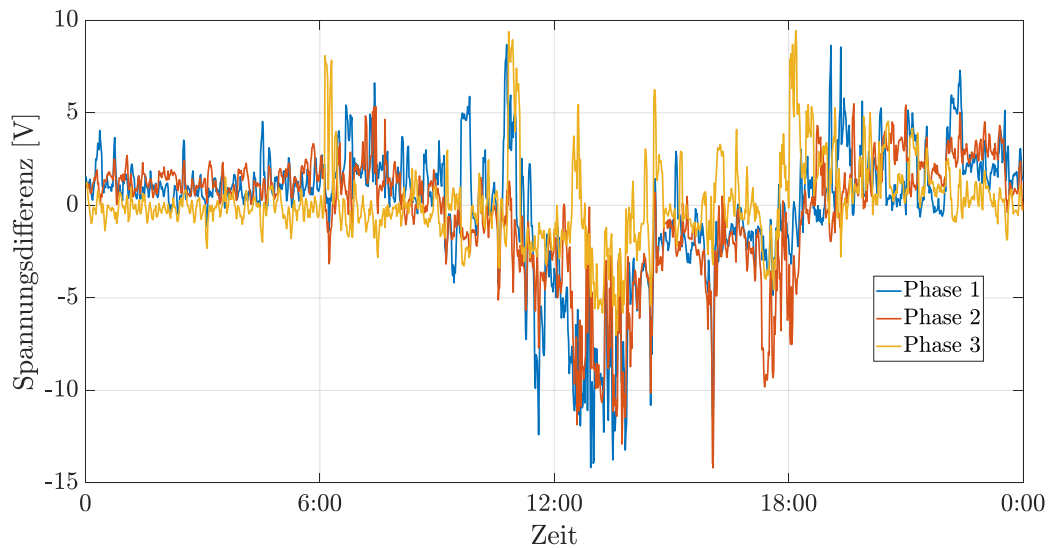


Bild 32: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und der Siedlung "In der Witstung"

In Bild 33 und Bild 34 sind nun die Messergebnisse für einen Tag während des Testzeitraumes des Batteriespeichers dargestellt. Wie in Bild 33 ersichtlich, finden an diesem Tag keine hohen negativen Leistungsflüsse am Transformator statt. Diese werden vom Batteriespeicher durch Energieaufnahmen verhindert. In der Nacht entlädt sich der Batteriespeicher dann wieder um den Bedarf der Haushalte in der Siedlung zu decken.

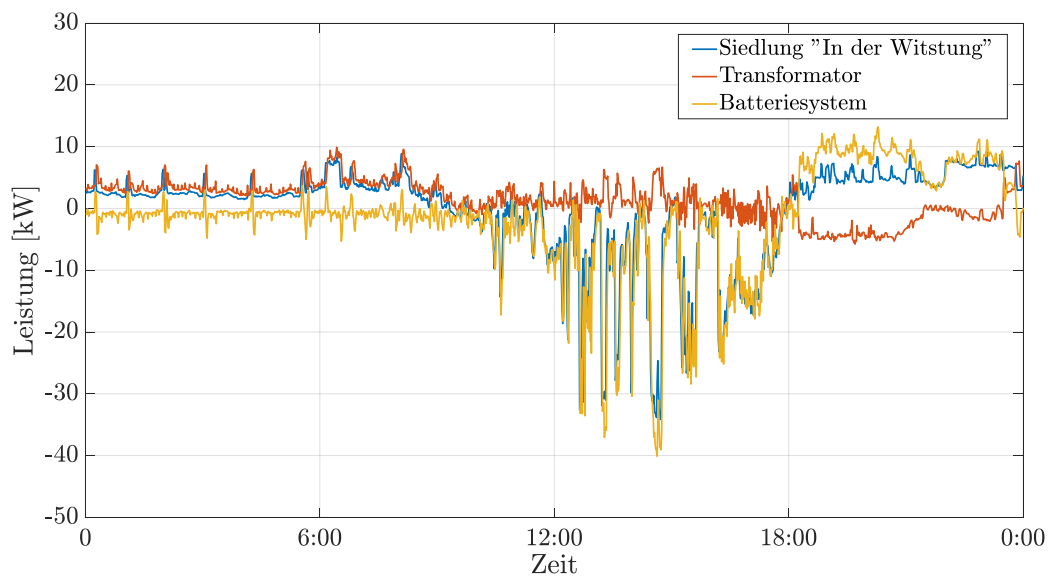


Bild 33: Leistungsflüsse im betrachteten Netzgebiet

Das führt zu einer sichtbaren Verringerung der negativen Spannungsdifferenzen und damit von hohen Spannungen im Stromnetz der Siedlung „In der Witstung“ (siehe Bild 34).

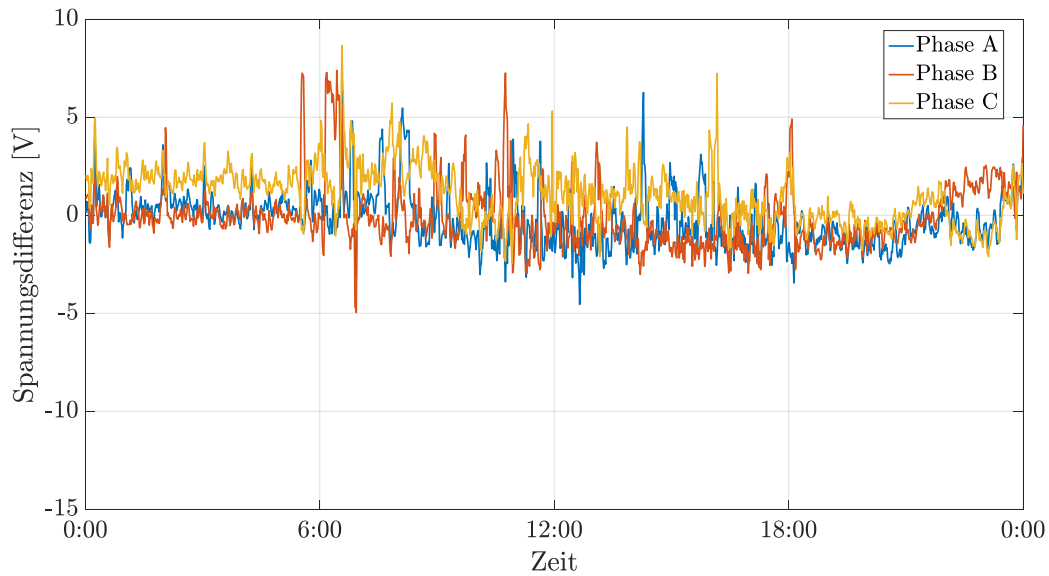


Bild 34: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung "In der Wittung"

Allerdings funktionierte der Speichereinsatz nicht immer so zufriedenstellend wie in Bild 33 und Bild 34. In Bild 31 und Bild 36 sind Messergebnisse für einen weiteren Testtag dargestellt. An diesem funktionierte der Batteriespeicher bis 14:00 Uhr wie gewünscht. Dann war das hybride Speichersystem voll, sodass er nicht weiter geladen werden konnte und die erzeugte PV-Energie von der Siedlung „In der Wittung“ Richtung Ortsnetztransformator transportiert werden musste.

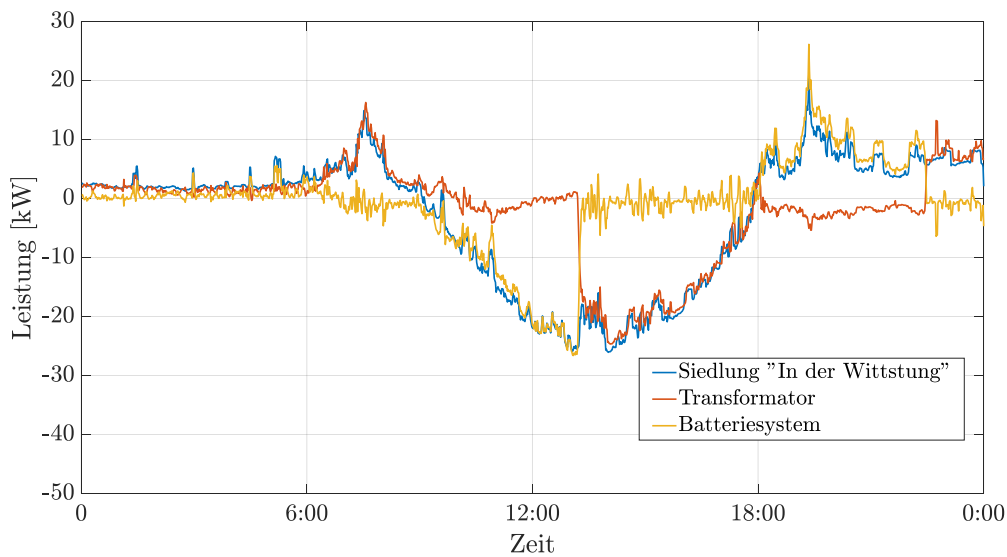


Bild 35: Leistungsflüsse im betrachteten Netzgebiet

Dadurch entstanden negative Spannungsspitzen, welche durch das Batteriespeichersystem nicht verhindert werden konnten (siehe Bild 36).

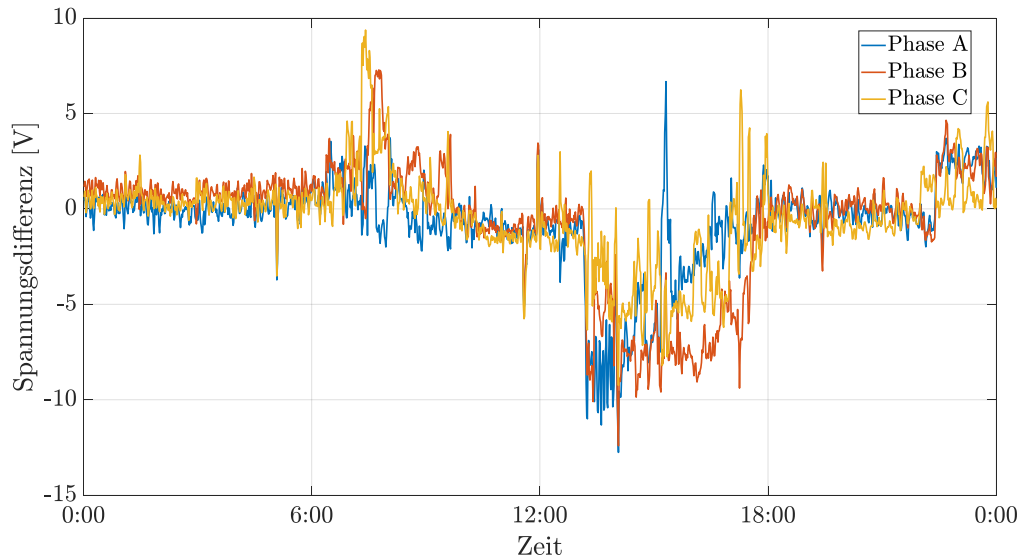


Bild 36: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung "In der Witstung"

Insgesamt funktionierte der Batteriespeicher wie geplant an 17 von 25 Tagen im Testzeitraum. An den verbleibenden Tagen war der Speicher schon zu früh komplett geladen. Der Grund hierfür war, dass der Speicher über Nacht nicht komplett entladen werden konnte, da der Energieverbrauch der Haushalte schlicht zu gering war. Eine Lösungsmöglichkeit wäre eine gezielte Entladung des Speichers nachts, allerdings würde dies die Eigenverbrauchsquote negativ beeinflussen.

Während des Testzeitraums hatte das hybride Batteriespeichersystem einen Wirkungsgrad von 48,0 %. Von 1407,9 kWh eingespeicherter Energie wurden 676.2 kWh wieder ausgespeichert. Das entspricht einer durchschnittlichen Verlustleistung von circa 1,2 kW. Neben den Wirkungsgraden der verwendeten Batteriespeicher tragen hier auch die Energieverbräuche der SPS, sowie der Kommunikations- und Kühleinrichtungen deutlich bei. Das unterstützt wiederum die These das ein einfacheres Gesamtsystem mit einem dann besseren Wirkungsgrad für diesen Anwendungsfall eine effizientere Lösung ist.

9. Arbeitspaket 9 – Auswertung und simulative Studien im Netzgebiet der Stadtwerke Bühl

Eigenverbrauchsquote und –menge

Bei der Berechnung von Eigenverbrauchsquoten (EVQ) lassen sich kaum pauschale Antworten geben, da die tatsächlich erreichbare EVQ stark vom individuellen Nutzungsverhalten der Verbraucher abhängt. Beim Vergleich der EVQ von zwei Haushalten, bei denen in einem mittags jemand zu Hause ist und kocht, während im anderen Haushalt tagsüber niemand zu Hause ist, ergeben sich für beide Haushalte stark unterschiedliche Quoten, da im ersten Haushalt die Erzeugung mittags mit dem Verbrauch zusammenfällt, während im zweiten Haushalt kaum etwas der selbsterzeugten Energie direkt verbraucht werden kann. Um dennoch eine Aussage über die realistisch erreichbaren EVQen treffen zu können, wurden für die Lasten der Haushalte (analog zu Arbeitspaket 3) Lastprofile verwendet, welche mit (Uhrig, 2017) erzeugt wurden. Dabei wurden in verschiedenen Durchläufen jeweils zehn der Haushalte aus einer Profilschar von 1000 Lastprofilen zusammengefasst. Um eine realistische und nicht idealisierte PV-Jahreserzeugung gegenüber stellen zu können, wird auf die in Bühl (Szenario 3) aufgezeichnete Jahreserzeugungskurve 2016 zurückgegriffen.

Zur Berechnung der Eigenverbrauchsquote wird für jede Viertelstunde das Verhältnis von PV-Erzeugung zu Verbrauch betrachtet und die Eigenverbrauchsmenge (EVM) ermittelt. Durch die Division der gesamten EVM eines Haushaltes durch die in der PV-Anlage insgesamt erzeugte Energie, ergibt sich die realistische EVQ. Im Szenario mit Nutzung der Batteriespeicher wird neben Erzeugung und Verbrauch auch der Ladezustand des Batteriesystems berücksichtigt und entsprechend für die folgende Viertelstunde als Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch berechnet. Damit werden die Viertelstunden auch zeitlich gekoppelt.

Aus der insgesamt im Jahr eingespeicherten Energie und der Batteriekapazität kann die äquivalente Anzahl an Vollzyklen der Batterie ermittelt werden, welche Auswirkungen auf die Lebensdauer der Batterie hat. Aus der Differenz zwischen der ermittelten EVQ mit und ohne Speicher lässt sich zudem direkt der Mehrwert des Speichers ableiten. Die Ergebnisse der verschiedenen Durchläufe sind in Bild 37 als Boxplot aufgetragen.

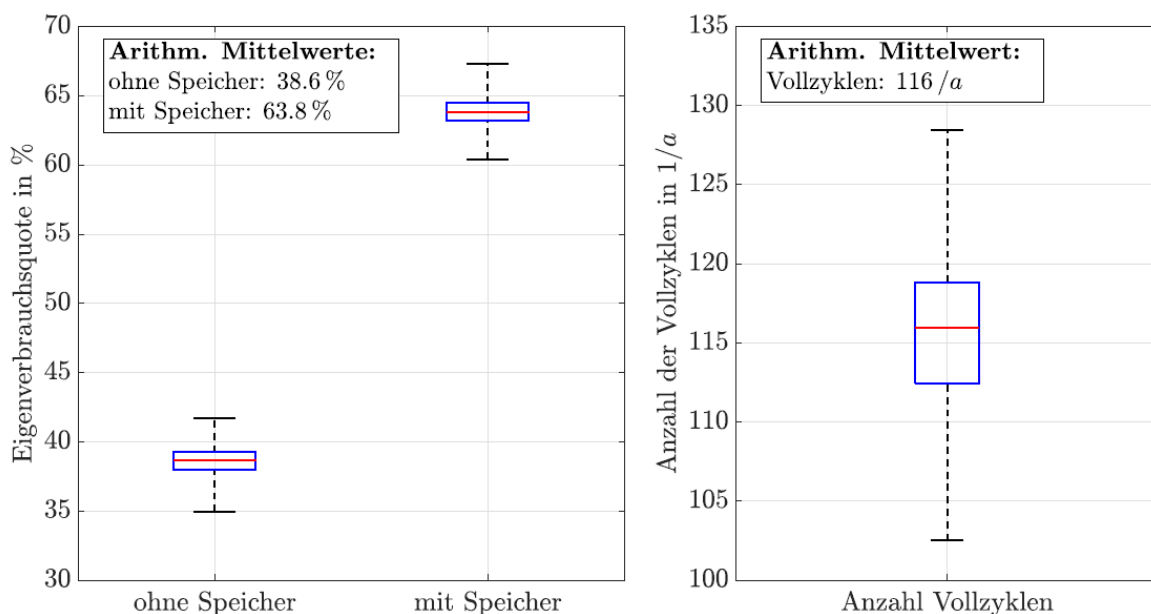


Bild 37: realistische Eigenverbrauchsquoten und Vollzyklen für die Witstung

Bei der EVQ ohne Speicher lässt sich feststellen, dass die Werte zwischen 35% und 42% schwanken, was die These untermauert, dass eine pauschal gültige Aussage nicht möglich ist. Durch eine Fokussierung auf die Quantile des Boxplots lässt sich jedoch erkennen, dass die Hälfte aller Werte zwischen 38% und 39% liegen. Somit treten Werte um den Median bzw. Mittelwert gehäuft auf. Ähnliches lässt sich für die EVQ mit Speicher ermitteln, hier liegt der Mittelwert mit 68,3% höher als ohne Speicher. Somit ermöglicht der Speicher eine um rund 25% höhere Eigenverbrauchsquote der selbsterzeugten Energie aus der PV-Anlage.

Die erreichbare EVQ mit Speicher ist stark von der Kapazität der Batterie abhängig. Der Verlauf der möglichen EVQ über die Batteriekapazität entspricht dabei einer exponentiellen Annäherung, wie in Bild 38 erkennbar. Dies beruht vor allem auf dem Effekt, dass im Sommer ab einer gewissen Kapazität der Verbrauch des Haushalts in den Abend- und Nachtstunden nicht mehr ausreicht, um die über den Tag eingespeicherte Energie komplett zu verbrauchen und die Batterie gänzlich zu entladen. So ergibt sich in der Batterie eine Art Totband, wodurch sich die nutzbare Kapazität reduziert und ein weiterer Anstieg der EVQ kaum mehr erfolgt. Dies resultiert in einer Art oberer Grenze für den Anstieg der EVQ mit der Batteriekapazität.

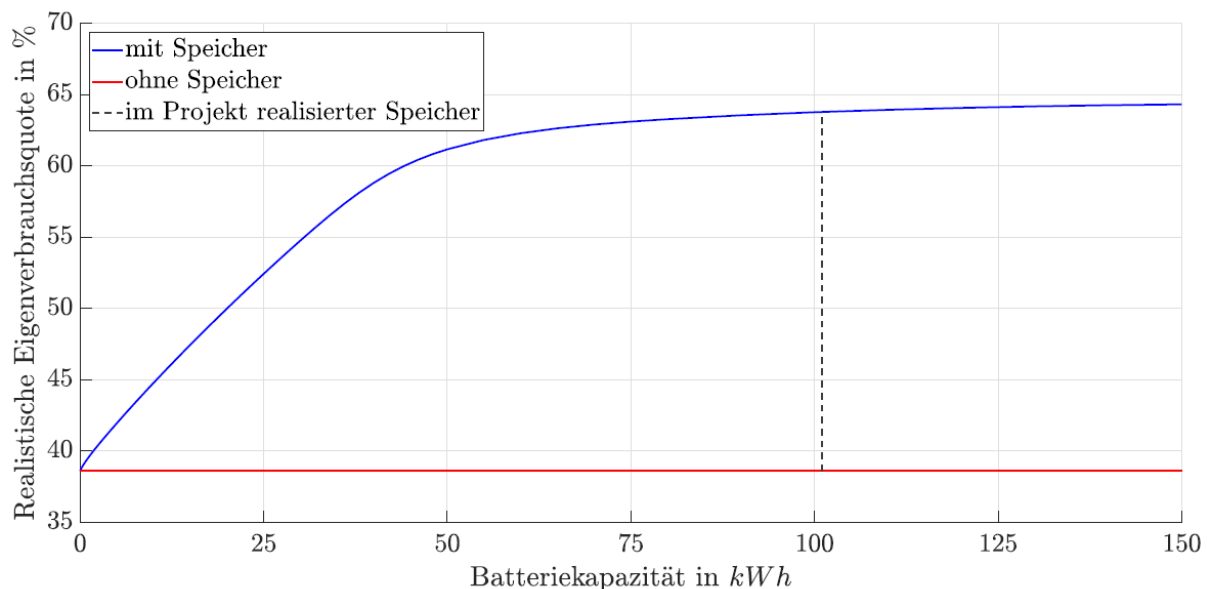


Bild 38: realistische Eigenverbrauchsquote abhängig von der Batteriekapazität

Durch die Erweiterung dieser Betrachtung für noch deutlich größere Batteriesysteme, ergibt sich die Kurve in Bild 39. Hier ist erkennbar, dass eine weitere Erhöhung der realistischen EVQ ein Batteriesystem im Bereich 10 MWh notwendig macht. Ausgehend von der obenstehenden Erklärung des Totbandes in der Batterie lässt sich folgern, dass die weitere Erhöhung der EVQ nur durch eine saisonale Verschiebung möglich ist. Die im Sommer eingespeicherte und nicht verbrauchte Energie wird bis in die Herbst- und Winterzeit gespeichert und erst dann genutzt. Dies ist in der Praxis wenig sinnvoll, da die Dimensionen des Batteriespeichers in keiner Relation zu der möglichen Erhöhung der EVQ steht. Auch aus ökonomischen und ökologischen Gründen ist dies Unsinn.

Ausgehend von Bild 38 lässt sich auch festhalten, dass unter reinen Eigenverbrauchsgesichtspunkten die Batteriekapazität in der Wistung deutlich kleiner hätte gewählt werden können. Durch einen mit 50kWh Kapazität halb so großen Hybridspeicher kann nahezu dieselbe EVQ erreicht werden. Aus wirtschaftlichen Gründen hat sich ein Verhältnis von ungefähr 0,8kWh/kWp als sinnvoller Wert herausgestellt. Dieses Verhältnis ist jedoch nicht nur von den individuellen Lastprofilen der Haushalte abhängig, sondern auch von dem Verhältnis von Jahresverbrauch und Jahreserzeugung.

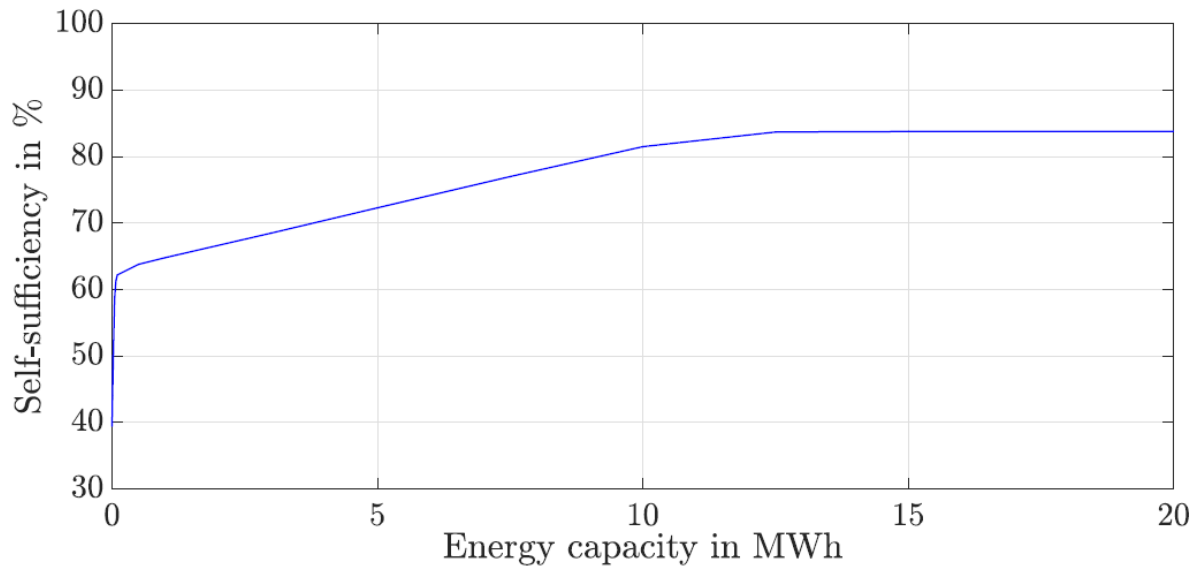


Bild 39: Eigenverbrauchsquote über Batteriekapazität für sehr große Batterien

Aufnahmekapazität des Niederspannungsstranges „In der Wistung“

In der Vergangenheit wurden Stromnetze als unidirektionale Netze ausgelegt. Der Strom wurde in den Übertragungsnetzen übertragen und dann in den Verteilnetzen an die Haushaltskunden verteilt. Damit kam es zu einem Energiefluss aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze. Durch die zunehmende Anzahl von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen, insbesondere in der Niederspannung, kommt es heute zu entgegengesetzten Situationen. Beispielsweise bei Sonnenschein kann es zu einem Energiefluss aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze kommen. Mit der Stromflussrichtung ändern sich auch der auftretende Spannungsfall. In Bild 40 ist dies beispielsweise für den im Projekt betrachteten Niederspannungsabgang dargestellt. Die Spannung am MS/NS-Trafo ist dafür konstant zu 420 V (1,05 pu) angenommen.

Laut (DIN EN 50160, 2016) dürfen Spannungen größer als 10% der Nennspannung nicht dauerhaft auftreten. Das entspricht 440 V im betrachteten Netzgebiet. Unter Annahme realistischer Profile wird diese Spannung aktuell noch nicht überschritten (siehe Bild 41). Es kann noch die 1,37-fache PV-Leistung installiert werden, bis Spannungsbandprobleme zu erwarten sind (auch Bild 41).

Im Rahmen von Simulationen wurde untersucht, inwiefern die Aufnahmekapazität des Netzabschnittes erhöht werden kann.

Wirkleistungsmanagement

Durch gezielte Beeinflussung der Wirklade- und entladeleistung könnte das 2,07-fache der aktuellen PV-Leistung installiert werden. Dabei wurden angenommen, dass der Batteriespeicher nicht in seinem eigentlichen Verhalten beeinflusst wird und nur nicht benötigte Leistungs- und Energiereserven zur Einhaltung der Spannungsbandgrenzen genutzt werden.

Blindleistungsmanagement

Neben der Wirkleistung kann auch Blindleistung genutzt werden, um die Spannungen in Netzen zu beeinflussen. Das ist gängige Praxis in Übertragungsnetzen, aufgrund des günstigeren Verhältnisses von Real- zu Imaginarteil der Leitungsimpedanzen. Durch Nutzung von Blindleistung könnte das 1,82-fache der aktuellen PV-Leistung installiert werden. Dabei wurden angenommen, dass das Batteriespeichersystem seine komplette Leistung von 45 kVA auch rein als Blindleistung bereitstellen kann. Das ist bei aktuell verfügbaren Systemen nicht der Fall, erleichtert aber den Vergleich mit dem Wirkleistungsmanagement.

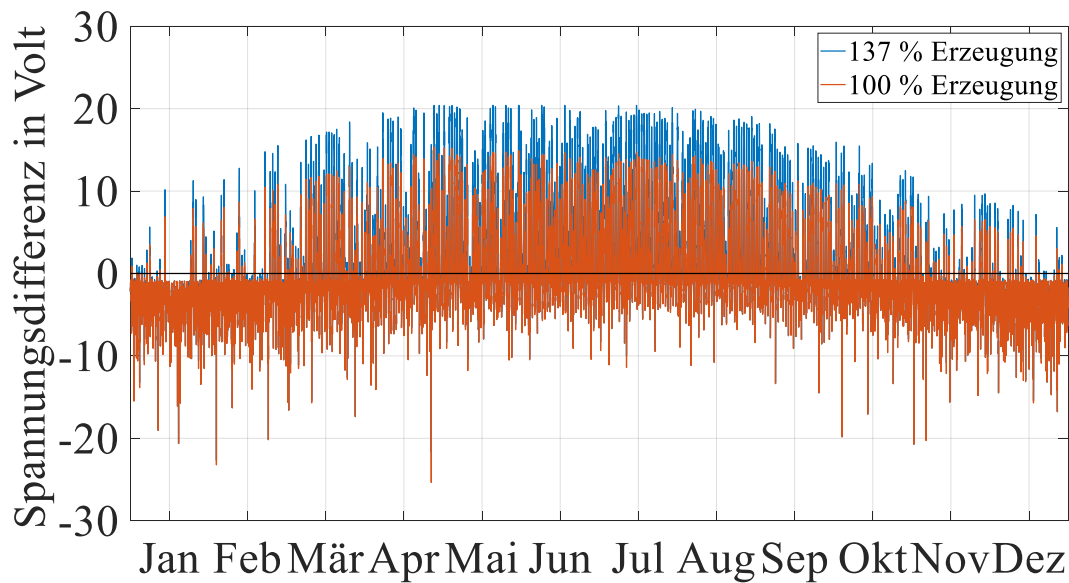


Bild 41: Spannungsunterschied zwischen Transformator und Verbraucher während eines Jahres bei Variation der PV-Einspeisung (Gerhardt, 2018)

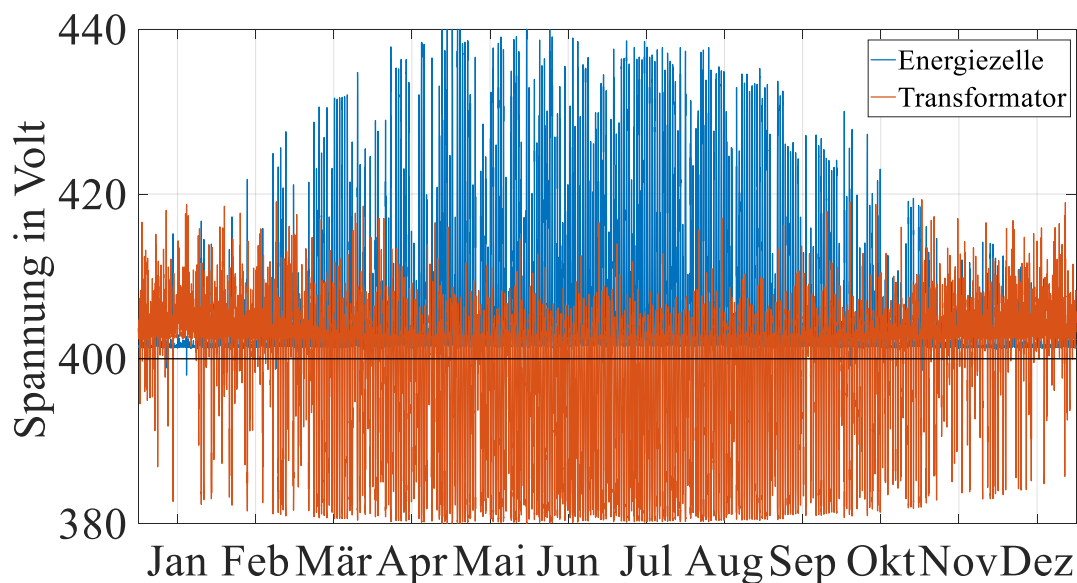


Bild 42: Spannungsverlauf am Transformator (orange) und in der Energiezelle (blau) unter Verwendung eines regelbaren Ortsnetztransformators (Gerhardt, 2018)

Verringerung der Jahreshöchstleistung der Energiezelle

Für die Planung eines Stromnetzes ist nicht die übertragene Energie pro Zeitraum entscheidend, sondern die maximale Leistung, welche jedes Betriebsmittel (Transformator, Leitung, etc.) übertragen können muss. Deshalb sind für die Netzplanung der Jahreshöchstlastfall sowie heutzutage auch der Jahreshöchstleistungsfall entscheidend und somit können diese Kriterien zur Bewertung des Netzausbaubedarfs verwendet werden bzw. zur Dimensionierung bei einer Ersetzung von Betriebsmittel, die ihre Lebensdauer überschritten haben. Deshalb wird im Folgenden untersucht, welchen Einfluss das Batteriespeichersystem auf die Spitzenlast haben kann.

Am Projektort entstehen durch hohe Einspeisung Leistungspeaks von über 30 kW, welche in das übergeordnete Netz eingespeist werden. Bei Verlegung in Erde kann das verwendete Kabel bis zu 190 kVA tragen. Durch den Batteriespeicher können Teile des Leistungspeaks eingespeichert werden und

später selbst verbraucht bzw. ins übergeordnete Netz eingespeist werden. Dadurch kann der Leistungspeak bei entsprechender Betriebsweise des Speichers auf 6 kW begrenzt werden.

Erstaunlicherweise wird die Verringerung des Leistungspeaks durch den Energieverbrauch an Tagen ohne oder mit wenig Sonne begrenzt. In Bild 43 ist das beispielsweise für zwei Wintertage dargestellt. Zur Verbesserung der Anschaulichkeit wurde ein Optimierungshorizont von einem Tag gewählt (d.h. Speicher zu Tagesbeginn immer komplett leer). Am zweiten Tag gibt es um die Mittagszeit einen deutlich erhöhten Verbrauchspeak. Um diesen zu decken, muss nahezu den ganzen Tag Energie am Leistungsmaximum (hier: 7 kW) bezogen werden. Bei einer Erhöhung des Optimierungshorizontes ist es durch zusätzlichen Strombezug am Vortag möglich den Leistungspeak auf 6 kW zu begrenzen.

Im Sommer kann überschüssige PV-Energie einfach nachts selbst verbraucht werden, wodurch die Leistungsspitze sogar noch unter 6 kW gesenkt werden kann.

Damit lässt sich festhalten, dass Energiezellen, welche Batteriespeichersysteme enthalten, die Erzeugungs- oder die Lastspitze signifikant reduzieren können bei entsprechendem Betrieb der Anlagen. Diese verringerte Höchstlast kann dazu genutzt werden, Betriebsmittel beim Bau neuer Energiezellen oder beim Austausch von Betriebsmittel in Energiezellen, welche für einen konventionellen Netzbetrieb designt wurden, entsprechend kleiner auszuführen. Das wurde für die Energiezelle im Forschungsprojekt Hybrid-Optimal untersucht. Wichtig dabei ist zu beachten, dass nicht nur die Leistung dabei betrachtet werden muss, sondern aufgrund des Netzgebietes auch die Spannungen. Die Spannung in der Siedlung ist in Bild 44 unter Verwendung verschiedener Kabeltypen zur Verbindung des MS/NS-Trafo und der Siedlung abgebildet. Selbst das kleinste Kabel (NAYY-J 4x25mm²) kann noch eine Leistung von 70 kVA übertragen und damit deutlich mehr als das auftretende Leistungsmaximum. Die maximale Spannung von 440 V kann allerdings nur noch knapp unter Verwendung dieses Kabels eingehalten werden.

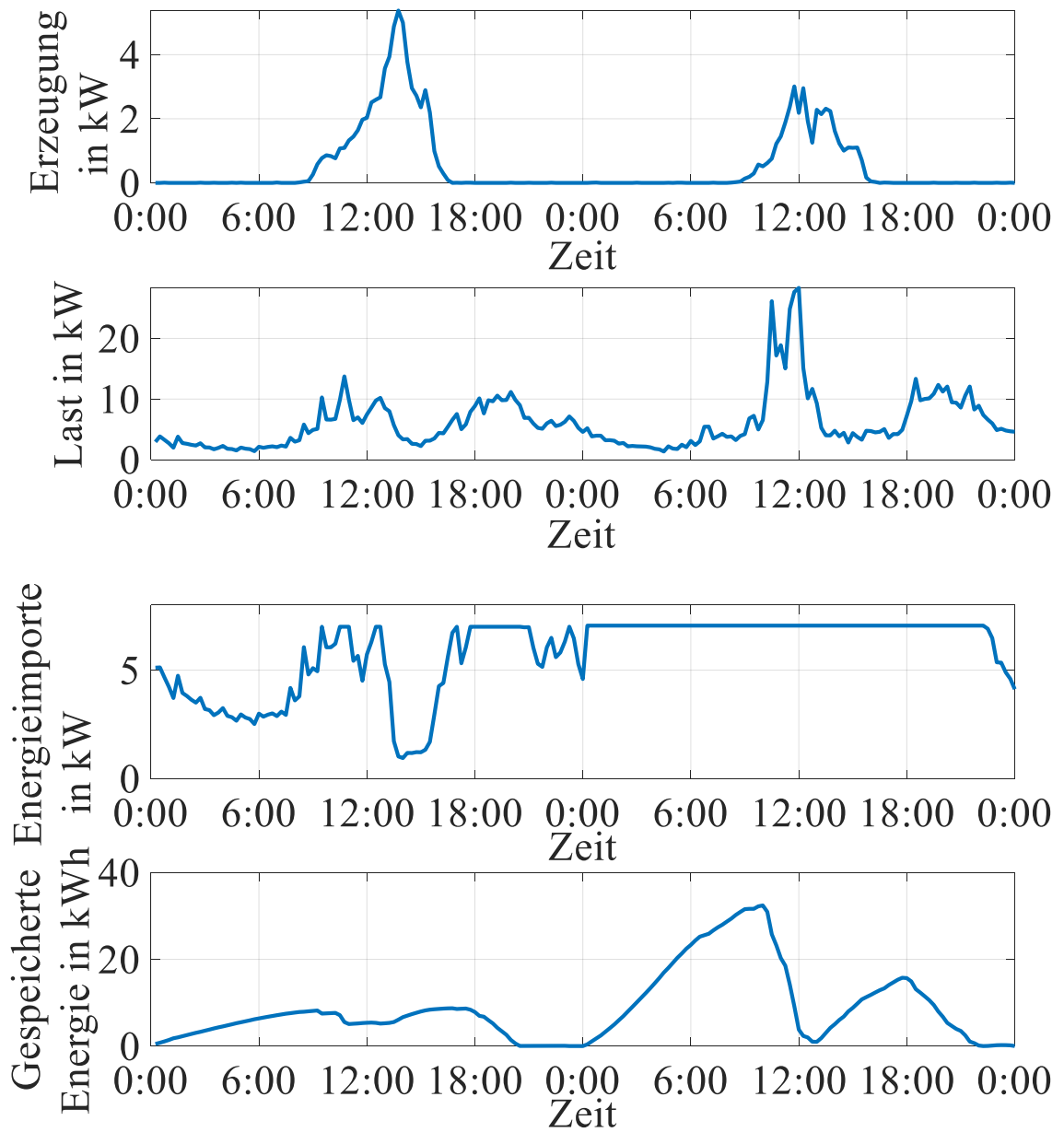


Bild 43: Erzeugung und Verbrauch in der Energiezelle sowie der sich daraus ergebende notwendige Energieimport und der aktuelle Energieinhalt des Batteriespeichers für zwei Tage (Gerhardt, 2018)

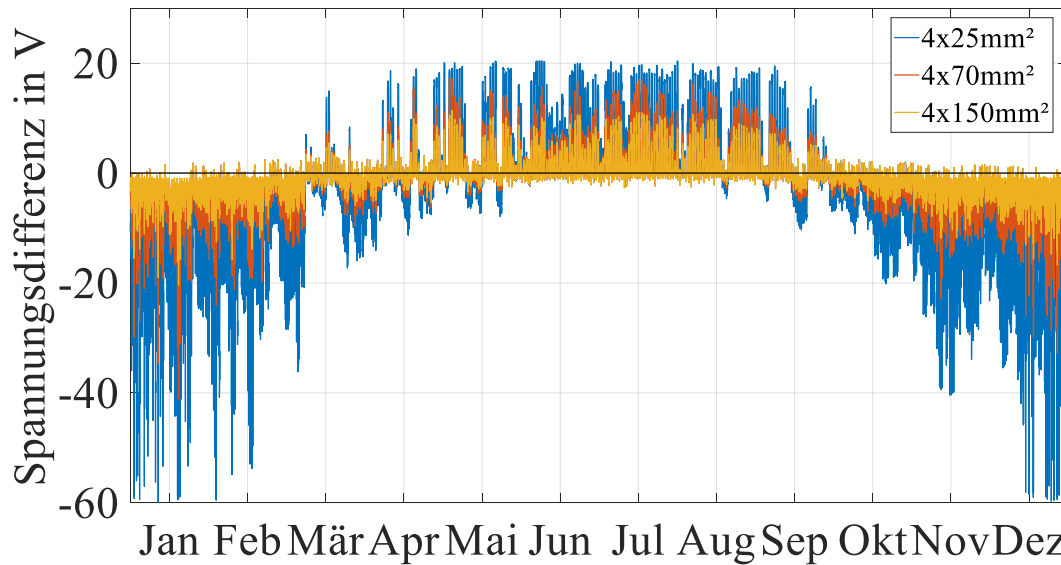


Bild 44: Spannungsdifferenz zwischen Transformator und Siedlung „In der Wüstung“ in Abhängigkeit der verwendeten Kabeltypen (Gerhardt, 2018)

Verhalten von Energiezellen im Falle von Problemen im vorgelagerten Netz

Im Falle eines schwerwiegenden Problems auf einer der vorgelagerten Netzebenen kann sich die gebildete Energiezelle selbst versorgen. Dazu müsste die Zelle vom restlichen Netz getrennt werden und ein Betriebsmittel (z.B. der Umrichter einer Batterie) müsste netzbildend wirken. Die maximale Dauer einer solchen Überbrückung einer externen Versorgungslücke hängt stark vom aktuellen Speicherinhalt zum Zeitpunkt des Problems statt. Außerdem ist entscheidend, ob sich die PV-Anlagen dann vom Netz trennen (Bild 45) oder weiter Energie einspeisen (Bild 46). In den genannten Abbildungen ist die maximale Überbrückungsdauer für verschiedene Speicherstände aufgetragen. Da die Überbrückungsdauer vom jeweiligen Zeitpunkt des Netzausfalls abhängt, ist dieser auf der vertikalen Achse aufgetragen für den Zeitraum eines Jahres.

In Bild 45 lässt sich feststellen, dass die maximale Überbrückungsdauer stark vom Energieverbrauch der Energiezelle in der Zeit nach dem Ausfall abhängt. Ist das Batteriesystem mindestens zur Hälfte geladen, kann eine Überbrückung für mehrere Stunden sichergestellt werden.

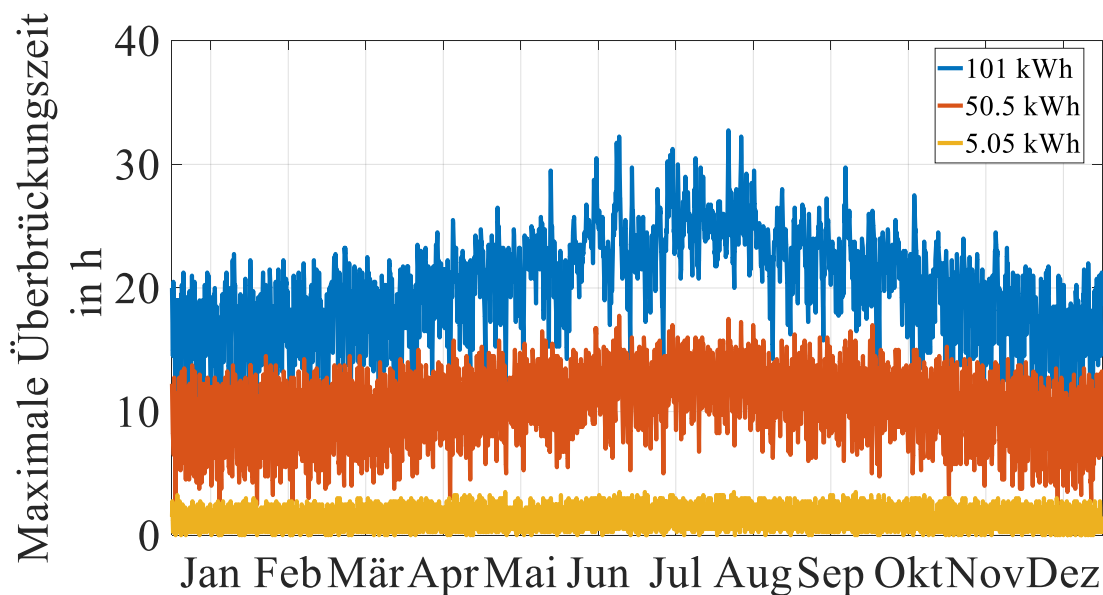


Bild 45: Maximal mögliche Autarkiedauer in Abhängigkeit der eingespeicherten Energie zum Zeitpunkt des Netzausfalls unter der Annahme, dass die PV-Anlagen keinen Beitrag liefern (Gerhardt, 2018)

In Bild 46 ist die maximale Überbrückungsdauer unter der Annahme einer durchgehenden PV-Einspeisung dargestellt. Auf der vertikalen Achse ist dabei wieder der Ausfallszeitpunkt dargestellt. Insbesondere zu sonnigen Zeiten kann diese signifikant erhöht werden auf bis zu über 80 Tage. Sind die Speicher zum Zeitpunkt des Ausfalls nur gering gefüllt, ist die Dauer auch an sonnigen Zeiten je nach Tageszeit nur im Bereich von mehreren Stunden, da die Zeit bis zum Start der PV-Erzeugung am nächsten Tag überbrückt werden muss.

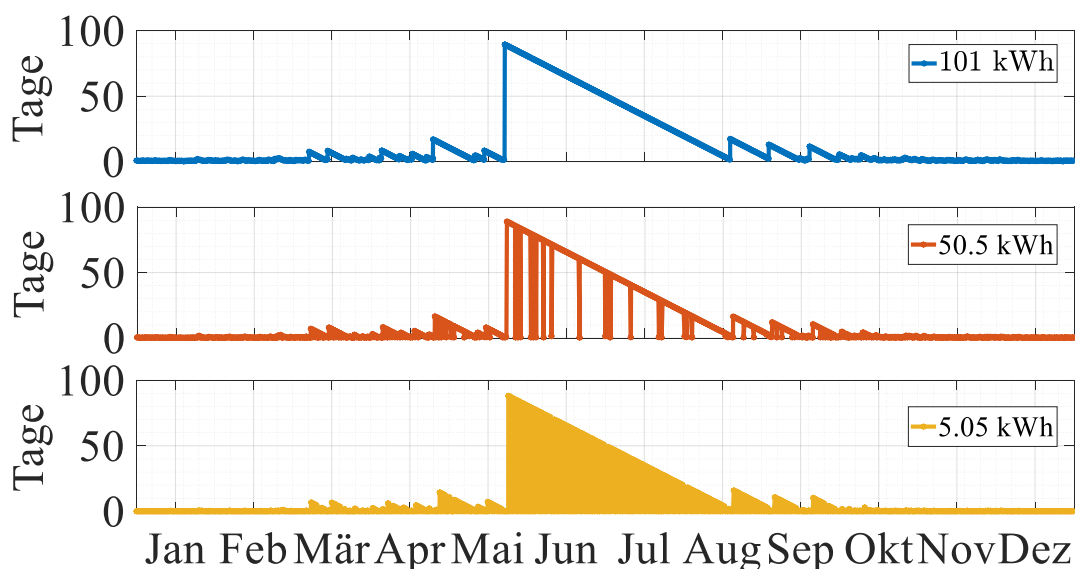


Bild 46: Maximal mögliche Autarkiedauer in Abhängigkeit der eingespeicherten Energie zum Zeitpunkt des Netzausfalls unter der Annahme, dass die PV-Anlagen weiter Energie einspeichern (Gerhardt, 2018)

Interaktion von Energiezellen

Die Interaktion verschiedener Energiezellen ist eine Möglichkeit auftretenden Probleme zu lösen, welche eine einzelne Energiezelle selbst nicht lösen kann. Es gibt sehr viele verschiedene Variationen von Energiezellen und diese können durch sehr unterschiedliche Netzstrukturen verbunden werden. Des-

halb werden im Folgenden exemplarisch drei verschiedene Energiezellen definiert, welche im Netzgebiet der Stadtwerke Bühl tatsächlich so auftreten. Da dort in der Realität aber keine Batteriespeichersysteme existieren, werden diese für Berechnungen simulativ hinzugefügt. Die genauen Daten der Zellen können in Tabelle 2 gefunden werden.

Schulzentrum

Als erste Energiezelle wird ein Schulzentrum mit einer PV-Anlage betrachtet. Als Lastgang wird der reale Lastverlauf in 15-min-Intervallen aus dem Jahre 2016 verwendet. Außerhalb der Schulzeiten ist der Energieverbrauch der Schule sehr gering. Das betrifft neben den Abends- und Nachtzeiten insbesondere auch Schulferien. Die PV-Anlage erzeugt bilanziell pro Jahr deutlich mehr Energie als das Schulzentrum verbraucht.

Industriebetrieb

Als zweite Zelle wird ein Industriebetrieb untersucht. Auch dort wird das reale Lastprofil aus dem Jahre 2016 verwendet. Aufgrund des Schichtbetriebs wird dort allerdings auch nachts Energie benötigt. Wie die Schule besitzt auch der Industriebetrieb eine PV-Anlage, welche mehr Energie erzeugt als lokal verbraucht wird.

Wohnquartier

Als dritte Zelle wird ein Wohnquartier mit 351 Wohnungen verwendet. Da dort keine Leistungsprofile gemessen werden, sondern nur der Jahresenergieverbrauch, werden Leistungsprofile unter Verwendung von (Uhrig, 2017) verwendet und anhand des Jahresenergieverbrauchs skaliert. Gleiches gilt für die Einbeziehung der PV-Anlagen.

Zusammenschluss

Als vierte Zelle wird ein Zusammenschluss der zuvor vorgestellten Zellen betrachtet.

	Szenario 5	Szenario 6	Szenario 7	Szenario 8
Jahresenergieverbrauch in MWh	55,51	284,72	1119,78	1459,56
Anteil am Energieverbrauch in %	3,8	19,48	76,72	100
reell installierte PV-Leistung in kW _p	367,98	930,80	316,24	1615,02
reelle Jahreserzeugung PV in MWh	344,06	870,30	295,68	1510,04
reelle Batteriekapazität in kWh	69,18	384,42	310,54	764,14
Kapazität pro Leistung in kW _p	0,19	0,41	0,98	0,47
optimierte installierte PV-Leistung in kW _p	61,42	314,55	1239,04	1615,02
optimierte Jahreserzeugung PV in MWh	57,43	294,11	1158,50	1459,56
optimierte Batteriekapazität in kWh	50,98	346,01	1090,36	1487,34
Kapazität pro Leistung in kWh/kW _p	0,83	1,10	0,88	0,92

Tabelle 2: Übersicht über die Eingangsdaten für die verschiedenen Energiezellen (Weber, 2018);

Schulzentrum = Szenario 5, Industriebetrieb = Szenario 6, Wohnquartier = Szenario 7, Zusammenschluss = Szenario 8

Auswertung

Die Belastung von Stromnetzen durch Energiezellen hängt stark von der jeweiligen Netzstruktur ab und ist somit nur schwer vergleichbar. Prinzipiell ist förderlich, wenn möglichst wenig Energie über das Netz transportiert wird, sondern so viel wie möglich selbst erzeugten Energie auch wieder in der Energiezelle verbraucht wird. Deshalb wird im folgenden Abschnitt die Eigenverbrauchsquote als Kriterium herangezogen.

In Bild 47 ist der Eigenverbrauch für die verschiedenen Szenarien, als Mittelwert über alle Szenarien sowie für das Szenario 4, also den Zusammenschluss der drei vorherigen Szenarien gezeigt. Zusätzlich ist in schwarz dargestellt, wie groß der Anteil der einzelnen Zellen am Gesamtenergieverbrauch aller Zellen ist, um einen Eindruck der verschiedenen Größen zu vermitteln. Auf der rechten Achsen kann außerdem anhand der blauen Linie die PV-Leistung der jeweiligen Zellen abgelesen werden, um die

jeweilige Erzeugungscharakteristik zu verdeutlichen. Die Eigenverbrauchsquote ergibt sich aus der jeweiligen Verbrauchs- und Erzeugungscharakteristik. Beispielsweise ergibt sich die hohe Eigenverbrauchsquote des Wohnquartiers aus einer geringen PV-Erzeugung bei einem verhältnismäßig hohen Verbrauch. Dadurch kann die erzeugte Energie oft direkt verbraucht werden. Der Gewinn durch die Interaktion der verschiedenen Energiezellen zeigt sich beim Vergleich des Mittelwertes der drei Szenarien gegenüber der Kopplung der Energiezellen. Die Eigenverbrauchsquote kann dadurch um mehr als 10 % gesteigert werden.

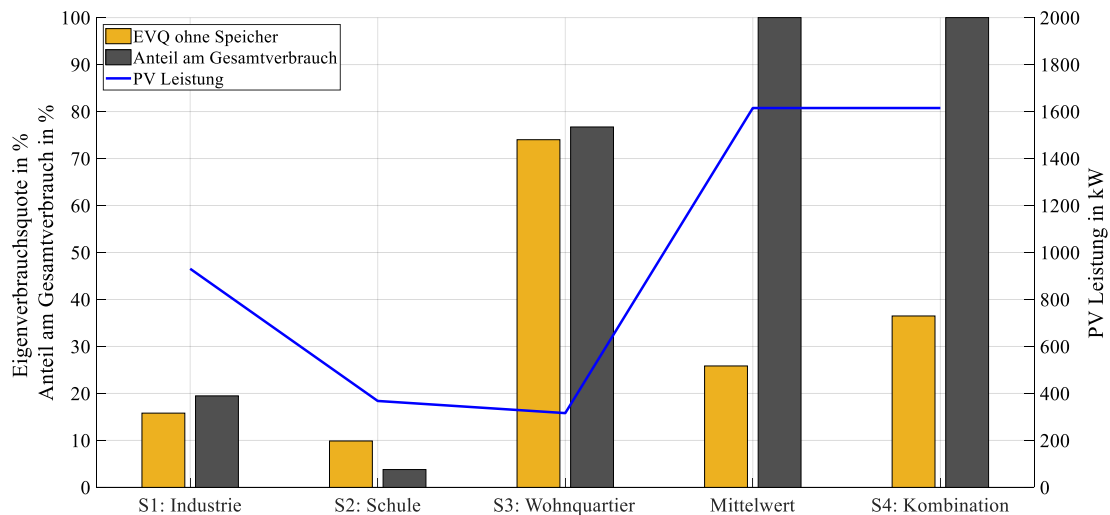


Bild 47: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen (Weber, 2018)

Im nächsten Schritt wurden dann zu jeder Energiezelle noch Speicher hinzugefügt. Mit steigender Batteriekapazität steigt auch die Eigenverbrauchsquote der Batteriespeicher, allerdings sind sehr große Speichersysteme nicht wirtschaftlich. Deshalb wurden die jeweiligen Batteriespeicher so dimensioniert, dass die Eigenverbrauchsquote sich um 75% der maximal möglichen Steigerung erhöht. Während des Projektes wurde das in (Armbruster, 2018) als sinnvolle Größenordnung identifiziert. In Bild 48 sind die Eigenverbrauchsquoten inklusive der Speichersysteme abgebildet.

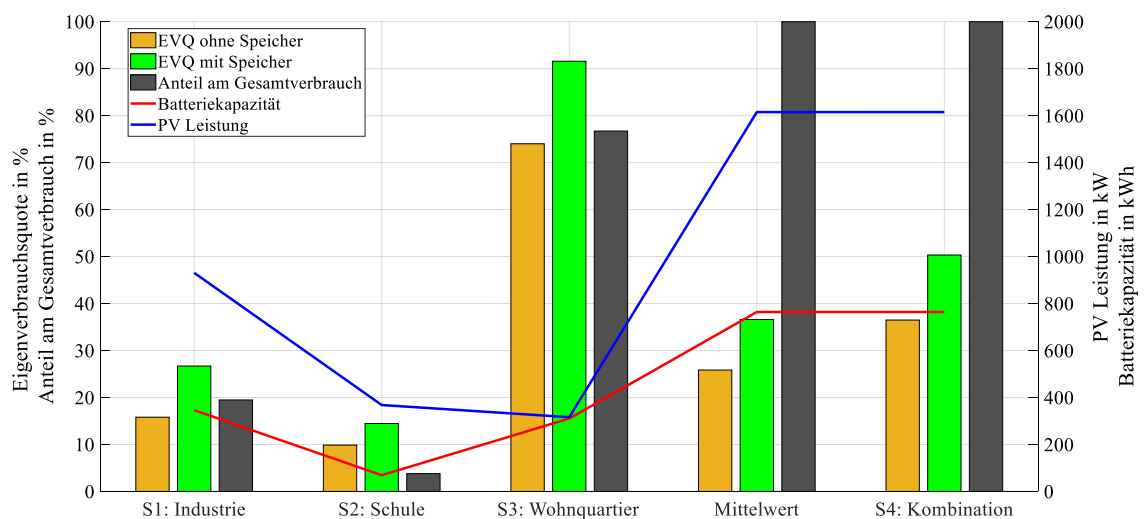


Bild 48: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen mit Batteriespeichern (Weber, 2018)

Die drei ausgewählten Energiezellen weisen sehr unterschiedliche Strukturen auf. Deshalb wurde im Folgenden die installierte PV-Leistung für alle Energiezellen proportional zum Energieverbrauch aufgeteilt (siehe Bild Bild 49).

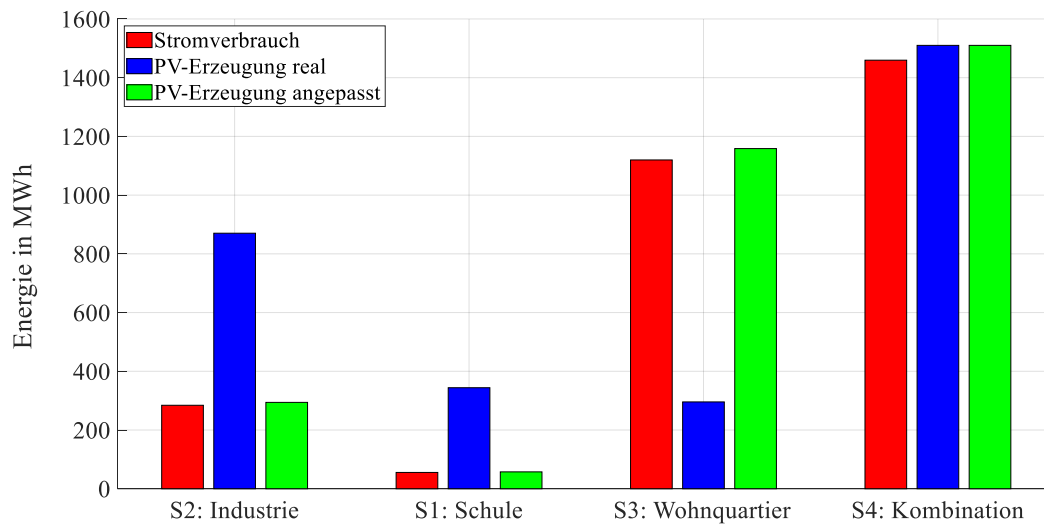


Bild 49: Stromverbrauch sowie reale und angepasste PV-Erzeugung der Energiezellen (Weber, 2018)

Durch die erneute Berechnungen der Eigenverbrauchsquote, ist zu erkennen, dass die Kopplung der verschiedenen Energiezellen im Vergleich zum Mittelwert der einzelnen Szenarien keine Verbesserung bringt (siehe Bild 50).

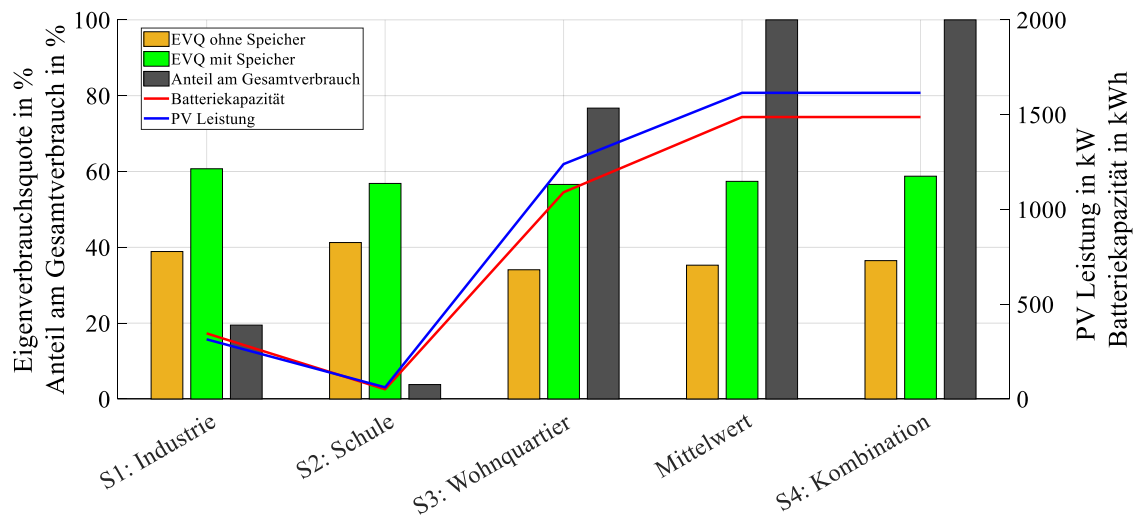


Bild 50: Eigenverbrauchsquoten und PV-Leistung der verschiedenen Energiezellen mit Batteriespeichern bei angepasster PV-Erzeugung (Weber, 2018)

Wichtig ist also, dass die Energiezellen unterschiedliche Strukturen aufweisen, da nur so die unterschiedlichen Vor- und Nachteile entsprechend kombiniert werden können.

VI. Fazit des Projekts und Ausblick

Als Fazit lassen sich folgende Punkte festhalten:

- **Die Versorgungsqualität in der Wüstung ist durch das Projekt deutlich verbessert**
Durch die Installation des hybriden Batteriespeichers lassen sich einerseits die vorgegebenen Grenzen für die Spannung sehr viel einfacher einhalten als in der vorherigen Situation, andererseits können die Batterien auch vorhandene Unsymmetrien im Niederspannungsstrang ausgleichen. Dies führt in Summe dazu, dass die Aufnahmefähigkeit für PV-Anlagen in der Wüstung fast verdoppelt wird. Dies bedeutet, dass zusätzliche PV-Anlagen installiert werden können, ohne dass die Grenzwerte des Netzbetriebs erreicht oder überschritten werden
- **In der Wüstung wird mehr der PV-Energie vor Ort auch verbraucht**
Die Eigenverbrauchsquote der Wüstung als Quartier kann durch die Speicher deutlich erhöht werden, von 38,6% auf 63,8%. Damit werden Erzeugung und Verbrauch lokal gekoppelt und die dezentral erzeugte Energie wird auch vor Ort verbraucht. Durch die Größe des hybriden Batteriesystems kann die Wüstung in den Sommermonaten sogar nahezu autark versorgt werden. Gleichzeitig wurde auch ermittelt, dass die Grenze der Eigenverbrauchserhöhung durch einen Speicher in der saisonalen Verschiebung der erzeugten Energie liegt, da im Sommer mehr Energie erzeugt als verbraucht wird.
- **Eine frühzeitige Einbindung der Anwohner trägt wesentlich zum Gelingen bei**
Durch die frühzeitige Einbindung der Bürger und die persönliche Ansprache der betroffenen Anwohner konnte früh im Projekt auf die Fragen und Bedenken eingegangen und Vorbehalte gegen das Projekt ausgeräumt werden. Wichtig ist hierbei der persönliche Kontakt von Angesicht zu Angesicht und eine offene Kommunikation, die immer wieder ansetzt und das Projekt greifbar macht. Zudem muss bei der Ansprache darauf geachtet werden, die Leute da abzuholen wo sie stehen und sich zu überlegen, mit welchen Argumenten welche Personengruppen motiviert und mitgenommen werden können.
- **Verlässliche Kommunikationsverbindung und durchgängige Protokolle von der Leitwarte bis zum BMS sind Voraussetzung für eine effiziente Systemarchitektur**
Grundlage einer effektiven Speicherbewirtschaftung sind eine verlässliche Kommunikationsanbindung und durchgängige Protokolle vom BMS des Speichers bis in die Leitwarte des Netzbetreibers. Dies war im vorliegenden Projekt nicht gegeben. Das deshalb in Arbeitspaket 5 beschriebene dreistufige Steuerungssystem aus Batteriemangement, Vor-Ort-Steuerung und Energiemanagementsystem ist derart komplex, dass sowohl bei der Kommunikation der einzelnen Stufen untereinander als auch mit der Optimierung der Batteriesteuerung durch das EMS Fehler auftreten bzw. eine Realisierung nur schwer möglich wird. Hier empfiehlt sich ein vereinfachtes Steuerungskonzept, welches ausschließlich über das BMS der Batterie agiert, oder die Reduktion des hybriden Speichersystems auf einen einzelnen Batterietyp. Dadurch dürften ähnliche Ergebnisse mit deutlich weniger Aufwand realisierbar sein.
- **Der rechtliche Rahmen verhindert wirtschaftliche Geschäftsmodelle für Netzbetreiber**
Aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Bühl ist es aktuell kaum möglich, ein rechtlich zulässiges wirtschaftliches Geschäftsmodell zu definieren. Insbesondere die 4. Strombinnenmarkttrichtlinie der EU steht einer flächendeckenden Nutzung von Speichern durch die Netzbetreiber im Weg. Aus diesem Grund ist derzeit selbst das Geschäftsmodell „Speicherbetrieb vs. Netzausbau“ regulatorisch und rechtlich kaum darstellbar, womit die allgemeine Nutzung von Speicheranlagen als Netzkomponenten zur Vermeidung von volkswirtschaftlich unsinnigem Netzausbau in den Verteilnetzen de facto nicht möglich ist.

Auch nach Ende des Projektes werden die Batteriespeicher in der Wüstung weiterbetrieben und helfen so auch zukünftig, die Qualität der Energieversorgung zu verbessern. Dadurch sollen auch langfristige Betriebserfahrungen gesammelt und die Auswirkungen des täglichen Betriebs auf die Speicherlebensdauer beobachtet werden.

VII. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

Erfolgte Veröffentlichungen:

Sebastian König, Martin Uhrig, Lukas Held, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, Rüdiger Höche, Hannes Barsch, Henrik Buschmann, Ruben Wößner, „Hybrid-Optimal“ – Demonstration project of the cellular approach using a hybrid battery concept, IRES 2017, Düsseldorf, 2017

Lukas Held, Sebastian König, Martin Uhrig, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, Rüdiger Höche, Henrik Buschmann, Ruben Wößner, Claudia Neu, Ljubica Nikolic, Hybrid-Optimal: Demonstration project of the cellular approach, ETG-Kongress, Bonn, 2017

Lukas Held, Forschungsprojekt „Hybrid-Optimal“ - Einsatz von Batterien als Quartierspeicher im Niederspannungsnetz zur Vermeidung von Netzausbau, STOREnergy, Offenburg, 2017

Lukas Held, Gilles Weber, Martin Zimmerlin, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, Michael Armbruster, Rüdiger Höche, Self-consumption and self-sufficiency level in an energy cell with a high penetration of PV and a hybrid battery storage system , Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018

Michael Armbruster, Rüdiger Höche, Lukas Held, Martin Zimmerlin, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, The Influence of Energy Cell's Size and Generation-Load-Ratio on Economic Benefits, IRES 2019, Düsseldorf, 2019

Lukas Held, Nicolas Gerhardt, Martin Zimmerlin, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, Michael Armbruster, Grid-friendly operation of a hybrid battery storage system, 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, 2019

Lukas Held, Hybrid-Optimal – Demonstration des zellularen Ansatzes mit einem Hybridbatteriekonzept, STOREnergy, Offenburg, 2019

Michael Armbruster, Hybrid Optimal – Möglichkeiten und Herausforderungen des zellularen Ansatzes für Wirtschaft, Technik und Recht, STOREnergy, Offenburg, 2019

Geplante Veröffentlichungen:

Lukas Held, Michael Armbruster, Michael R. Suriyah, Thomas Leibfried, Rüdiger Höche, The Operation of a Battery Storage System to Avoid Overvoltages in a Low Voltage Grid, EnergyCon 2020,

Lukas Held, Michael Armbruster, Michael R. Suriyah, Thomas Leibfried, Rüdiger Höche, Vermeidung von Netzausbau durch Errichtung einer intelligenten Energiezelle, ew – Magazin für Energiewirtschaft, Ausgabe 1/2020

Lukas Held, Michael Armbruster, Michael R. Suriyah, Thomas Leibfried, Rüdiger Höche, Hybrid-Optimal – Demonstration des zellularen Ansatzes mit einem Hybridbatteriekonzept, gwf Gas + Energie, Ausgabe 3/2020

VIII. Literaturverzeichnis

- Armbruster, M. (2018). *Optimierung der Einbindung und Vermarktung von Batteriespeichern in zellulär organisierten Netzbereichen*. Karlsruhe Institut für Technologie : Masterarbeit.
- DINEN50160. (2016). DIN EN 50160/A1:2016-02.
- Eicher, A. (2018). *Entwicklung und simulative Analyse verschiedener Steuerungsstrategien eines hybriden Batteriespeichersystems*. Karlsruhe Instiut für Technologie: Masterarbeit.
- Gerhardt, N. (2018). *Rechnerische Bewertung des Optimierungspotentials von Energiespeichern hinsichtlich ihres netzdienlichen Einsatzes in einer Energiezelle*. Karlsruhe Institut für Technologie: Masterarbeit.
- Hubschneider, S. (2015). *Realisierung einer unsymmetrischen State Estimation*. Karlsruhe Institut für Technologie: Masterarbeit.
- Uhrig, M. (2017). Lastprofilgenerator zur Modellierung von Wirkleistungsprofilen privater Haushalte. <http://doi.org/10.5281/zenodo.803261>.
- Wang, H., Murillo-Sanchez, C., Zimmermann, R., & Thomas, R. (no. 3. vol. 22 2007). On computational issues of market-based optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 1185-1193.
- Weber, G. (2018). *Analyse von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote in Energiezellen und der Kombination von Energiezellen*. Karlsruhe Institut für Technologie: Bachelorarbeit.