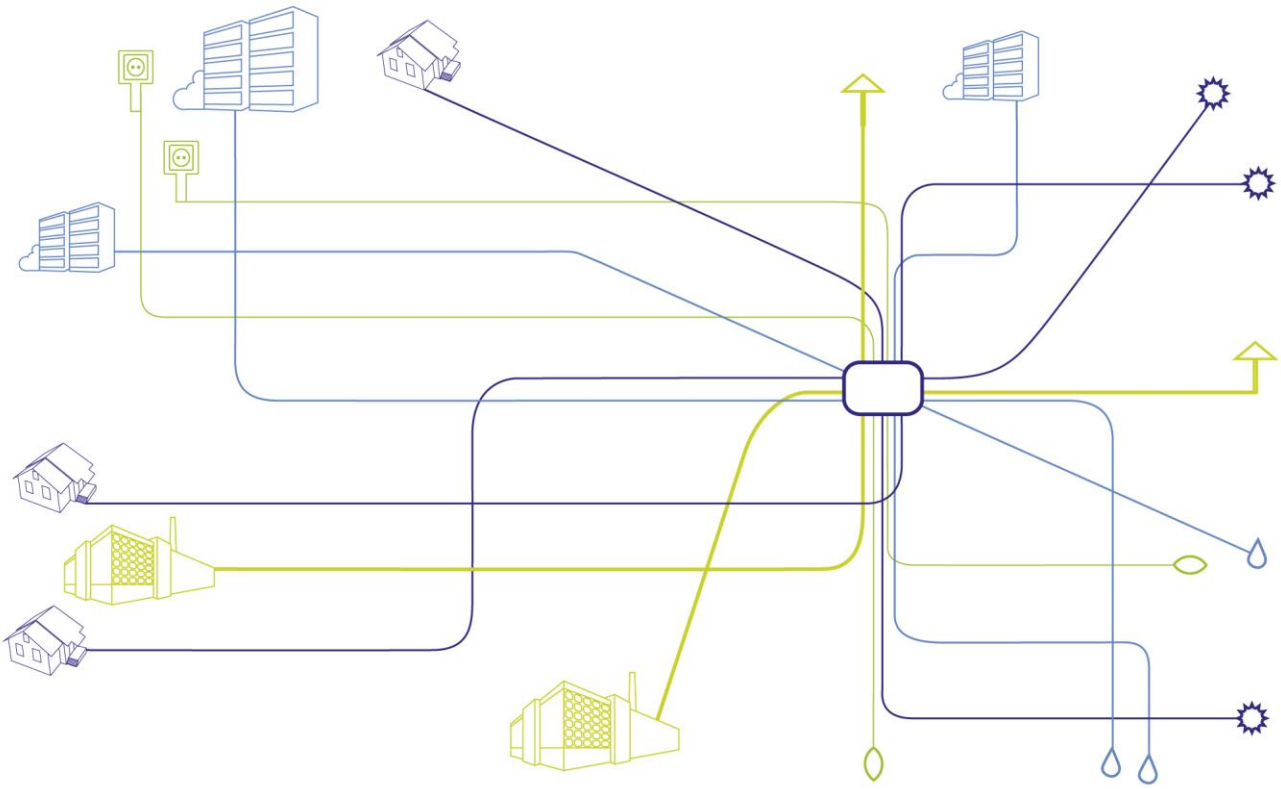
Blue Globe Report

SmartCities #9/2021

FeldBatt

Feldbacher Batteriespeichersystem zur Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs erneuerbarer Energie



LEA GmbH

VORWORT

Die Publikationsreihe BLUE GLOBE REPORT macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 246 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem BLUE GLOBE REPORT informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der BLUE GLOBE REPORT wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm **„Smart Cities Demo – 9. Ausschreibung“**. Mit diesem Förderprogramm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, große Demonstrations- und Pilotprojekte zu initiieren, in denen bestehende bzw. bereits weitgehend ausgereifte Technologien und Systeme zu innovativen interagierenden Gesamtsystemen integriert werden.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

A. Projektdetails

Kurztitel:	FeldBatt
Langtitel:	Feldbacher Batteriespeichersystem zur Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs erneuerbarer Energie
Programm:	Smart Cities Demo - 9. Ausschreibung
Dauer:	04/2018 – 06/2021
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	LEA GmbH
Kontaktperson - Name:	Karl Puchas
Kontaktperson – Adresse:	Auersbach 130, 8330 Feldbach
Kontaktperson – Telefon:	+43 3152-8575-500
Kontaktperson – E-Mail:	office@lea.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Stadtgemeinde Feldbach (Steiermark) Energie Steiermark Technik GmbH (Steiermark) Energienetze Steiermark GmbH (Steiermark) AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Wien) Sprecher Automation GmbH (Oberösterreich) SEPH GmbH (Steiermark) 4ward Energy Research GmbH (Steiermark)
Projektwebsite:	https://smartcities.at/projects/feldbatt/
Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen-/Technologiebereiche)	☐ Gebäude ☒ Energienetze ☐ andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme ☐ Mobilität ☐ Kommunikation und Information
Projektgesamtkosten genehmigt:	959.740 €
Fördersumme genehmigt:	471.820 €
Klimafonds-Nr.:	KR17SC0F13696
Erstellt am:	01.10.2021

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Inhaltsverzeichnis

B.1 Kurzfassung 4
B.2 English Abstract 5
B.3 Einleitung 7
B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt 8
B.5.1 Deliverable D2.1 & D3.2 18
B.5.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung 21
B5.1.2 Blackoutversorgung 23
B5.1.3 Bereitstellung von Primärregelleistung 25
B5.1.4 Intraday Handel 27
B5.1.5 Kombinationen der Betriebsmodi 29
B5.2 Deliverable D3.1 30
B5.3 Deliverable D4.3 31
B5.3.1 Messaufbau im Demonstrationsgebiet 31
B5.3.2 Laboraufbau 33
B.6 Erreichung der Programmziele 36
B6.1 Einpassung in das Programm und die Programmziele 36
B6.2 Einbeziehung der Zielgruppen 37
B6.3 Beschreibung der Umsetzungspotenziale 38
B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen 39
B.7.1 Erkenntnisse des Projektteams 39
B7.2 Weiterentwicklungspotenzial 40
B7.3 Relevanz der Projektergebnisse für andere Akteure 41
B.8 Ausblick und Empfehlungen 42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzgebiete von unterschiedlichen Energiespeichersystemen 9
Abbildung 2: Kosten für Speichersysteme unterschiedlicher Technologien 12
Abbildung 3: Direktleitung 13
Abbildung 4: Betriebsmodi 18
Abbildung 5: Technisches Konzept des FeldBatt-Systems 20
Abbildung 6: Organisatorische Zugehörigkeit der einzelnen Komponenten 20
Abbildung 7: Überarbeitetes technisches Konzept des FeldBatt-Systems 24
Abbildung 8: EPEX Intraday Spotmarktpreise 1. Jänner 2018 – 30. September 2018 27
Abbildung 9: Aufbau Messungen 32
Abbildung 10: Laboraufbau Übersicht 33
Abbildung 11: Schema des OPAL-RT Echtzeitsimulators 34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Parameter unterschiedlicher Speichertechnologien 11
Tabelle 2: Netzeinspeisung und Netzbezüge der Nutzer:innen des FeldBatt-Systems 21
Tabelle 3: Spitzenlasten der Nutzer:innen des FeldBatt-Systems 21
Tabelle 4: Gegenüberstellung der Varianten und Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei einer Nutzung des FeldBatt-Systems durch vier Nutzer:innen 22
Tabelle 5: Gegenüberstellung der Varianten und Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei einer Nutzung des FeldBatt-Systems durch zwei Nutzer:innen 22
Tabelle 6: Verlauf des Medians der Durchschnittspreise für Primärregelleistung 25
Tabelle 7: Tarif Primärregelleistung 25
Tabelle 8: Erlöse Primärregelleistung 26
Tabelle 9: Erlöse Intraday Spotmarkt – Normaltarife 28
Tabelle 10: Erlöse Intraday Spotmarkt – Pumpspeichertarif 29
Tabelle 11: Kombinierbarkeit der einzelnen Betriebsmodi für das Batteriespeichersystem 29

B. Projektbeschreibung

B.1 Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation:	Der Wandel der Energiewirtschaft zu einem steigenden Anteil erneuerbarer und dezentraler Energieversorgung führt zunehmend zu Herausforderungen entlang der gesamten Versorgungskette der Stromversorgung:(1) Höher belastete Übertragungsnetze, (2) Herausforderung hinsichtlich der Spannungsqualität in Verteilnetzen, (3) Volatilität der erneuerbaren Erzeugung bei deren Vermarktung und (4) Notwendigkeit der Optimierung des Eigenverbrauchs bei dezentralen Anlagen. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen rücken Flexibilitäten, allen voran Batteriespeichersysteme, zunehmend in den Fokus. Diese sind jedoch ausgesprochen kapitalintensiv, weshalb eine Wirtschaftlichkeit lediglich bei optimaler Nutzung der Speicher erreicht werden kann, d.h. wenn mehrere Einsatzgebiete bedient werden. Problematisch bei Quartierspeicherlösungen ist, dass für die Übertragung eingespeicherter und entnommener Energie Netzgebühren anfallen. Direktleitungen können für einen wirtschaftlichen Betrieb sorgen sowie die Grundlage für eine Notstromversorgung bilden.
Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:	Energienetze
Inhalte und Zielsetzungen:	¶ Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der lokalen erneuerbaren Erzeugung auf 100 % ¶ Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers mittels Definition zusätzlicher Einsatzbereiche ¶ Sicherstellung der Versorgung kritischer Infrastruktur durch Speicher, Direktleitungen und erneuerbare Erzeugung für 1-3 Tage ¶ Entwicklung von Regelalgorithmen für die Optimierung des Speichereinsatzes in den unterschiedlichen Einsatzbereichen ¶ Errichtung eines Demonstrators und Erprobung der entwickelten Geschäftsmodelle und Regelalgorithmen
Methodische Vorgehensweise:	Folgende Methoden kamen zur Anwendung: Datenerfassung und Analyse, Einbindung von Nutzer:innen, Entwicklung von technischen Konzepten, Entwicklung von Geschäftsmodellen, Entwicklung von mathematischen Simulationsmodellen, Durchführung und Auswertung von Simulationen, Durchführung und Interpretation von Wirtschaftlichkeitsberechnungen, Technologieauswahl, Entwicklung eines elektrotechnischen Schutzkonzeptes, Entwicklung, Programmierung und Implementierung von Regelalgorithmen, Planung eines Demonstrationsbetriebs, Planung und Umsetzung eines Hardware-in-the-loop Aufbaus, Durchführen von Test von Systemkomponenten und des Gesamtsystems, Durchführung von Messungen und Evaluierung von Messergebnissen, Identifikation und Behebung von Fehlern, Aufbereitung und Bewertung von Ergebnissen, Ableiten von Handlungsfeldern und Schlussfolgerungen, Dissemination.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen:	Aufgrund der rechtlichen und technischen Komplexität, der Ergebnisse der durchgeführten Lastprofilanalysen und der örtlichen Gegebenheiten musste die Anzahl der Nutzer:innen im Vergleich zur ursprünglichen Planung eingeschränkt werden. Die optimale Größe des Speichers wurde anhand von Simulationsrechnungen ermittelt (Leistung ca. 200 kW; Kapazität ca. 450 kWh). Anhand von Simulationsmodellen erfolgte die Erarbeitung der Regelstrategien für das System - sowohl für den Normalbetrieb als auch den Notversorgungsbetrieb. Auf Basis dieser Regelstrategien wurden Regelalgorithmen ausgearbeitet. Auf Basis einer negativen Stop-or-go Entscheidung aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit wurde kein Demonstrationsbetrieb durchgeführt. Das FeldBatt-System wurde jedoch als Hardware-in-the-loop Aufbau nachgebildet, der ein Abbild der Realität darstellt. Damit wurden umfangreiche Tests durchgeführt sowie das Regelungssystem erprobt und evaluiert. Es konnten umfassende Erkenntnisse hinsichtlich eines Betriebs des FeldBatt-Systems gewonnen werden.
Ausblick:	Obwohl das im Projekt entwickelte und in der Laborumgebung erprobte FeldBatt-System ein lediglich beschränktes Umsetzungspotenzial aufweist, wird sich das Projektteam weiter mit dem Einsatz von Quartierspeicher beschäftigen.

B.2 English Abstract

Initial situation / motivation:	The energy transition to an increasing share of renewable and decentralized energy supply is increasingly leading to challenges along the entire supply chain of the power supply: (1) Highly loaded transmission grids, (2) Challenge with regard to the voltage quality in distribution grids, (3) Volatility of renewable generation and (4) the need to optimize self-consumption in decentralized systems. In order to meet these challenges, flexibility, especially battery storage systems, is increasingly becoming the focus. However, these are extremely capital-intensive, which is why economic efficiency can only be achieved with optimal use of the storage system, i.e. when several use cases can be combined. The problem with neighborhood storage solutions is that network charges are incurred for the transmission of stored and extracted energy. Direct lines can lead to an economical operation and are the basis for an electricity supply in case of a blackout.
Thematic content / technology areas covered:	Energy networks
Contents and objectives:	Increase in the self-consumption share of local renewable generation to 100% • Ensuring the economic efficiency of the battery storage system by defining additional use cases

	• Ensuring the supply of critical infrastructure through storage, direct lines and renewable generation for 1-3 days • Development of control algorithms for optimizing the use of storage in the different use cases • Establishment of a demonstrator and testing of the developed business models and control algorithms
Methods:	The following methods were used: Data acquisition and analysis, user involvement, development of technical concepts, development of business models, development of mathematical simulation models, execution and evaluation of simulations, execution and interpretation of profitability calculations, technology selection, development of an electrical protection concept, development, programming and implementation of control algorithms, planning of a demonstration operation, planning and implementation of a hardware-in-the-loop structure, carrying out tests of system components and the overall system, carrying out measurements and evaluating measurement results, identifying and eliminating errors, processing and evaluating results, deriving fields of action and conclusions , dissemination
Results:	Due to the legal and technical complexity, the results of the load profile analysis carried out and the local conditions, the number of users had to be reduced compared to the original plan. The optimal size of the battery storage was determined on the basis of simulation calculations (electrical power approx. 200 kW; capacity approx. 450 kWh). Using simulation models, the control strategies for the system were developed - both for normal operation and for blackout supply operations. Control algorithms were developed on the basis of these control strategies. No demonstration operation was carried out because of a negative stop-or-go decision due to insufficient profitability. However, the FeldBatt system was simulated as a hardware-in-the-loop structure that reflects reality. Extensive tests were carried out and the control system was tried out and evaluated. Comprehensive knowledge regarding the operation of the FeldBatt system could be obtained.
Outlook / suggestions for future research:	Although the FeldBatt system developed in the project and tested in the laboratory environment has only limited implementation potential, the project team will continue its research activities in the field of district storage.

B.3 Einleitung

Das Ziel des Projektes FeldBatt war die Entwicklung eines Konzeptes für den Betrieb eines Quartierbatteriespeichers im urbanen Umfeld Feldbachs, der für die Steigerung der Eigenverbrauchsrate lokaler Erneuerbarer Erzeugung (PV und Kleinwasserkraft) von Gebäuden, die über eine Direktleitung an den Speicher angeschlossen sind, eingesetzt wird. Dafür wurden Geschäftsmodelle für die Eigenverbrauchssteigerung aber auch darüberhinausgehende Einsatzbereiche (Regelenergiebereitstellung, Notstromversorgung, etc.) des Speichers erarbeitet, modelliert und simuliert. Die Entwicklung der Regelalgorithmen für den Betrieb des Speichers gemäß der Geschäftsmodelle, sowie deren Implementierung war ebenfalls Teil des Projektes. Das Konzept sollte im Rahmen einer Demonstrationsanlage realisiert und über einen längeren Zeitraum demonstriert, überwacht und analysiert werden.

Der Wandel der Energiewirtschaft zu einem steigenden Anteil erneuerbarer und dezentraler Energieversorgung führt zunehmend zu Herausforderungen entlang der gesamten Versorgungskette der Stromversorgung: (1) Höher belastete Übertragungsnetze, (2) Herausforderung hinsichtlich der Spannungsqualität in Verteilnetzen, (3) Volatilität der erneuerbaren Erzeugung bei deren Vermarktung und (4) Notwendigkeit der Optimierung des Eigenverbrauchs bei dezentralen Anlagen. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen rücken Flexibilitäten, allen voran Batteriespeichersysteme, zunehmend in den Fokus. Diese sind jedoch ausgesprochen kapitalintensiv, weshalb eine Wirtschaftlichkeit lediglich bei optimaler Nutzung der Speicher erreicht werden kann, d.h. wenn mehrere Einsatzgebiete bedient werden.

Die Projektziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der lokalen erneuerbaren Erzeugung auf 100 %
- Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers mittels Definition zusätzlicher Einsatzbereiche
- Sicherstellung der Versorgung kritischer Infrastruktur durch Speicher, Direktleitungen und erneuerbare Erzeugung für 1-3 Tage
- Entwicklung von Regelalgorithmen für die Optimierung des Speichereinsatzes in den unterschiedlichen Einsatzbereichen
- Errichtung eines Demonstrators und Erprobung der entwickelten Geschäftsmodelle und Regelalgorithmen.

Problematisch bei Quartierspeicherlösungen ist, dass für die Übertragung eingespeicherter und entnommener Energie Netzgebühren anfallen. Um hier für einen wirtschaftlichen Betrieb zu sorgen, werden für den Stromtransport zwischen Prosumern und Speicher Direktleitungen vorgesehen, die auch die Grundlage für ein Inselnetz zur Notstromversorgung bilden. Aufgrund der rechtlichen und technischen Komplexität, der durchgeführten Lastprofilanalysen und der örtlichen Gegebenheiten mussten das Projektgebiet und die Anzahl der Prosumer im Vergleich zum Projektantrag eingeschränkt werden. Die optimale Größe des Speichers wurde mittels Simulationsrechnungen

ermittelt (Leistung ca. 200 kW; Kapazität ca. 450 kWh). Eine multimodale Bewirtschaftungsstrategie für die Nutzung lokaler, erneuerbarer Energieträger und der Aufbau des Direktleitungssystems soll für alle Beteiligten eine Wirtschaftlichkeit ermöglichen. Das Konzept soll im Rahmen einer Demonstrationsanlage realisiert und auf Basis der entwickelten Geschäftsmodelle unter Real-Life-Bedingungen demonstriert, überwacht und analysiert werden.

B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energieträger im System steigen auch die damit verbundenen Herausforderungen. Diese ergeben sich in erster Linie durch die mitunter dezentrale Verteilung der Erzeugungskapazitäten, sowie durch den volatilen Charakter der erneuerbaren Energieträger. Um diese Herausforderungen zukünftig bewältigen zu können, ist der aktuelle Fokus auf die Nutzung von Flexibilitäten gerichtet. Nach der Definition im EU-Mandat 490[1] bezieht sich Flexibilität allgemein auf die Elastizität des Ressourceneinsatzes (Verbrauch, Speicherung, Erzeugung), insbesondere zur Bereitstellung von Hilfsdiensten für die Netzstabilität und/oder Marktoptimierung. (Batterie) Speichersystemen wird ein hohes Potential für die Bereitstellung von Flexibilitäten beigemessen, entsprechend groß ist die Anzahl diesbezüglicher Forschungsprojekte.

Bei der Verwendung von Batteriespeichersystemen gibt es eine Reihe von Kriterien, anhand derer sich aktuelle Projekte und Produkte voneinander unterscheiden:

Handelt es sich um einen Quartierspeicher, einen Cloud Speicher oder um Einzellösungen?
Von einem Quartierspeicher ist die Rede, wenn ein größeres Speichersystem von mehreren Nutzer:innen verwendet wird. Bei Cloud-Speichern werden mehrere Batteriespeicher unterschiedlicher Größe und räumlicher Verteilung virtuell zu einem Speicher zusammengefasst und betrieben. Die Einzellösung ist bspw. der klassische Heimspeicher, der lokal bei der NutzerIn installiert ist und nur für diese betrieben wird. Hinsichtlich der idealen Bauweise des Speichers gibt es unterschiedliche Ansätze, im Forschungsprojekt ***FeldBatt*** wird der Ansatz eines zentralen Quartierspeichers gewählt. Dass dieser Ansatz sich erst gegen andere Ansätze behaupten muss, zeigt die Fülle an Forschungsprojekten, die sich bspw. mit Cloud-Speicher-Lösungen auseinandersetzen. Das Projekt **green2store**[2] zum Beispiel verfolgt den Ansatz, mehrere Speicher unterschiedlicher Kapazitäten und Leistungen virtuell zusammenzuschalten. Ziel ist die Realisierung der dafür notwendigen IKT-Infrastruktur, die eine zeitgleiche und zielgerichtete Steuerung des Speicherverbundes erlaubt. Die Nutzung dieses Cloudspeichers steht sowohl Netzbetreiber:innen als auch den Betreiber:innen regionaler Stromerzeuger und Energiehändler:innen offen.

Welches Einsatzgebiet soll für das Speichersystem verwendet werden?
Diesbezüglich gibt es ebenfalls verschiedene Einsatzmöglichkeiten, wie **Fehler! Verweisquelle**

[1] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group – Sustainable Processes http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_sustainable_processes.pdf
[2] Green2Store: Energiespeicher in der Cloud: https://www.green2store.de

konnte nicht gefunden werden. zeigt. Es gilt der generelle Konsens, dass ein Speicher mit lediglich einem Einsatzzweck zumeist nicht wirtschaftlich betrieben werden kann[3].

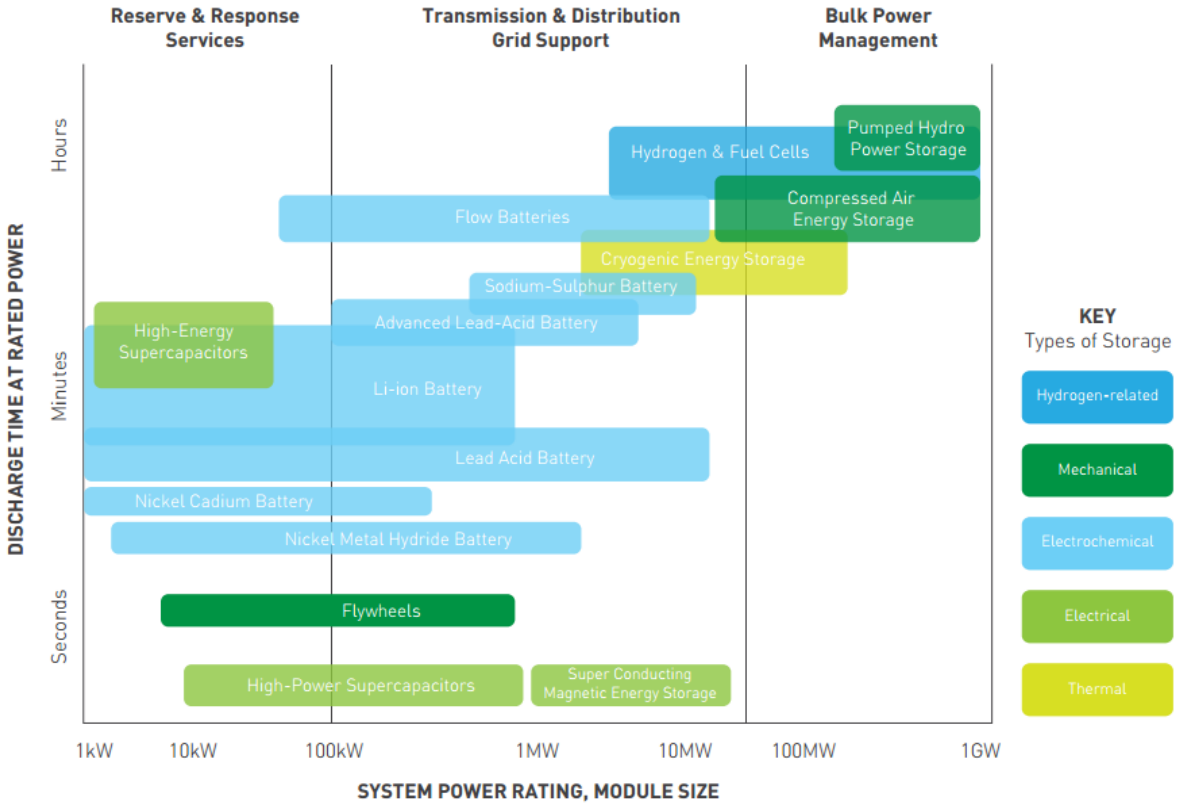


Abbildung 1: Einsatzgebiete von unterschiedlichen Energiespeichersystemen[4]

In Anlehnung an die Klassifizierung von Flexibilitäten lassen sich Speicherstrategien wie folgt klassifizieren[5]:

- Einerseits kann Flexibilität vom Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität genutzt werden. Hierbei spricht man von **systemdienlicher Flexibilität**. Als Beispiel kann hier das Projekt **M5BAT[6]** genannt werden, dessen Einsatzstrategie der Speicher auf der Bereitstellung von Regelenergie, der Unterstützung in der Frequenzhaltung sowie der Möglichkeit des Peak-Shavings beruht.
- Andererseits kann Flexibilität den Marktteilnehmern (Anbietern von Erzeugungs-, Speicher oder Verbraucherkapazitäten, Lieferanten) als Energieausgleich oder dem Handel bei stark volatilen Marktpreisen dienen. Dies wird als **marktdienliche Flexibilität** bezeichnet.

[3] Zeh, A.; Müller, M.; Hesse, H.; Jossen, A.; Witzmann, R. (2015): Operating a Multitasking Stationary Battery Storage System for Providing Secondary Control Reserve on Low-Voltage Level, ETG Congress 2015, Bonn
[4] Centre For Low Carbon Futures (2012): "Pathways for energy storage in the UK" (http://www.lowcarbonfutures.org/sites/default/files/Pathways%20for%20Energy%20Storage%20in%20the%20UK.pdf)
[5] Hübner, M., Wedler, M., Ganglberger, E., Hinterberger, R., Kollmann, A., Prüggler, W. (2017): White Paper im Rahmen des Strategieprozess [Smart Grids 2.0], bmvit, Wien (https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/white-paper-flexibilitaet.pdf)
[6] M5Bat: http://m5bat.de/de-de/

Im Projekt **Strombank**[7] wurde Privatkund:innen die Möglichkeit geboten, selbst erzeugten PV-Strom in einem dezentralen 100 kW / 100 kWh Li-Ion Quartierspeicher einzuspeichern. Der Batteriespeicher fungierte dabei ähnlich einer Bank, bei der jeder Kunde ein „Konto" besaß. Im Forschungsprojekt **Multifunktionales Batteriespeichersystem**[8] des Energieversorgers EVN wird mittels eines Vanadium Redox Flow Batterie der fahrplanmäßige Betrieb erneuerbarer Energieträger zur Vermarktung am Day-Ahead Markt realisiert und getestet.

- Darüber hinaus kann Flexibilität vom Verteilnetzbetreiber zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen angefordert werden. Es kann Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. Man spricht von **netzdienlicher Flexibilität**. Ein solcher wurde beispielsweise bei dem Forschungsprojekt **EEBatt**[9] und dem dazugehörigen Umsetzungsprojekt **Energy Neighbor**[10] gewählt. Der Einsatz eines 250 kW / 200 kWh Lithium-Eisen-phosphat-Speicher hat zum Ziel, die lokale Stromerzeugung besser zu nutzen aber auch das lokale Verteilnetz zu entlasten. Dabei ist der Fokus auf die Definition von Geschäftsmodellen und Servicedienstleistungen gerichtet, die einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers ermöglichen.
  Als ein Vorreiter im Bereich mobiler und stationärer Speichersysteme gilt die Firma Tesla. In einem Projekt am Umspannwerk Mira Loma (Nähe Los Angeles), wurde ein 20 MW / 80 MWh Batteriespeichersystem installiert. Ziel des Speichereinsatzes ist es, Strom zu Off-Peak-Zeiten einzuspeichern und zu Peak-Zeiten abzugeben. Damit soll die Wirtschaftlichkeit des Systems gewährleistet und für eine Entlastung des Stromnetzes gesorgt werden.

Die Bandbreite unterschiedlicher Forschungsprojekte zeigt, dass bislang keine „ideale Betriebsweise" identifiziert wurde. Im Forschungsprojekt **SMERC** wird diesem Umstand Rechnung getragen, indem eine Vielzahl unterschiedlicher Regelstrategien - die alle einen system- oder netzdienlichen Charakter aufweisen - untersucht wurden: Peak-shaving, lokale Lasteinebnung, Erhöhung der Netzverfügbarkeit, Bewältigung der Herausforderung durch volatile Einspeiser, Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Steigerung der Spannungsqualität, Verbesserung des dynamischen Verhaltens des Netzes, Kompensation schiefer Phasenlasten.

Auch Kombinationen von Speichereinsatzstrategien werden derzeit beforscht, wie im Falle des Projekts **Aspern Smart City Research**[11]. Die Nutzung von Batteriespeichern und anderen Flexibilitäten für die Vermarktung am Strommarkt sowie für die Unterstützung des Niederspannungsnetzes sind dabei Themen. Ein weiteres Beispiel hierfür ist das bereits genannte Projekt **green2store**[12]**,** bei dem der Speicher eine Primärnutzung und eine Alternativnutzung - diese kommt zu tragen, wenn der Speicher nicht für die Primärnutzung herangezogen wird - zugewiesen wird. Dadurch wird sichergestellt, dass der Speicher möglichst geringe Leerlaufzeiten aufweist.

[7] Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, strombank: http://www.storegio.com/fileadmin/user_upload/Energie/01_Ueber_Uns/StoREgio/Projekte/StoREgio_Flyer_strombank_04.pdf
[8] Fechner, H.; Sterrer R. (2012): Multifunktionales Batteriespeichersystem – MBS, Science Brunch - Integrierte Energiesysteme, Linz
[9] Munich School of Engineering (2017): EEBatt: (http://www.mse.tum.de/eebatt/motivation/)
[10] Technische Universität München (2017): Energy Neighbor (https://www.energyneighbor.de/energy-neighbor.html)
[11] Aspern Smart City Research GmbH & Co KG (ASCR) (2015): Aspern Smart City Research Energieforschung gestaltet Energiezukunft, Wien (http://www.ascr.at/wp-content/uploads/2015/09/ASCR_Folder_dt.pdf)
[12] Green2Store: Energiespeicher in der Cloud: https://www.green2store.de

Welche Technologie soll für das Speichersystem verwendet werden?
Die unterschiedlichen am Markt vorhandenen Speichertechnologien bieten eine hohe Bandbreite an verschiedenen Einsatzmöglichkeiten und technischen Parametern.

Tabelle 1: Technische Parameter unterschiedlicher Speichertechnologien

Technologie	Leistung [MW]	Kapazität [MWh]	Effizienz [%]	Lebensdauer [a]	Zyklen
Blei-Batterie	bis 10	bis 10	75 - 90	3 – 15	bis 1.500
NiCd	bis 0,1	k.A.	60 - 80	5 – 20	bis 3.000
NiMH	bis 1	k.A.	65 – 75	5 – 10	Bis 1.200
Li-Ion	bis 10	Bis 10	85 – 95	5 – 20	bis 15.000
Zn-Luft	bis 20	k.A.	50 – 70	>1	>1.000
NaS	bis 10	bis 100	70 – 85	10 – 15	bis 4.500
$NaNiCl_2$	bis 10	k.A.	80 – 90	10 – 15	~1.000
VRFB	bis 20	k.A	60 – 75	2 – 20	> 10.000
Hybrid Flow	bis 20	k.A.	65 – 75	5 – 10	bis 3.650

zeigt eine Übersicht über die aktuell verfügbaren Technologien und ihre Charakteristika.

Tabelle 1: Technische Parameter unterschiedlicher Speichertechnologien[13]

Technologie	Leistung [MW]	Kapazität [MWh]	Effizienz [%]	Lebensdauer [a]	Zyklen
Blei-Batterie	bis 10	bis 10	75 - 90	3 – 15	bis 1.500
NiCd	bis 0,1	k.A.	60 - 80	5 – 20	bis 3.000
NiMH	bis 1	k.A.	65 – 75	5 – 10	Bis 1.200
Li-Ion	bis 10	Bis 10	85 – 95	5 – 20	bis 15.000
Zn-Luft	bis 20	k.A.	50 – 70	>1	>1.000
NaS	bis 10	bis 100	70 – 85	10 – 15	bis 4.500
$NaNiCl_2$	bis 10	k.A.	80 – 90	10 – 15	~1.000
VRFB	bis 20	k.A	60 – 75	2 – 20	> 10.000
Hybrid Flow	bis 20	k.A.	65 – 75	5 – 10	bis 3.650

Neben den technischen Parametern spielen bei der Auswahl des Batteriespeichersystems auch die Kosten eine entscheidende Rolle. Diesbezüglich unterscheiden sich die einzelnen Batteriesysteme ebenfalls maßgeblich voneinander, wie Abbildung 2 zeigt.

[13] Thielmann, A; Sauer, A; Schnell, M; Isenmann, R; Wietschel, M; (2015): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030, Bonn

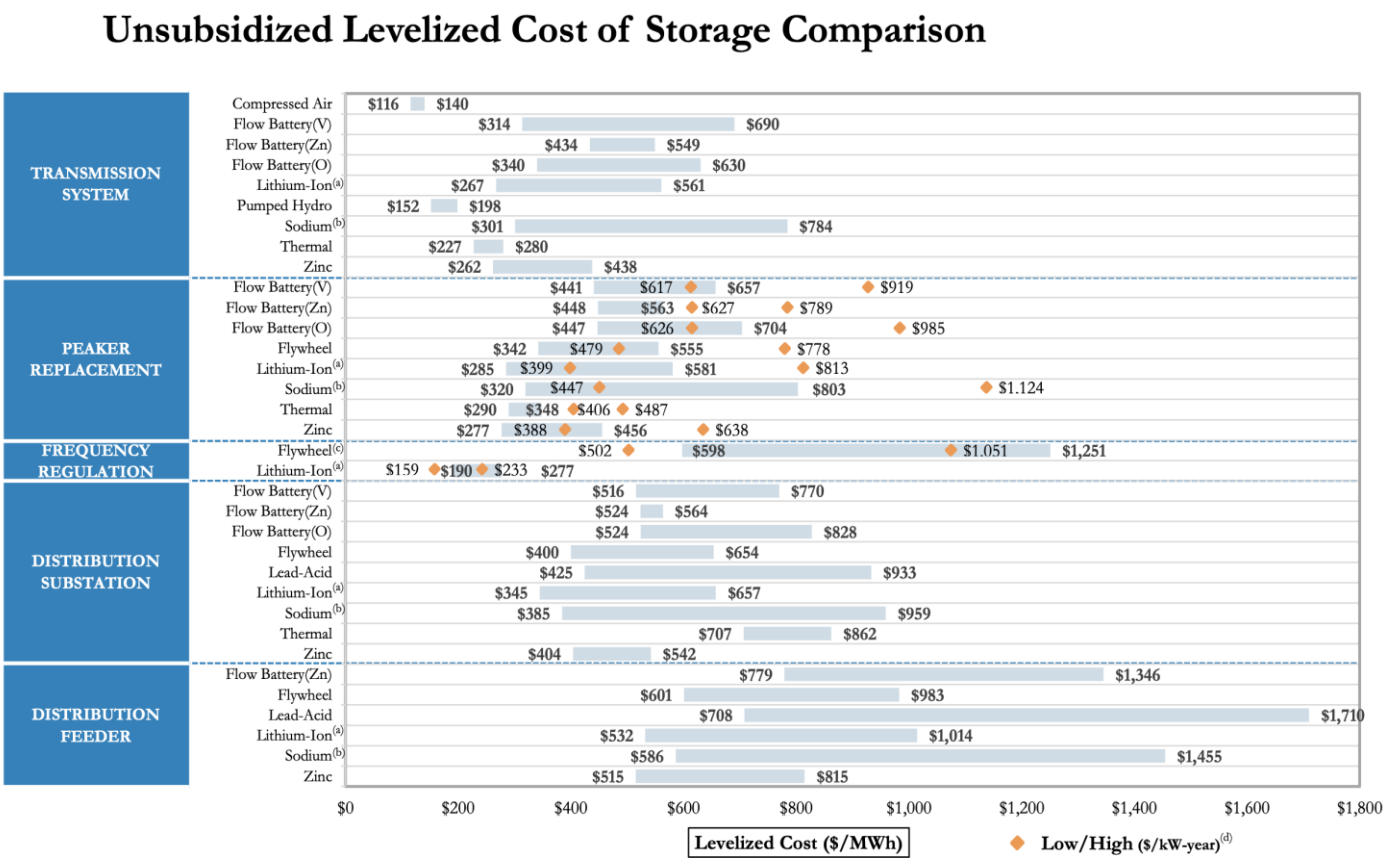


Abbildung 2: Kosten für Speichersysteme unterschiedlicher Technologien[14]

Diese technischen und wirtschaftlichen Unterschiede führen dazu, dass in den diversen Forschungsprojekten unterschiedliche Technologien zur Anwendung kommen. Dies ist vor allem bei Projekten der Fall, die auf Cloud-Speicher-Lösungen setzen, da hier aufgrund der örtlichen Verteilung der Speicher sowie unterschiedlicher Verwendungszwecke jeweils andere Technologien erforderlich sind. Dennoch gibt es auch Quartierspeicher-Projekte, die auf unterschiedliche Technologien setzen. Im Forschungsprojekt **M5BAT[15]** werden 5 verschiedene Batteriespeichersysteme mit einer Gesamtleistung von 5 MW (Kapazität 5 MWh) für unterschiedliche Aufgaben zusammengeschlossen. Durch diese Kombination soll ein wirtschaftlich optimaler Gesamtbetrieb realisiert werden.

Eines der Kernargumente, dass gegen die Nutzung eines Batteriespeichersystems spricht, sind die hohen Investitionskosten. Geht es lediglich um die Bereitstellung der Flexibilität an sich, ohne Berücksichtigung einer etwaigen Vermarktung der Flexibilität bzw. ohne Berücksichtigung von technischen Mindestgrößen der Systeme, existieren deutlich günstigere Lösungen. Allen voran ist hier die Sektorkopplung und die Nutzung von thermischen Speichern zur Flexibilitätsbereitstellung

[14] Lazard (2016), Lazard's Levelized Cost of Storage, Version 2 (https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf)
[15] M5Bat: http://m5bat.de/de-de/

zu nennen. Auch Lastverschiebungen in Industrie und Gewerbe stellen eine im Vergleich günstige Alternative dar.

Direktleitungen als Bindeglied zwischen Prosumern und Speichern

Beim Quartierspeicheransatzes sind laut aktuellem Regulativ[16,17] für die zwischen Prosumer und Speicher transportierten Energiemengen Netzgebühren zu entrichten, dies wirkt sich jedoch negative auf die Wirtschaftlichkeit aus. Eine Lösung für diese Problematik stellt die Errichtung und Nutzung von Direktleitungen dar, die für den Energietransport zwischen Prosumer:innen und Speicher verwendet werden können. Dafür sind jedoch klare Regeln einzuhalten, die sich folgendermaßen zusammenfassen lassen[18]:

„Es muss sichergestellt sein, dass über die Direktleitung zu keinem Zeitpunkt Strom aus dem öffentlichen Netz fließt. Zudem darf auch kein dezentral erzeugter Strom über die Direktleitung in das öffentliche Netz fließen" (siehe Abbildung 3)."

Sind diese Bedingungen technisch abgesichert, können Direktleitungen verwendet werden.

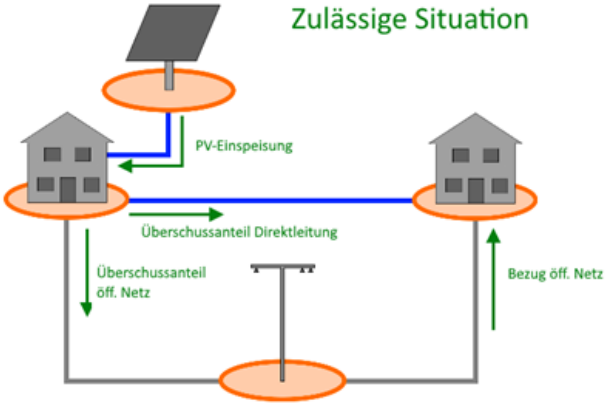


Abbildung 3: Direktleitung

Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Übertragung von dezentral erzeugtem (PV)Strom mittels Direktleitung konnte im Zuge der F&E-Projekte InEnmasys, WEIZconnected und Città Slow Hartberg von den an der FeldBatt Einreichung beteiligten Partnern theoretisch und praktisch bewiesen werden.

[16] Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010, Fassung vom 14.09.2017
[17] Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, Fassung vom 14.09.2017
[18] *Erkenntnis aus dem Projekt InEnmasys (FFG, Nr. 84389)*

B.5 Ergebnisse des Projekts

Folgende geplante Ergebnisse, zu deren Erreichung Stellung genommen wird, wurden definiert:

- ***Demonstrationsbetrieb eines Batteriespeichersystems (1 MW / 1 MWh) in einem Industrie- / Gewerbegebiet in Feldbach***
  Auf Basis einer negativen Stop-or-go Entscheidung (Meilenstein 4) aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit wurde kein Demonstrationsbetrieb durchgeführt. Das System wurde jedoch im Labor mit entsprechender Hardware nachgebildet. Damit wurden umfangreiche Tests durchgeführt sowie das Regelungssystem erprobt.

- ***Ein für alle Involvierten wirtschaftliches Geschäftsmodell für den Einsatz des Batteriespeichersystems zur Eigenbedarfsoptimierung der lokalen Prosumer***
  Es wurde für den Betrieb der Eigenbedarfsoptimierung ein Geschäftsmodell erarbeitet, bei dem Strombezüge aus dem DLS um einen gewissen Betrag (delta-Tarif) günstiger sind als aus dem öffentlichen Netz, Überschusseinspeisungen in das DLS werden wiederum um einen gewissen Betrag (delta-Tarif) höher vergütet als eine Einspeisung in das öffentliche Netz. Der delta-Tarif wurde mit 1 ct/kWh festgelegt. Erläuterung anhand eines Beispiels:
  Prosumer I hat einen Stromtarif von 15 ct/kWh, Prosumer II einen Überschusstarif von 5 ct/kWh. Für beide wird ein delta-Tarif von 1 ct/kWh angenommen. Prosumer I hat einen Verbrauch von 1.000 kWh, Prosumer II einen Überschuss von 1.000 kWh.
    - *Ohne DLS hätte Prosumer I Kosten in der Höhe von 1.000 kWh * 15 ct/kWh, also € 150. Prosumer II würde mit seinem Überschuss € 50 verdienen.*
    - *Mit dem DLS hat Prosumer I Kosten in der Höhe von 1.000 kWh * (15-1) ct /kWh, also € 140. Prosumer II würde mit seinem Überschuss € 60 verdienen.*
    - *Die Energie wird nicht direkt zwischen Prosumer I und Prosumer II gehandelt, es tritt der Betreiber der Anlage als Vermittler auf. Der Überschuss wird um € 60 gekauft und um € 140 verkauft. Damit ergeben sich Einnahmen von € 80. Die Einnahmen aus dem Kauf und Verkauf von Energie werden zur Finanzierung der Anlage genutzt.*
    - *Eine ähnliche Bepreisungsstrategie wird für den Batteriespeicher angewendet.*

  Die Höhe des delta-Tarifs von 1 ct/kWh ist an eine Investitionsbeteiligung der Nutzer:innen in der Höhe von 30 % in Form eines Baukostenzuschusses geknüpft. Dieser Baukostenzuschuss wird auf die Nutzer:innen gemäß ihren erwartbaren Einsparungen aufgeteilt, womit sich für alle Nutzer:innen dieselbe Amortisationsdauer ergibt. Das Geschäftsmodell bietet aufgrund der erarbeiteten Regelung einen weiteren Vorteil für die Prosumer aus der Nutzung des DLS - die Möglichkeit zur Spitzenlastreduktion. Die jeweiligen wirtschaftlichen Vorteile variieren bei den unterschiedlichen Akteuren:
    - Prosumer I – IV: Einsparungen beim Netzbezug; Mehreinnahmen durch Überschussverkauf; Reduktion der Spitzenlastkosten. Vergütung für Prosumer I (Standort des Batteriespeichers) für jene Energie, die in den Batteriespeicher zur Kompensation der wirkungsgradbedingten Verluste eingespeist wird.
    - Anlagenbetreiber: Einnahmen aus dem DLS-Betrieb

  In Summe hat sich gezeigt, dass das geplante System keine ausreichende Wirtschaftlichkeit für die Beteiligten ermöglicht.

- ***Ergänzende Einsatzbereiche und darauf aufbauende Geschäftsmodelle, um die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems für den Betreiber zu optimieren***
  Hinsichtlich ergänzender Geschäfts- und Betriebsmodelle wurde ein Speichereinsatz zur Teilnahme am Primärregelenergie- sowie am Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt untersucht. Die Simulationen haben ergeben, dass ein Einsatz zur Verfügungstellung von Primärregelleistungen - ohne entsprechendes Pooling-Konzept - eine Speichergröße voraussetzt, die negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der im Vordergrund stehenden Eigenbedarfsoptimierung hat. Eine Spotmarktteilnahme kann keine wesentlichen wirtschaftlichen Vorteile generieren. Weiters wurden regulatorische / rechtliche Rahmenbedingungen identifiziert, die einen Wechsel des Betriebsmodells (bspw. von Eigenbedarfsoptimierung auf Primärregelleistungsbereitstellung) nur nach einer kompletten Entleerung des Speichers möglich machen.

- ***Konzept zur Versorgung kritischer Infrastrukturen in Krisensituationen durch das Batteriespeichersystem unter Einbindung der lokalen erneuerbaren Erzeuger***
  Eine Energieversorgung der an das Direktleitungssystem angeschlossenen Infrastruktur im Falle eines Blackouts ist aus technischer Sicht möglich, die Betriebsweise orientiert sich dabei an der Wasserführung der Raab bzw. der Erzeugung des Laufwasserkraftwerks. Jedenfalls muss der Verbrauch der Nutzer:innen im Sinne eines Notbetriebs reduziert werden. Mit einer geplanten täglichen Abschaltung des Systems für 2 Stunden zum Laden des Batteriespeichers wäre es möglich, eine Notversorgung mit nur wenigen ungeplanten zusätzlichen Abschaltungen zur Nachladung des Batteriespeichers sicherzustellen. Eine Umsetzung dieser Funktionalität stellt jedoch hohe und kostenintensive Anforderungen an das elektrotechnische Schutzkonzept.

- ***Regelalgorithmen für das Batteriespeichersystem für unterschiedliche Einsatzstrategien***
  Im Rahmen der Erstellung und laufenden Optimierung der Simulationsmodelle erfolgte die Erarbeitung der Regelstrategien für das System für sowohl den Normalbetrieb als auch den Notversorgungsbetrieb. Regelalgorithmen auf Basis der entwickelten und simulierten Regelstrategien wurden ausgearbeitet.

- ***Erkenntnisse über den Betrieb eines Quartierspeichers mit hoher Leistung und Kapazität in einem urbanen Umfeld***
  Anhand der umfangreichen Simulationen sowie des Laboraufbaus, der ein Abbild der Realität darstellt, konnten umfassende Erkenntnisse gewonnen werden. Leider ist eine dieser Erkenntnisse jene, dass das System wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Diese Erkenntnisse werden in D4.3 beschrieben.

- ***Schlussfolgerungen über die Wirtschaftlichkeit des Systems unter Berücksichtigung verschiedener Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle***
  Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit werden in D2.1 & D3.2 beschrieben.

- ***Demonstrator mit hoher Außenwirkung***
  Auf Basis einer negativen Stop-or-go Entscheidung aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit

wurde kein Demonstrationsbetrieb durchgeführt. Das System wurde jedoch im Labor mit entsprechender Hardware nachgebildet. Damit wurden umfangreiche Tests durchgeführt sowie das Regelungssystem erprobt.

Das Direktleitungs- und Batteriespeichersystem wurde im Projekt *FeldBatt* nicht realisiert. Grund dafür war die Erkenntnis, dass das System in seiner Gesamtheit nicht wirtschaftlich ist. Im gegenständlichen Endbericht wird eine Übersicht über die relevanten Projektergebnisse gegeben, die Grundlagen, die zur Entscheidung nicht in die Umsetzung zu gehen, geführt haben und die Erkenntnisse und Empfehlungen dargestellt sowie relevanten inhaltlichen Deliverables beschrieben. Details zu den Ergebnissen können den einzelnen Deliverables, die dem publizierbaren Endbericht als Anhang beigefügt sind, entnommen werden:

- D2.1 & D3.2: Technisches und wirtschaftliches Gesamtkonzept für die Anlage
- D5.2 Endbericht über Ergebnisse, Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen
  Dieses Deliverable wird durch das gegenständliche Dokument ersetzt.
- D6.1 Disseminationsplan inkl. Disseminationsmaterial

Nicht Teil des publizierbaren Endberichts sind die folgenden Deliverables:

- D1.1 Projektdokumentation und aufbereitete Projektergebnisse (Protokolle, interne Statusberichte, Zwischen-, End- und Tätigkeitsbericht etc.):
  Dabei handelt es sich um den Bericht für den Fördergeber.
- D3.1: Technische Spezifikationen und Parameter des Speichersystems
  Aufgrund der enthaltenen Detailinformationen ist dieses Deliverable nicht zur Veröffentlichung bestimmt.
- D4.1: Be- und Einwilligungen für den Demonstrationsbetrieb:
  Aufgrund des Projektabbruchs wurden keine Be- und Einwilligungen für den Demonstrationsbetrieb eingeholt. Dementsprechend wurde dieses Deliverable nicht verfasst.
- D4.2: Bericht über die Inbetriebnahme des Demonstrators (inkl. Protokolle des Systemtests):
  Aufgrund des Projektabbruchs wurde kein Demonstrator in Betrieb genommen. Dementsprechend wurde dieses Deliverable nicht verfasst.
- D4.3: Konzept für die Demonstrationsphase
  Aus Gründen des Datenschutzes ist dieses Deliverable nicht zur Veröffentlichung bestimmt.
- D4.4 – 4.8: Berichte der Evaluierungen des Demonstrators
  Aufgrund des Projektabbruchs wurde kein Demonstrator in Betrieb genommen. Dementsprechend wurde dieses Deliverable nicht verfasst.
- D5.1 Protokoll über 3. Partizipationsworkshop
  Der dritte Partizipationsworkshop hätte die Diskussion der Ergebnisse des Demonstrationsbetriebes und die Ableitung von Empfehlungen für den weiteren Betrieb zum Ziel gehabt. Da

das Projekt abgebrochen wurde und kein Demonstrationsbetrieb stattgefunden hat, fand dieser Workshop nicht statt. Dementsprechend wurde dieses Deliverable nicht verfasst.

- D6.2 Plan für die Verwertung der Projektergebnisse
  Aufgrund des Projektabbruchs wurde die Verwertung der Ergebnisse als Schlussfolgerungen und Empfehlungen in den vorliegenden publizierbaren Endbericht integriert.

B.5.1 Deliverable D2.1 & D3.2

Die Deliverables 2.1 und 3.2 wurden aufgrund von inhaltlichen Überschneidungen zusammengeführt. Das Deliverable beschäftigt sich mit der technischen und wirtschaftlichen Bewertung unterschiedlicher Betriebsmodi des FeldBatt-Systems. Das FeldBatt-System ist der Zusammenschluss eines Batteriespeicher-Systems mit einem Direktleitungssystem, welches den Austausch elektrischer Energie zwischen den Nutzer:innen ermöglicht. Abbildung 4 zeigt eine Zusammenfassung der untersuchten Betriebsmodi (blau) des FeldBatt-Systems (grün).

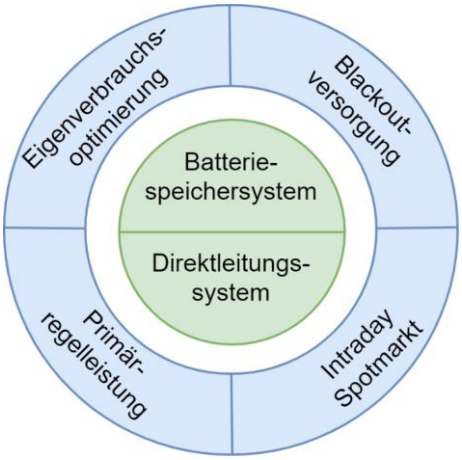


Abbildung 4: Betriebsmodi

Es wurden die folgenden Betriebsmodi untersucht:

- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Bei der Eigenbedarfsoptimierung wird das Batteriespeicher-system derart betrieben, sodass möglichst viel der lokal erzeugten Energie lokal genutzt werden kann. Da oftmals zeitliche Verschiebungen zwischen Erzeugung und Bedarf vorliegen, wird Energie temporär im Batteriespeichersystem gespeichert, wenn ein Erzeugungsüberschuss besteht. Weiters kann das Batteriesystem zur Reduktion der Spitzenlasten und damit zur Senkung der Netzgebühren der einzelnen Nutzer:innen verwendet werden.

- **Blackoutversorgung**: Die Blackoutversorgung stellt einen Sonderfall dar, da dieser Betriebsmodus im Normalbetrieb nicht verwendet wird, sondern lediglich im Falle eines großflächigen Strom- und Infrastrukturausfalls – Blackouts zum Einsatz kommt. Deshalb steht dieser Modus auch nicht in Konkurrenz mit den anderen Betriebsstrategien. Für den Fall, dass ein Blackout eintreten sollte, kann das Batteriespeichersystem in Kombination mit dem Direktleitungssystem die Notstromversorgung jener Nutzer:innen garantieren, die mit dem DLS verbunden sind. Durch die Einbindung eines Laufwasserkraftwerks kann außerdem eine dauerhafte Notstromversorgung sichergestellt werden (im Gegensatz zum Einsatz von Notstromaggregaten).

- **Primärregelleistung:** Batteriespeichersysteme bieten im Allgemeinen eine sehr schnelle Reaktionszeit im Sekundenbereich. Diese Reaktionsgeschwindigkeit kann genutzt werden, um am Primärregelleistungsmarkt Regelleistung für die Frequenzregelung anzubieten. Dabei wird proportional zur Abweichung der Frequenz des Stromnetzes von der Referenzfrequenz (50 Hz

in Österreich), Leistung einspeist bzw. aufgenommen. Die Bereitstellung der Regelenergie wird vom Übertragungsnetzbetreiber finanziell vergütet.

- **Intraday Spotmarkt:** Der EPEX Intraday Spotmarkt kann in Kombination mit einem Batteriespeichersystem genutzt werden um zu Zeiten, in denen niedrige Energiepreise vorherrschen, günstig Energie zu kaufen und diese in Zeiten hoher Preise wieder zu verkaufen. Für diese Betriebsweise des Batteriespeichers wird eine mathematische Optimierung verwendet, um die idealen Kaufs- und Verkaufszeitpunkte zu bestimmen.

Zur Realisierung des FeldBatt-Systems wurde ein technisches Konzept entwickelt, das im Wesentlichen aus 6 Komponentengruppen besteht (siehe Abbildung 5):

- Laufwasserkraftwerk: Das Laufwasserkraftwerk speist elektrische Energie am Sternpunkt des Direktleitungssystems ein und ist für einen Großteil der Energieversorgung im FeldBatt-System verantwortlich.

- Direktleitungssystem: Die Direktleitungsverbindungen gehen vom Sternpunkt beim Laufwasserkraftwerk aus und führen zu den einzelnen Nutzer:innen.

- Batteriespeichersystem: Der zentrale Batteriespeicher ist am Sternpunkt des Direktleitungssystem installiert, steht den Nutzer:innen für die Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung und stellt im Notstromversorgungsbetrieb die notwendige Regelenergie zur Verfügung.

- Technik zur Messung und Steuerung: Sämtliche Schalt- und Messgeräte sowie Steuer- und Kommunikationseinheiten, die für den Betrieb des FeldBatt-Systems notwendig sind.

- Zentraler Manager: Software und Hardware, welche die Optimierung und Steuerung des FeldBatt-Systems auf Basis von Mess- und Prognosedaten vornimmt.

- Schutzkonzept: Der Betrieb im Notstromversorgungsmodus verlangt, dass die gängigen Schutzsysteme überdacht werden. Es ist ein Schutzkonzept notwendig, dass auch im Notstromversorgungsmodus verlässlich funktioniert.

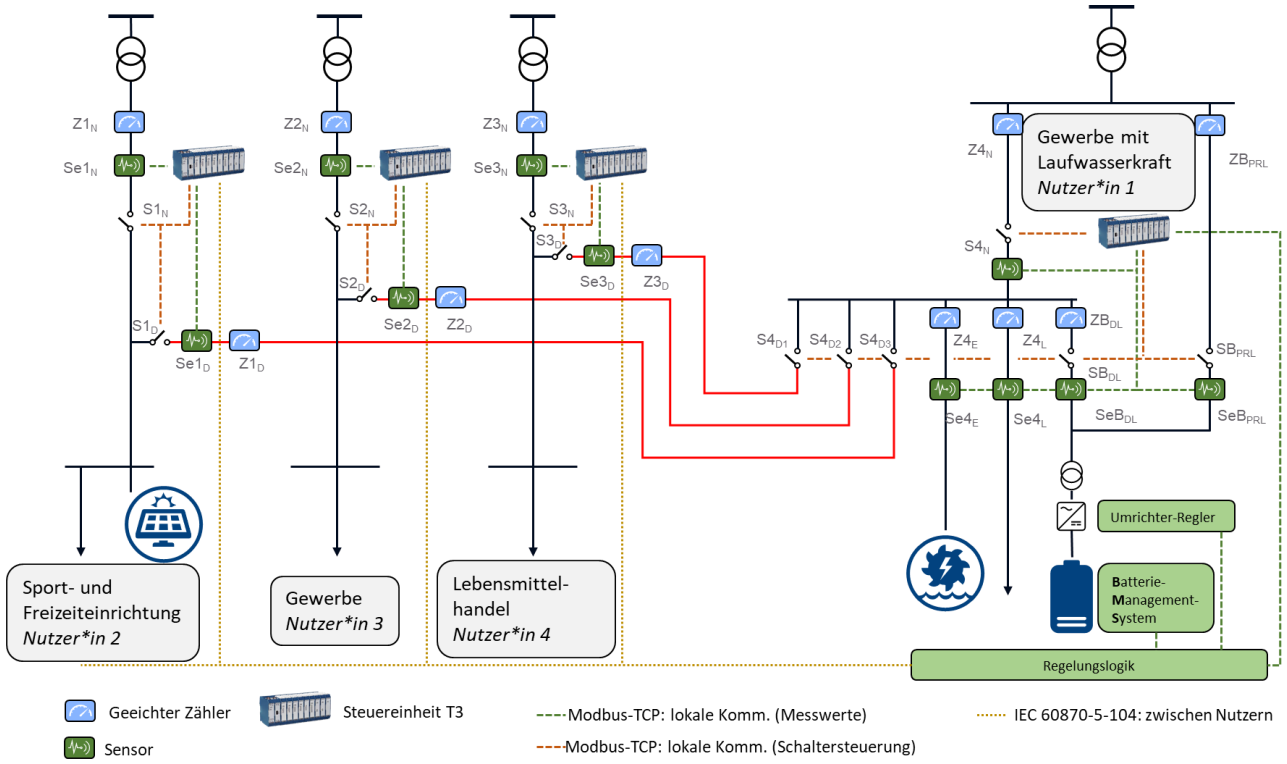


Abbildung 5: Technisches Konzept des FeldBatt-Systems

Von dem in Abbildung 5 dargestellten technischen Konzept wurden die organisatorischen Zugehörigkeiten abgeleitet, siehe Abbildung 6.

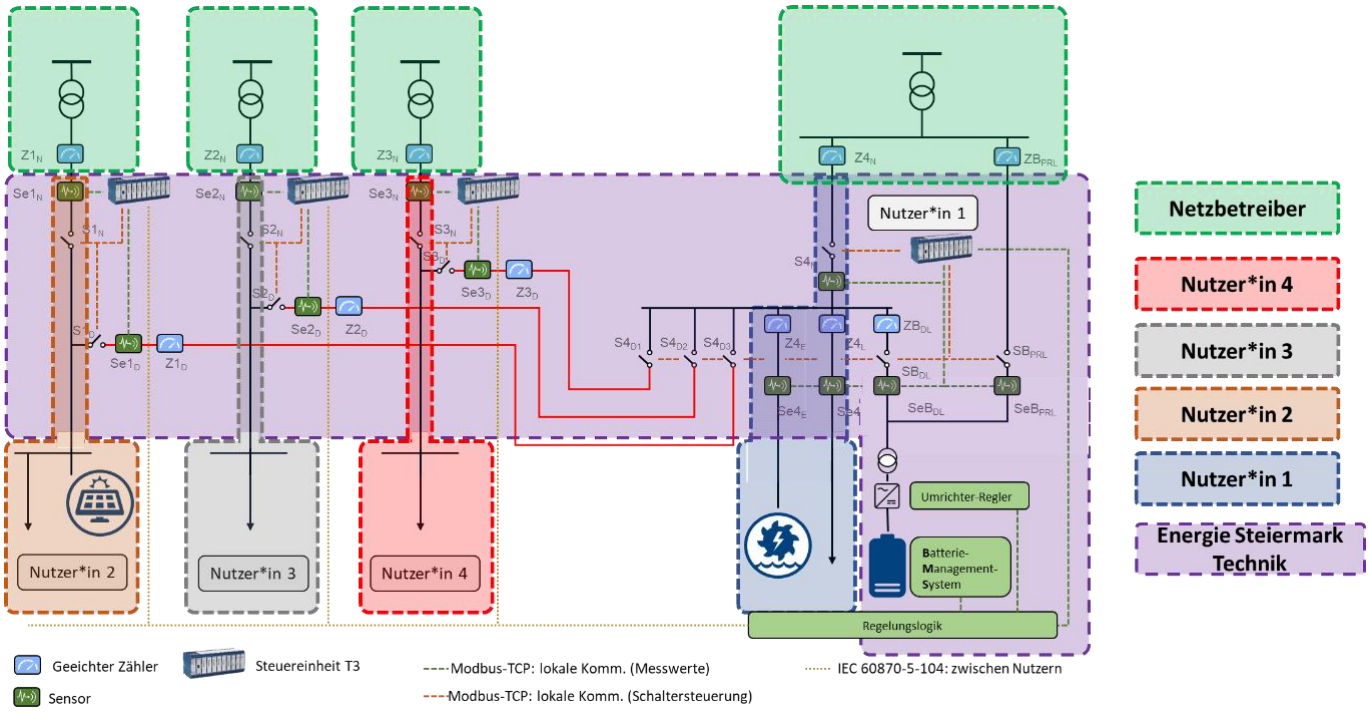


Abbildung 6: Organisatorische Zugehörigkeit der einzelnen Komponenten

B.5.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung

Für den Betrieb des Batteriespeicher- und Direktleitungssystem wurden vier Nutzer:innen identifiziert - ein Lebensmittelhandel, ein Gewerbebetrieb, eine Sport- und Freizeiteinrichtung mit PV-Anlage sowie ein Gewerbebetrieb mit einem Laufwasserkraftwerk. Die Nutzer:innen unterscheiden sich maßgeblich hinsichtlich ihrer Jahresverbräuche, der Lastprofile aber auch der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, siehe Tabelle 2 (blaue Schrift: für Variante mit reduzierter Nutzer:innenanzahl relevant).

Tabelle 2: Netzeinspeisung und Netzbezüge der Nutzer:innen des FeldBatt-Systems

	2017	2018	2019
Netzbezug Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraftwerk	134 MWh	40 MWh	124 MWh
Überschuss Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraftwerk	358 MWh	890 MWh	392 MWh
Netzbezug Gewerbebetrieb	94 MWh	94 MWh	91 MWh
Überschuss Gewerbebetrieb	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Netzbezug Lebensmittelmarkt	886 MWh	897 MWh	881 MWh
Überschuss Lebensmittelmarkt	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Netzbezug Sport- und Freizeiteinrichtung	817 MWh	823 MWh	796 MWh
Überschuss Sport- und Freizeiteinrichtung	39 MWh	37 MWh	34 MWh

In Tabelle 3 sind die Mittelwerte der monatlichen Spitzenlasten der Netzbezüge je Nutzer:in und Jahr angeführt (blaue Schrift: für Variante mit reduzierter Nutzer:innenanzahl relevant).

Tabelle 3: Spitzenlasten der Nutzer:innen des FeldBatt-Systems

	2017	2018	2019
Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraftwerk	147 kW	128 kW	168 kW
Gewerbebetrieb	27 kW	27 kW	27 kW
Lebensmittelmarkt	181 kW	183 kW	179 kW
Sport- und Freizeiteinrichtung	242 kW	240 kW	222 kW

Der Betriebsmodus Eigenverbrauchsoptimierung sieht vor, dass sowohl die Einspeiser:innen als auch die Verbraucher:innen im FeldBatt-System wirtschaftliche Vorteile aus der Nutzung genieren. Da alle DLS-Nutzer:innen unterschiedliche Stromtarife haben, ist die Festlegung eines fixen Tarifs innerhalb des FeldBatt-Systems nicht sinnvoll. Aus diesem Grund wurde der *Delta-Tarif-Ansatz* entwickelt. Die Grundlage für die Bestimmung der Tarife für bezogene, eingespeiste oder gespeicherte und wieder entnommene Energie stellen der jeweilige Stromtarif bzw. die jeweilige Einspeisevergütung der DLS-Nutzer:innen und des DLS-Sterns dar. Der *Delta-Tarif-Ansatz* sieht vor, dass Strombezüge aus dem DLS um einen gewissen Betrag (delta-Tarif) günstiger sind als aus dem öffentlichen Netz, Überschusseinspeisungen in das DLS werden um einen gewissen Betrag (delta-Tarif) höher vergütet als eine Einspeisung in das öffentliche Netz. Der delta-Tarif wurde mit 1 cent/kWh festgelegt.

An die Höhe des delta-Tarifs, der auf 1 cent/kWh festgelegt wurde, ist eine Investitionsbeteiligung der Nutzer:innen in der Höhe von 30 % in Form eines Baukostenzuschusses geknüpft. Dieser Baukostenzuschuss wird auf die Nutzer:innen gemäß ihren erwartbaren Einsparungen aufgeteilt, womit sich für alle Nutzer:innen dieselbe Amortisationsdauer ergibt.

Das Geschäftsmodell bietet aufgrund der erarbeiteten Regelung einen weiteren Vorteil für die DLS-Prosumer in Zusammenhang mit der Nutzung des DLS: die Möglichkeit zur Spitzenlastreduktion.

Die jeweiligen wirtschaftlichen Vorteile verteilen sich je nach Höhe des delta-Tarifs auf die unterschiedlichen Akteure:

- DLS-Nutzer:in I – IV: Einsparungen beim Netzbezug; Mehreinnahmen durch Überschussverkauf; Reduktion der Spitzenlastkosten. Vergütung für DLS-Nutzer:in I (Standort des Batteriespeichersystems) für jene Energie, die in den Batteriespeicher zur Kompensation der wirkungsgradbedingten Verluste eingespeist wird.
- Anlagenbetreiber: Einnahmen aus dem DLS-Betrieb

Zu techno-ökonomischen Validierung des Direktleitungsbetriebes wurde ein Optimierungsmodell unter der Verwendung von Python/Pyomo entwickelt. Der Source-Code für das Modell ist im Anhang zu finden.

Es wurden mehrere Simulationen für unterschiedlichen Speichergrößen und mit unterschiedlicher Nutzer:innen-Anzahl durchgeführt. Die Speichergrößen wurden variiert, um den Einflussfaktor der Lade- und Entladeleistung auf die Wirtschaftlichkeit des Systems zu ermitteln. Die Variation der Nutzer:innen-Anzahl wurde durchgeführt, da sich herausgestellt hat, dass das System mit 4 Nutzer:innen keinen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht.

Tabelle 4 zeigt die Gegenüberstellung der wirtschaftlichen Parameter bei Verwendung unterschiedlicher Batteriespeichersysteme für vier Nutzer:innen.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Varianten und Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei einer Nutzung des FeldBatt-Systems durch vier Nutzer:innen

	130 kW / 414 kWh		260 kW / 414 kWh	
	Best Case	Worst Case	Best Case	Worst Case
Wirtschaftliches Potenzial (EUR)	53.000	26.000	63.000	31.000
Betriebskosten (EUR)	8.200	8.200	8.200	8.200
Jährliche Bilanz (EUR)	44.800	17.800	54.800	22.800
Installationskosten (EUR)	580.000	580.000	630.000	630.000
Statische Amortisationsdauer	> 12 Jahre	> 30 Jahre	> 11 Jahre	> 27 Jahre

Tabelle 5 zeigt die Gegenüberstellung der wirtschaftlichen Parameter bei Verwendung unterschiedlicher Batteriespeichersysteme für zwei NutzerInnen.

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Varianten und Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei einer Nutzung des FeldBatt-Systems durch zwei Nutzer:innen

	130 kW / 207 kWh		260 kW / 414 kWh	
	Best Case	Worst Case	Best Case	Worst Case
Wirtschaftliches Potenzial	35.000	21.000	35.500	20.500
Betriebskosten	8.200	8.200	8.200	8.200
Jährliche Bilanz	26.800	12.800	27.300	12.300
Installationskosten	430.000	430.000	530.000	530.000
Statische Amortisationsdauer	> 16 Jahre	> 33 Jahre	> 19 Jahre	> 43 Jahre

In beiden Tabellen werden für jeweils beide Batteriespeichersysteme ein „Best-Case" und ein „Worst-Case" dargestellt. Diese beziehen sich auf die Laufwasserkrafterzeugung. Die in den Simulationen betrachteten Jahre (2017-2019) unterscheiden sich maßgeblich hinsichtlich der verfügbaren Wassermengen für die Laufwasserkrafterzeugung. In Jahren mit viel Laufwasserkrafterzeugung steht auch viel Energie für die Nutzung im FeldBatt-System zur Verfügung, was die wirtschaftlichen Vorteile für alle Beteiligten erhöht. Im Gegensatz dazu sind die wirtschaftlichen Vorteile in Jahren mit geringer Laufwasserkrafterzeugung ebenso deutlich geringer.

Die techno-ökonomische Analyse des Betriebs des FeldBatt-Systems zeigte selbst in den besten analysierten Fällen Amortisationszeiten größer 10 Jahre. Dabei ist zu berücksichtigen, dass den Ergebnissen Modellbedingungen zugrunde liegen - d.h. es wurden perfekte Prognosen für die Steuerung des Batteriespeichersystems und der Direktleitungen zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurden bei der Simulation 15 Minuten-Leistungsmittelwerte herangezogen. In der Realität gibt es deutliche Schwankungen der Lasten und Erzeugungsleistungen innerhalb der 15 Minuten-Zeitfenster, was einen weiteren Unsicherheitsfaktor hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit darstellt.

B5.1.2 Blackoutversorgung

Bei diesem Betriebsmodus handelt es sich im Wesentlichen um eine technische Versicherung, die nur im Falle eines Blackouts zum Zug kommt, d.h. im regulären Betrieb ist diese Einsatzstrategie nicht von Relevanz. Diese Strategie steht auch nicht in Konkurrenz zu den anderen Betriebsmodi.

Da es sich bei einem Blackout, also einem großflächigen Strom- und Infrastrukturausfall, um ein Krisenereignis handelt, ist davon auszugehen, dass sich das Verhalten der Nutzer:innen im Vergleich zum regulären Betrieb grundlegend ändert. Diese Änderungen wurde im Projekt anhand von Notstromlastprofilen abgebildet. Dabei handelt es sich um Lastprofile, die den Betrieb von auch im Blackoutfall notwendigen Aggregaten abbilden.

Für einen ordnungsgemäße Versorgung im Blackoutfall ist ein spezielles Schutzkonzept notwendig. Das reguläre Schutzkonzept baut darauf auf, dass im Fehlerfall ein ausreichend großer Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann, damit die Schutzeinrichtungen auslösen. Für das FeldBatt-System wurde ermittelt, dass das Laufwasserkraftwerk grundsätzlich in der Lage wäre, eine entsprechend hohe Kurzschlussleistung zu generieren. Aufgrund mehrerer möglicher Fehlerstromquellen (öffentliches Netz, Wasserkraftwerk, Speicher, PV-Anlagen) und Fehlerstromsenken (öffentliches Netz, Direktleitungssystem, Kundenanlagen), die es im Direktleitungssystem gibt, ist eine gerichtete Fehlererkennung bzw. bidirektionale Messung von einzelnen Spannungs- und Stromkenngrößen erforderlich. Des Weiteren ist auch eine schnelle Kommunikation zwischen einzelnen Schutzkomponenten bzw. Schutzrelais notwendig, um eine koordinierte selektive Abschaltung des Fehlerortes sicherstellen zu können. Um diese anspruchsvollen Anforderungen zu implementieren, wurden Geräte vom Typ Sprecon-E-P der Fa. Sprecher Automation für das Schutzkonzept vorgesehen. Diese Schutzgeräte werden parallel auch als Leittechnikkomponenten eingesetzt. Daraus resultierte das in Abbildung 7 dargestellte überarbeitete technische Konzept für das FeldBatt-System.

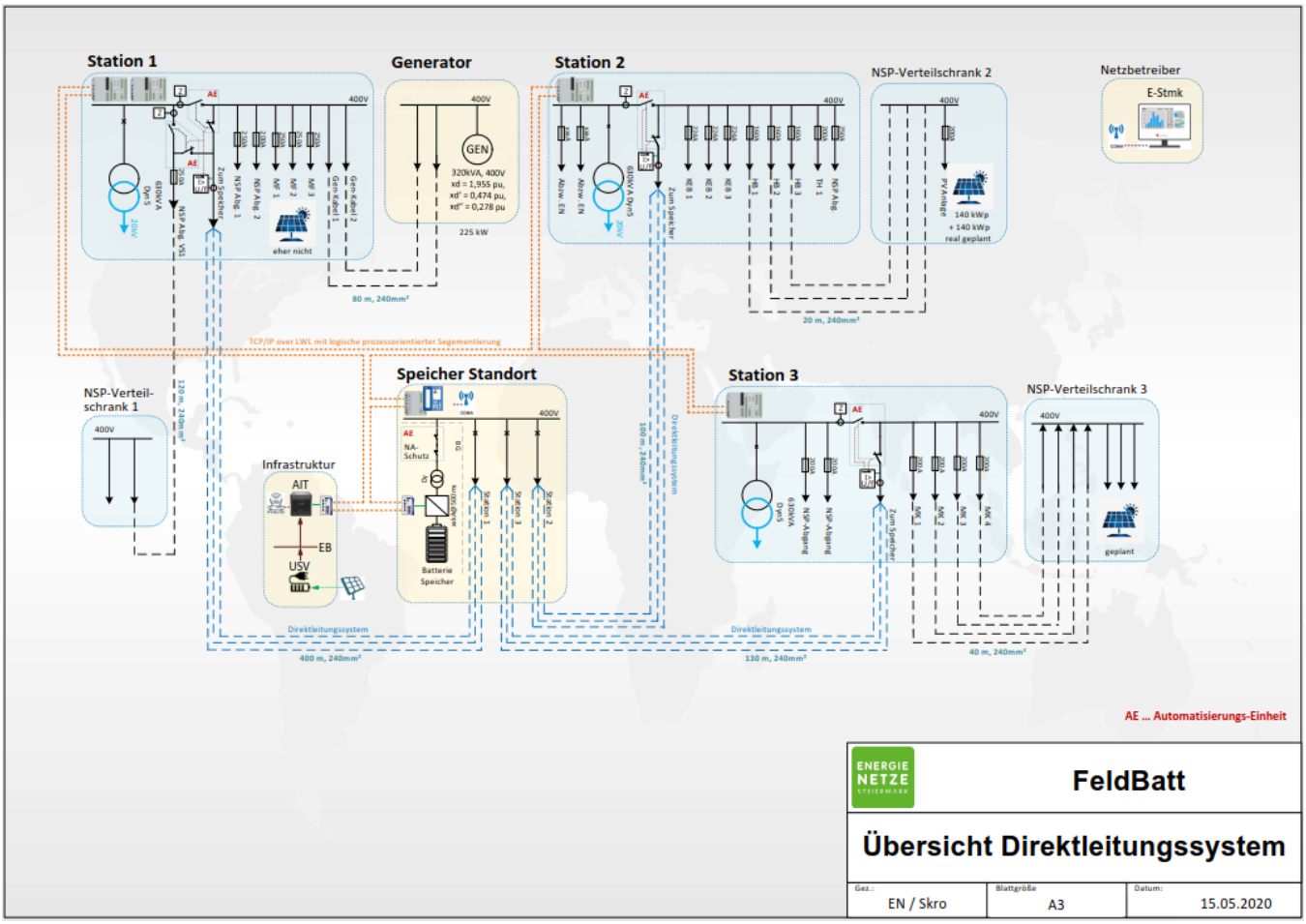


Abbildung 7: Überarbeitetes technisches Konzept des FeldBatt-Systems

Für die Analyse des Blackout-Betriebes wurde ein eigenständiges Simulationsmodell entwickelt, anhand dessen die Versorgungssicherheit des FeldBatt-Systems ermittelt werden konnte. Die Bewertung der Versorgungssicherheit wurde anhand der Anzahl notwendiger Abschaltungen von sowohl Verbraucher:innen (Untererzeugung) als auch Erzeuger:innen (Übererzeugung) bewertet.

In Analogie zu den Analysen, die für die Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt wurden, wurden auch für die Analysen der Blackoutversorgung unterschiedliche Batteriespeichersysteme (130 kW / 260 kW mit einer Kapazität von 414 kWh) zugrunde gelegt. Es zeigte sich, dass die Leistung des Batteriespeichersystems kaum einen Einfluss auf die Anzahl der Abschaltungen hat. Die Analyse der Simulationsergebnisse hinsichtlich der Notwendigkeit zur Abschaltung von Verbrauchern ergab, dass im Mittel im Jahr 2017 eine Versorgung in etwa 86 %, im Jahr 2018 eine Versorgung in 98 % und im Jahr 2019 eine Versorgung in etwa 89 % der untersuchten Zeitschritte gegeben wäre.

Bei der weiteren Analyse der notwendigen Abschaltungen von Erzeugungsanlagen zeigte sich ein sehr geringer Einfluss der Leistung des Batteriespeichersystems. Im Mittel brachte die Steigerung der Batterieleistung von 130 kW auf 260 kW eine Reduktion der Erzeugungsbeeinflussungen von etwa 1 %. Durch die schwankende Laufwasserkrafterzeugung in den analysierten Jahren (2017 und 2019 wiesen unterdurchschnittliche Werte auf, 2018 überdurchschnittliche Werte) wurden in den Simulationen sehr unterschiedliche Abschalthäufigkeiten von Erzeugungsanlagen beobachtet. Im Mittel zeigten die Simulationsergebnisse, dass im Jahr 2018 nur in 23 % der Fälle die Leistung der

Erzeugungsanlagen nicht beeinflusst wurde. Im Jahr 2017 war in 74 % der Fälle und im Jahr 2019 73 % der Fälle keine Beeinflussung der Erzeugung notwendig.

B5.1.3 Bereitstellung von Primärregelleistung

Zur Analyse des Einsatzes des Batteriespeichersystems am Primärregelleistungsmarkt wurde eine Simulationsumgebung in der Programmiersprache Python implementiert. Dabei sind die Nachladestrategie, ein Modell der Batterie und des Primärregelleistungsmarkts auf Basis der Python Programmbibliotheken Numpy, Pandas, Scipy und posycopg2 (ein Python Interface für die Datenbank PostgreSQL) implementiert.

Für die Simulationen wurden unterschiedliche Größen des Batteriespeichersystems angenommen. Dabei wurden sowohl die Kapazität des Speichers als auch die maximale nominelle Leistung des Systems variiert. Für die Simulationen wurde von einer perfekten Markteinsicht und einer 100 %igen Zuschlagswahrscheinlichkeit ausgegangen. Der Zeitraum der Simulationen erstreckt sich über das Kalenderjahr 2018.

Tabelle 8 zeigt die Simulationsergebnisse unter der Annahme der in Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellten Preise und Netztarife.

Tabelle 6: Verlauf des Medians der Durchschnittspreise für Primärregelleistung

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Median (€/Woche/MW)	4.322	4.297	4.783	3.451	3.794	3.758	2.321	2.338	2.014

Tabelle 7: Tarif Primärregelleistung

Richtung	Energie-preis (ct/kWh)	Netz-nutzungs-entgelt (ct/kWh)	Netz-verlust-entgelt (ct/kWh)	Ust. (%)	E-Abgabe (ct/kWh)	Ökostrom-förder-beitrag (ct/kWh)	Kosten / Erlöse (ct/kWh)
Einspeisung	-	-	-	-	-	-	-
Bezug	-	0,085	0,248	-	1,5	0,39	2,223

Anmerkungen zu den Bezeichnungen der Spalte in Tabelle 8:

P (MW): Nominelle Wirkleistung des Speichersystems

E (MWh): Kapazität des Batteriespeichers

P_{PRL} (MW): Primärregelleistung die aufgrund der nominellen Leistung und Kapazität der Batterie angeboten werden kann

Einnahmen PRL (€): Erlöse die aufgrund des Angebots von Primärregelleistung entstehen

Käufe Intraday (€): Kosten die aufgrund von Nachkäufen am Intraday Spotmarkt entstehen

Verkäufe Intraday (€): Erlöse die aufgrund von Verkäufen am Intraday Spotmarkt entstehen

Ausgleichsenergie (€): Kosten die für Ausgleichsenergie anfallen

Netzgebühren (€): Kosten die durch Netzgebühren entstehen

Total (€): Erlöse die sich unter Betrachtung der zuvor genannten Teilgebühren ergeben

Tabelle 8: Erlöse Primärregelleistung

P (MW)	E (MWh)	P_{PRL} (MW)	Einnahmen PRL (€)	Käufe Intraday (€)	Verkäufe Intraday (€)	Ausgleichs-energie (€)	Netz-gebühren (€)	Total (€)
0,10	0,10	0,05	5.445,59	-1.039,14	13,62	83,06	-613,75	**3.889,38**
0,10	0,20	0,08	8.712,94	-1.113,80	7,70	132,90	-836,50	**6.903,24**
0,10	0,30	0,08	8.712,94	-1.060,55	8,78	132,90	-825,50	**6.968,57**
0,40	0,40	0,20	21.782,36	-4.156,57	54,48	332,26	-2.454,99	**15.557,54**
0,40	0,80	0,31	33.762,65	-4.346,18	39,82	515,00	-3.260,46	**26.710,83**
0,40	1,20	0,31	33.762,65	-4.148,13	31,81	515,00	-3.221,28	**26.940,05**
0,70	0,70	0,35	38.119,12	-7.274,00	95,34	581,45	-4.296,23	**27.225,68**
0,70	1,40	0,54	58.812,36	-7.477,70	64,71	897,10	-5.684,02	**46.612,45**
0,70	2,10	0,54	58.812,36	-7.183,71	59,20	897,10	-5.629,71	**46.955,24**
1,00	1,00	0,50	54.455,89	-10.391,43	136,20	830,65	-6.137,47	**38.893,84**
1,00	2,00	0,77	83.862,07	-10.892,02	89,71	1.279,20	-8.104,77	**66.234,19**
1,00	3,00	0,77	83.862,07	-10.369,95	81,34	1.279,20	-8.038,76	**66.813,90**
1,30	1,30	0,65	70.792,66	-13.508,86	177,06	1.079,84	-7.978,71	**50.561,99**
1,30	2,60	1,00	108.911,78	-14.180,98	86,16	1.661,30	-10.526,40	**85.951,86**
1,30	3,90	1,00	108.911,78	-13.507,62	106,65	1.661,30	-10.408,80	**86.763,31**

B5.1.4 Intraday Handel

Für die Bewertung des Intraday-Handels wurde ebenfalls ein mathematisches Optimierungsmodell (Python/Pyomo) erarbeitet, welches Kaufs- und Verkaufsentscheidungen am EPEX Intraday-Spotmarkt optimiert und das Batteriespeichersystem entsprechend steuert.

Als Datenbasis für die Simulation wurden EPEX-Spotpreise von 2017 und 2018 herangezogen, Abbildung 8 zeigt eine Darstellung der Durchschnittspreise je 15 Minuten sowie deren Standardabweichung für den Zeitraum 01. Jänner 2018 bis 30. September 2018.

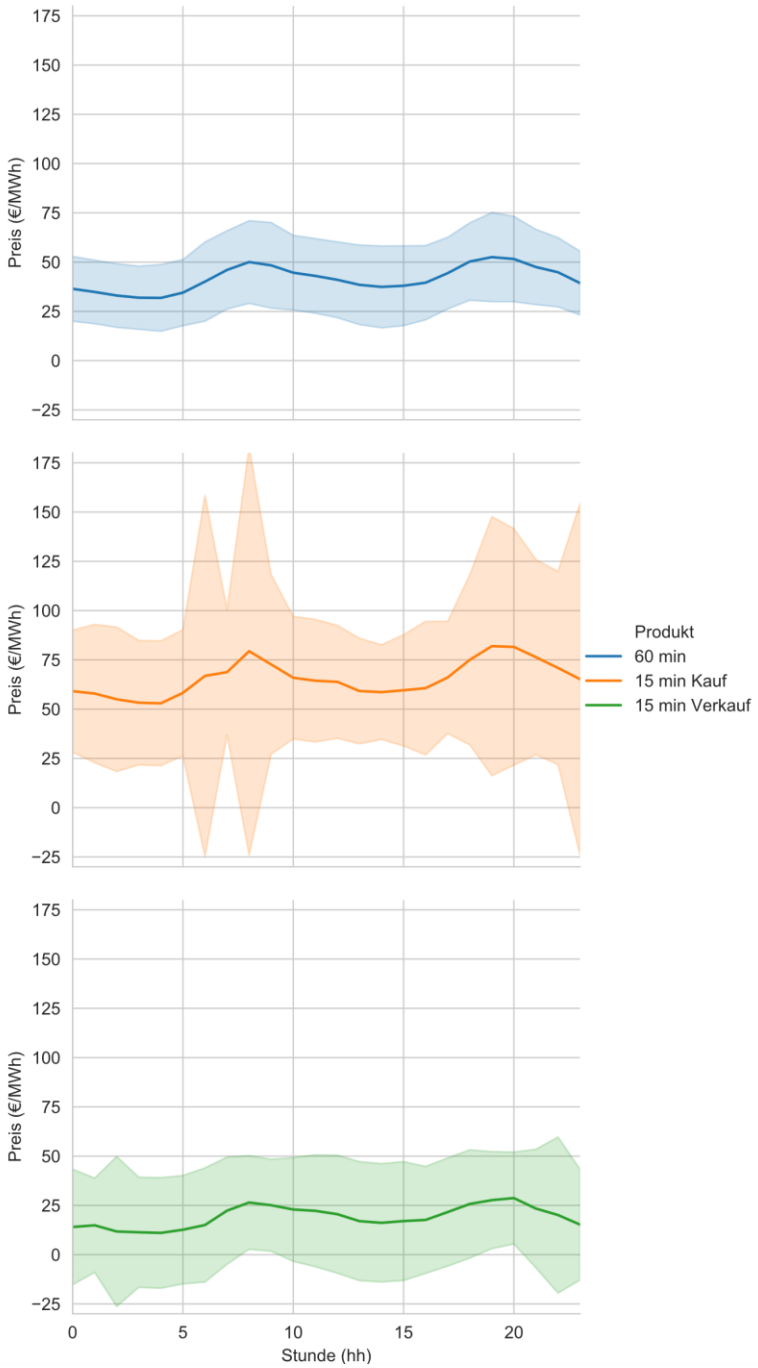


Abbildung 8: EPEX Intraday Spotmarktpreise 1. Jänner 2018 – 30. September 2018

Beim Handel am Intraday Spotmarkt werden in den meisten Fällen Erlöse durch den Verkauf von Strom (Ausnahme negative Preise) und Ausgaben durch den Kauf von Strom (Ausnahme negative Preise) erzielt. Des Weiteren fallen Kosten beim Kauf von Strom durch die resultierenden Netzgebühren, Steuern und Abgaben an.

Bei den durchgeführten Simulationen wurde zwischen zwei Szenarien unterschieden. In einem Szenario wurden, wie es zum Zeitpunkt der Bewertung üblich war, die regulären Netzgebühren, Steuern und Abgaben bei Energiebezug durch das Batteriespeichersystem zugrunde gelegt (7,189 ct/kWh). Für das andere Szenario wurde angenommen, dass für ein Batteriespeichersystem reduzierte Tarife, in Analogie zum „Pumpspeichertarif", entrichtet werden (2,399 ct/kWh). Bei den Simulationen wurden wiederum eine vollkommene Markteinsicht sowie eine Zuschlagswahrscheinlichkeit von 100 % angenommen.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung sind in Tabelle 9 für den regulären Tarif und in

Tabelle 10 für den Pumpspeichertarif dargestellt.

Tabelle 9: Erlöse Intraday Spotmarkt – Normaltarife

P (MW)	E (MWh)	Intraday (€)	Netzgebühren (€)	Total (€)
0,10	0,10	67,22	-65,28	**1,94**
0,10	0,20	75,46	-59,11	**16,35**
0,10	0,30	80,80	-61,99	**18,81**
0,40	0,40	324,43	-249,35	**75,08**
0,40	0,80	360,30	-274,73	**85,57**
0,40	1,20	467,56	-363,82	**103,74**
0,70	0,70	575,67	-442,31	**133,36**
0,70	1,40	799,71	-621,86	**177,85**
0,70	2,10	871,02	-683,49	**187,53**
1,00	1,00	822,27	-631,77	**190,50**
1,00	2,00	1.182,36	-924,37	**257,99**
1,00	3,00	1.249,33	-981,11	**268,22**
1,30	1,30	1.223,90	-953,06	**270,84**
1,30	2,60	1.543,20	-1.207,28	**335,92**
1,30	3,90	1.624,13	-1.275,44	**348,69**

Tabelle 10: Erlöse Intraday Spotmarkt – Pumpspeichertarif

P (MW)	E (MWh)	Intraday (€)	Netzgebühren (€)	Total (€)
0,10	0,10	37,39	-37,80	**-0,41**[19]
0,10	0,20	87,32	-24,59	**62,73**
0,10	0,30	169,53	-47,98	**121,55**
0,40	0,40	572,69	-168,49	**404,20**
0,40	0,80	1.708,33	-690,45	**1.017,88**
0,40	1,20	2.792,59	-1.302,34	**1.490,25**
0,70	0,70	1.696,07	-624,73	**1.071,34**
0,70	1,40	4.138,67	-1.939,62	**2.199,05**
0,70	2,10	6.046,95	-3.133,05	**2.913,90**
1,00	1,00	3.120,47	-1.304,38	**1.816,09**
1,00	2,00	6.706,00	-3.360,46	**3.345,54**
1,00	3,00	9.411,58	-5.103,19	**4.308,39**
1,30	1,30	4.691,98	-2.113,33	**2.578,65**
1,30	2,60	9.389,56	-4.905,97	**4.483,59**
1,30	3,90	12.721,04	-7.050,40	**5.670,64**

B5.1.5 Kombinationen der Betriebsmodi

Es wurde ebenfalls untersucht, inwieweit die unterschiedlichen Betriebsmodi miteinander kombiniert werden können. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 dargestellt. Ein (+) verweist auf eine gute, ein (-) auf eine schlechte Kombinierbarkeit. Eine schlechte Kombinierbarkeit kann sich aufgrund rechtlicher Komplikationen oder technisch/organisatorischer Probleme ergeben.

Tabelle 11: Kombinierbarkeit der einzelnen Betriebsmodi für das Batteriespeichersystem

	Eigenverbrauchs-optimierung	Blackout-versorgung	Primärregel-leistung	Intraday Spotmarket
Eigenverbrauchs-optimierung	X	+	-	-
Blackout-versorgung	+	X	-	-
Primärregel-leistung	-	-	X	+
Intraday Spotmarket	-	-	+	X

[19] Trotz eines günstigeren Pumpspeichertarifs sind die Erlöse für eine Batterie mit einer nominellen Wirkleistung von 100 kW und einer Kapazität von 100 kWh geringer als ohne der vergünstigten Pumpspeichertarife. Dies resultiert daraus, dass sich für den Optimierer eine Lösungsfindung mit dieser Parameterkombination als kompliziert erwiesen hat. Darum wurde ein Zeitlimit für die Optimierer festgesetzt und danach als Lösung ein lokales Optimum gewählt, welches im Vergleich schlechter ausfällt.

B5.2 Deliverable D3.1

In Deliverable D3.1 sind die technischen Spezifikationen und Parameter des für das FeldBatt-System geplanten Batteriespeichersystem beschrieben. Die technischen Spezifikationen wurden auf Basis der ersten durchgeführten Simulationen erhoben und waren notwendig, um detaillierte Angebote für das Batteriespeichersystem einzuholen und in weiterer Folge eine Entscheidung hinsichtlich einer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit treffen zu können. Insgesamt wurden 194 Parameter definiert, die von den Anbietern zu beschreiben und zu quantifizieren waren. Angaben wurden für die folgende Parametergruppe definiert (Details siehe Deliverable 3.1):

- Anforderungen an den Betrieb
  - Netzbetrieb
  - Inselbetrieb
  - Ladungswiederherstellung
- Betriebsverhalten
  - Anlagenmodi
  - Arbeitsbereiche
- Anforderungen an das Gesamtsystem
  - Bauliche Beschaffenheit
  - Elektrische Anlage
  - Informationstechnische Anlage
    - Leitsystem
    - Zusätzliche Messstellen und Messaufnehmer
  - Hilfssysteme
  - Sicherheit
    - Elektrische Sicherheit
    - Brand- und Umwelt-schutz
    - Zuverlässigkeit
- Anforderungen an Umrichtersysteme
  - Allgemeine Angaben zum Umrichtersystem
  - Effizienz des Umrichtersystems
  - Konformität
  - Wartung des Umrichtersystems
- Anforderungen an das Batteriesystem
  - Zellspezifikationen
    - Allgemeine Zellangaben
    - Zellsicherheit
  - Modulspezifikationen
    - Allgemeine Modulangaben
    - Modulsicherheit
    - Modulwartung und Modultausch
  - Batteriesystemspezifikationen
    - Allgemeine Batteriesystemangaben
    - Batteriesystemsicherheit
    - Lebensdauer

B5.3 Deliverable D4.3

In D4.3 wird das Messkonzept für den Demonstrationsbetrieb und der darauf basierende Laboraufbau für das „Demonstrator-Konzept" im Detail beschrieben. Obwohl es im Rahmen des Projektes FeldBatt aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit zu keiner Umsetzung der Anlage kam, war es dennoch notwendig, zeitlich hoch aufgelöste Messwerte in potenziellen Demonstrationsgebiet zu erfassen, da das techno-ökonomische Modell zur Bewertung des FeldBatt-Systems auf Basis von lediglich 15-Minuten-Messwerten basiert. Des Weiteren wurde im Modell von einer perfekten Prognose der Erzeugungs- und Lastdaten ausgegangen, was nicht den Gegebenheiten in der Realität entspricht. Aus diesem Grund wurde der Regler im Rahmen eines Laborversuchs implementiert und erprobt. Ein Hardware-in-the-Loop (HIL) Aufbau mit einem Echtzeitsimulator und der Automatisierungshardware wurde für die Tests genutzt. Mithilfe dieses Aufbaus konnte die Software zur Steuerung und Regelung des Systems sowie die Fernwirktechnik einer Gesamtvalidierung unterzogen werden. Getestet und validiert wurden ebenso die Messdatenverarbeitung, wie sie im Feld stattfinden würde.

B5.3.1 Messaufbau im Demonstrationsgebiet

Zur Erfassung der Messdaten bei den Nutzer:innen des FeldBatt-Systems wurden Sprecher Automation Geräte der SPRECON-E-T3-Serie installiert, für die Datenanbindung wurde je Gerät zusätzlich ein GSM-Modul verbaut. Ein Rechner, welcher sich in der Leitwarte befindet und die Sprecher Automation V460 Software installiert hat, empfängt und archiviert alle Messwerte, siehe Abbildung 9.

Oben in der Abbildung 9 sind die beiden Nutzer:innen Gewerbe mit Laufwasserkraftwerk (Generatorsymbol in der Grafik) und Gewerbe (ohne Laufwasserkraftwerk) dargestellt, die mit derselben Transformatorstation verbunden sind. Über der Sammelschiene sind die Messgeräte der Firma Sprecher Automation eingezeichnet. Das Hauptgerät misst direkt die Last vom Gewerbe (ohne Laufwasserkraftwerk) und die Residuallast vom Gewerbe mit Laufwasserkraftwerk. Über ein abgesetztes Modell wird zusätzlich die Erzeugungsleistung vom Laufwasserkraftwerk erhoben. Aus der Differenz der Residuallast vom Gewerbe mit Laufwasserkraftwerk und der Erzeugung des Laufwasserkraftwerks kann der Verbrauch des Prosumers berechnet werden. Damit kann für beide Gewerbe getrennt Erzeugung und Verbrauch gemessen bzw. berechnet werden (wobei zu beachten ist, dass das Gewerbe (ohne Laufwasserkraftwerk) derzeit über keine Erzeugungsanlagen verfügt).

In der Mitte der Abbildung 9 ist die Trafostation, mit der der Lebensmittelmarkt verbunden ist, dargestellt. Die Sammelschiene des Lebensmittelmarktes ist über einen Abzweig mit dieser verbunden. In diesem Fall ist eine einzelne Messung beim Lebensmittelmarkt ausreichend, da derzeit keine Erzeugungsanlagen vorhanden sind.

Unten in der Abbildung 9 ist das Sport- und Freizeitzentrum mit der dazugehörigen Trafostation abgebildet. Die Photovoltaikanlage des Zentrums ist mit einer separaten Sammelschiene verbunden, die sich auf einem Nebengebäude befindet. Das Hauptmessgerät misst die Residuallast an der Trafostation. Zusätzlich gibt es eine abgesetzte Messeinheit, die die Einspeisung der Photovoltaikanlage misst. Daraus können wiederum die Erzeugung und der Verbrauch des gesamten Freizeitzentrums gemessen bzw. berechnet werden.

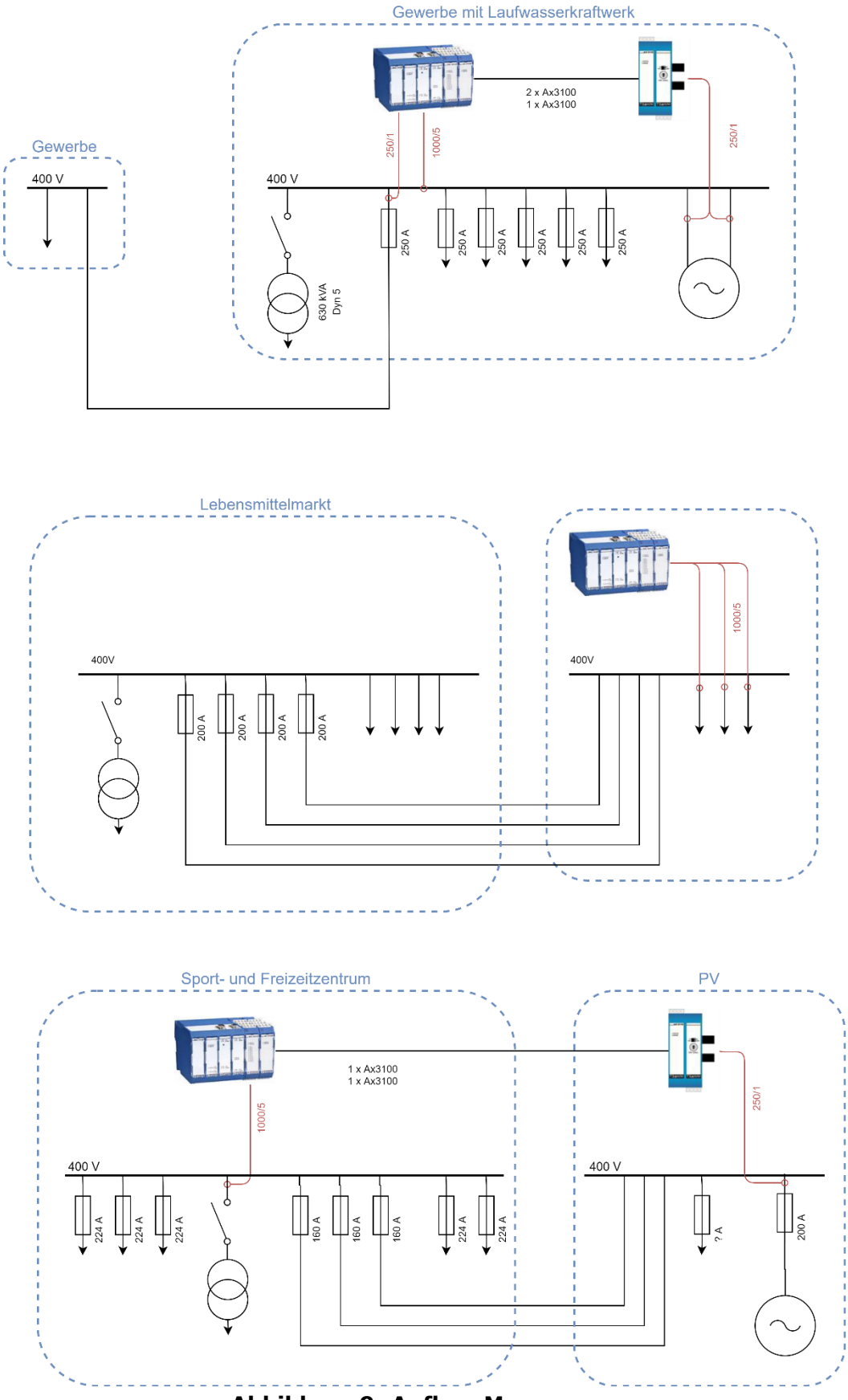


Abbildung 9: Aufbau Messungen

B5.3.2 Laboraufbau

Zur Erprobung des Reglers und zum Einlesen der Messdaten wurde die gesamte Steuerungs- und Regelungsplattform in einem Hardware-in-the-Loop (HIL) Aufbau getestet und validiert. Es wurden die Nutzer:innen des FeldBatt-Systems, das Stromnetz, das Direktleitungssystem und der Batteriespeicher in einem Echtzeitsimulator des Herstellers OPAL-RT simuliert. Der zentrale Regler nutzte dabei die in Abbildung 9 dargestellten Messgeräte zur Erfassung der Verbrauchswerte. Dies ermöglichte die Durchführung einer Validierung des Reglers und des Messsystems als Vorbereitung für eine Umsetzung des FeldBatt-Systems.

In Abbildung 10 ist eine vereinfachte Darstellung des Laboraufbaus skizziert. Die Kommunikation zwischen dem zentralen Regler und der SPRECON-Geräte erfolgt über Modbus TCP. Eine Ausnahme bildet der Batteriespeicher, dessen Messwerte und Steuersignale nicht nur über die SPRECON-Geräte ausgetauscht werden, sondern zusätzlich direkt per Modbus TCP zwischen dem Echtzeitsimulator und dem zentralen Regler. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da Batterien eine Vielzahl von unterschiedlichen Schnittstellen haben und der direkte Datenaustausch schon vorab Tests erlaubt, bevor eine Entscheidung hinsichtlich des Batteriespeichersystem-Typs getroffen wird.

Abbildung 10: Laboraufbau Übersicht

In Abbildung 11 sind die Schnittstellen dargestellt. Die Leitungen und Schalter zum öffentlichen Netz sind in Gelb und die Direktleitungen inklusive zugehöriger Schalter in lila dargestellt. Die Rechtecke mit der Beschriftung Π stellen Stromleitungen dar, die mit einem Pi-Leitungsmodell in der Simulation modelliert wurden.

Für den Echtzeitsimulator wurden drei Schnittstellen vorgesehen:

- **Analog Out:** Analoge Ausgänge die verwendet werden, um Leistungsmessungen zu übermitteln. Dabei wird der Spannungspegel an den Ausgängen benutzt, um Information von Wirkleistungsmessungen zu übertragen. Alle Messungen sind in Abbildung 11 grün hinterlegt.
- **Digital In:** Mit digitalen Eingängen werden die Schalterstellungen übermittelt. Diese Steuersignale sind in Abbildung 11 in blau dargestellt.
- **UDP:** Zusätzliche Daten können mittels einer UDP-Schnittstelle mit dem Echtzeitsimulator ausgetauscht werden. Ein Modbus-TCP Server stellt diese Daten über eine Modbus-TCP-Schnittstelle bereit (z.B. für den aktuellen Ladestand des Batteriespeichers).

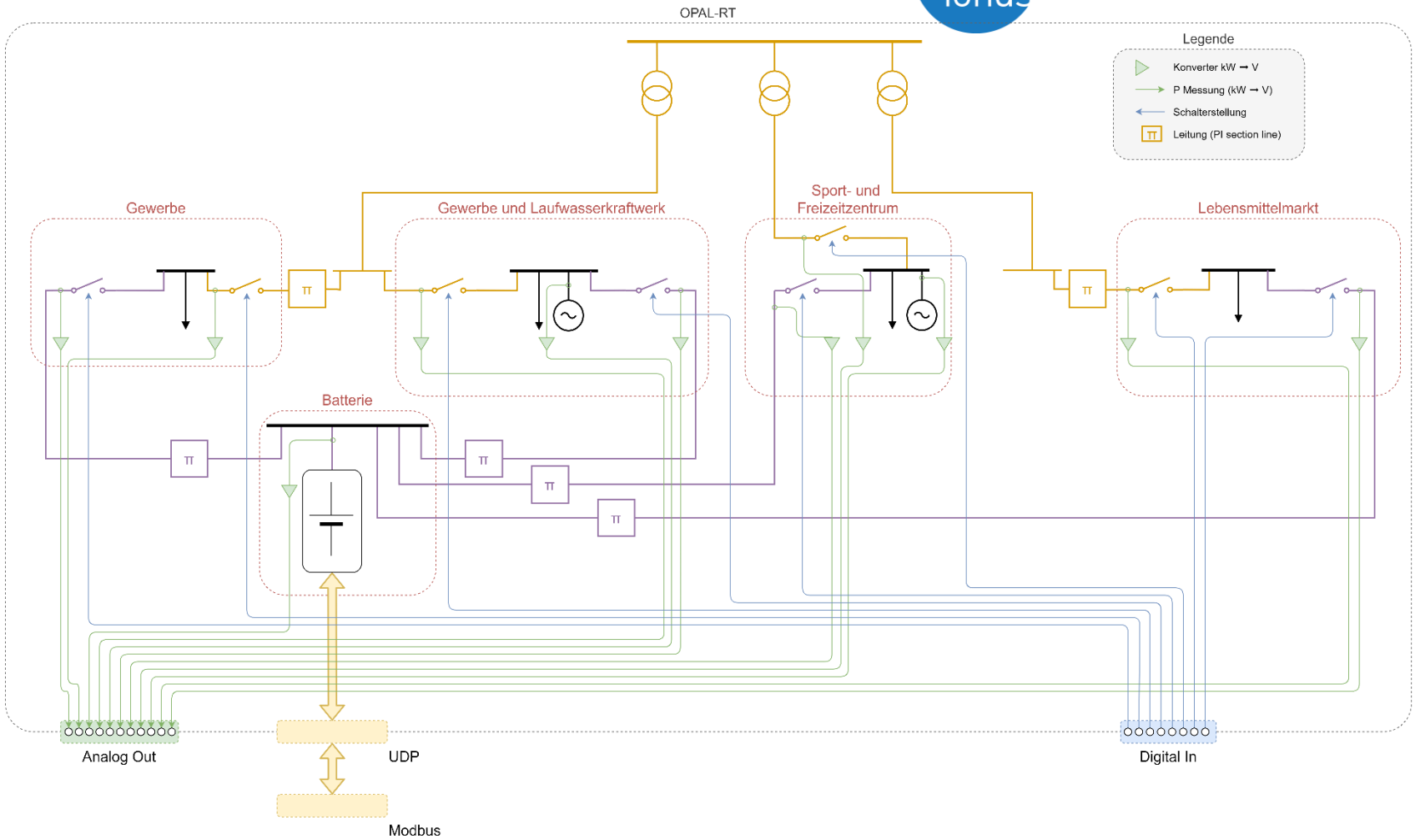


Abbildung 11: Schema des OPAL-RT Echtzeitsimulators

Die Modellierung des Netzes und der Leistungskomponenten wurde in Matlab Simscape[20] vorgenommen. Es ermöglicht die Übersetzung in ein Modell, welches am OPAL-RT Echtzeitsimulator lauffähig ist.

Der Vorteil des Laboraufbaus bestand darin, dass Extremsituationen (bspw. der Ausfall des Wasserkraftwerks) sowie der Regler an sich simuliert werden konnten. Ersichtlich sind weiters die über das Direktleitungssystem (inkl. Batteriespeichersystem) transportierten und die mit dem Netz ausgetauschten Energiemengen.

Eine Extremsituation stellt beispielsweise die Zeitspanne kurz vor Mitternacht dar. In dieser Zeit wird ein Teil des Batteriespeichers, welcher für den Ausgleich von Verlusten im System genutzt wird, vollständig geladen. Ein Teil der Erzeugung des Laufwasserkrafts wird zum Beladen der Batterie genutzt, das Sport- und Freizeitzentrum muss die fehlende Energie über das öffentliche Netz beziehen.

Mit Tests wie diesen konnte frühzeitig die korrekte Funktionalität der Steuerungs- und Regelungsplattform gezeigt und verifiziert werden. Durch die hochaufgelösten Messwerte konnte die Plattform unter realitätsgetreuen Bedingungen getestet werden. Weiters konnten durch den HIL-Aufbau auch Fehler bereits im Rahmen der Labortests identifiziert werden.

[20] https://de.mathworks.com/products/simscape.html

B.6 Erreichung der Programmziele

B6.1 Einpassung in das Programm und die Programmziele

Die im Projekt erarbeiteten Inhalte haben sich an das Programm der 9. Ausschreibung von Smart Cities Demo eingepasst. Im Projekt wurde ein innovatives System entwickelt, welches die Zusammenarbeit unterschiedlicher Akteure in der Stadt Feldbach (Nutzer:innen des FeldBatt-Systems) im Energiebereich fördern würde. Das Projekt hat auf die Realisierung einer regenerativen, nachhaltigen und resilienten Energieversorgung von relevanter Infrastruktur abgezielt. Eine Umsetzung hätte darüber hinaus das Potenzial zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger geleistet, da das öffentliche Netz durch die Nutzung des Direktleitungssystems entlastet worden wäre. Damit hätte das Projekt auch dazu beigetragen, ein Potenzial für die Reduktion von Treibhausgasen zu schaffen.

Das es aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht möglich war, das Gesamtsystem in die Realität umzusetzen, können an dieser Stelle nur die potenziellen Beiträge zu den Programmzielen genannt werden.

- Stadt(region) als Testbed nutzen
  Das FeldBatt-System wurde anhand von realen Daten und den realen Gegebenheiten in der Stadt Feldbach entwickelt und auf Laborebene erprobt. Hätte sich eine Wirtschaftlichkeit des Systems ergeben, wäre eine Implementierung des Systems erfolgt. Damit hätte die Stadt als Testbed für das FeldBatt-System fungiert.

- Mehrwert gegenüber Einzelsystem/-lösung generieren
  Das Projekt hatte die Nutzung eines Quartierspeichers und die Nutzung von Direktleitungen zum Ziel. Der Mehrwert des FeldBatt-Systems ergab sich durch die Kombination der Komponenten, wie die Simulationen gezeigt haben. Die Verschaltung der Direktleitungen mit dem Batteriespeichersystem ermöglichten neue Betriebsweisen, die sonst mit den Einzelsystemen bzw. Einzellösungen nicht erreicht worden wären.

- Optimierung von Einzelsystem/-lösung erreichen
  Im FeldBatt-System hätten unterschiedliche Komponenten der Erzeugung, des Verbrauchs und der Speicherung zusammengespielt. Damit hätte sich auf energietechnischer Ebene ein erheblicher Mehrwert ergeben, da das übergeordnete Versorgungssystem entlastet worden wäre und darüber hinaus die effiziente Nutzung der vorhandenen Ressourcen erreicht worden wäre. Im Vergleich zur Nutzung von Einzeltechnologien haben die Simulationen bereits gezeigt, dass die verfügbaren Erzeugungskapazitäten effizienter durch mehrere Nutzer:innen genutzt worden wären. Darüber hinaus wäre die gemeinsame Nutzung des Batteriespeichersystems durch mehrere Nutzer:innen gegenüber einer Nutzung durch einzelne Nutzer:innen von Vorteil, da eine bessere Auslastung erreicht würde.

B6.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Die Zielgruppe des Projekts sind Unternehmen innerhalb des Gewerbegebiets zwischen Bahnhof und Freizeitzentrum Feldbach. Diese können sowohl Stromerzeuger und -verbraucher (sog. Prosumer) sein, als auch nur Stromverbraucher.

Zu Beginn des Projekts wurden die potenziellen Prosumer in dem ausgewählten Gewerbegebiet zu einem Workshop eingeladen. Ihnen wurden die Projektidee und die geplanten Schritte präsentiert. Anschließend wurden Zustimmungserklärungen zur Datenverwendung (Lastprofile, Anschlusswerte etc.) eingeholt. Sieben interessierte Prosumer waren an einer Projektteilnahme interessiert und gaben die Erklärungen ab.

Nach dieser ersten Phase der Einbindung erfolgten projektinterne Arbeiten und Untersuchungen. Die Prosumer wurden bilateral über die Teilergebnisse informiert. Das Projektgebiet musste aufgrund der Komplexität (rechtliche Rahmenbedingungen) und der Gegebenheiten vor Ort (mögliche Trassen für die Direktleitungen) eingegrenzt und die Anzahl der Prosumer auf fünf reduziert werden.

Zur Abklärung des PV-Potenzials und der Erhebung von Daten für den Notbetrieb gab es Vor-Ort Termine bei den Prosumern. Es erfolgte eine Besichtigung der Elektroinstallationen, der Dachflächen sowie eine Besprechung der Verbraucher zur Erhaltung eines Notbetriebs. Die gesammelten Informationen wurden zusammen mit den Lastprofilen analysiert und daraus Verbrauchsszenarien für den Notbetrieb entwickelt.

Nach Vorliegen der Simulationsergebnisse und des Geschäftsmodells wurden diese dem Besitzer des Wasserkraftwerks als einem der Hauptakteure in einem bilateralen Termin vorgestellt. Die Umsetzung des Projekts ist abhängig von der Erzeugung durch das Wasserkraftwerk, daher erfolgte die Abstimmung auch häufiger als mit den anderen Prosumern. In weiterer Folge wurde alle Prosumer zur Präsentation und Diskussion eingeladen. Zu diesem Zeitpunkt schien eine wirtschaftliche Umsetzung möglich. Es wurden daher auch die weiteren Schritte bis hin zur Umsetzung besprochen. Ein Prosumer musste an diesem Punkt ausgeschieden werden, da er aus mehreren Gründen nicht ins Direktleitungssystem eingebunden werden konnte. Der Informationsaustausch zur Vorbereitung der Verträge mit den verbleibenden Prosumer erfolgte anschließend bilateral.

Nachdem sich herausgestellt hatte, dass das System nicht wirtschaftlich umsetzbar ist, wurden die Prosumer schriftlich und telefonisch informiert. Pandemiebedingt fanden die Gespräche nicht persönlich statt.

Eine Sonderrolle in dem Projekt hat die Stadtgemeinde Feldbach, welche sowohl als Konsortialpartner als auch als Prosumer in das Projekt involviert ist und daher noch stärker eingebunden ist als die anderen Prosumer.

B6.3 Beschreibung der Umsetzungspotenziale

Das im Projekt entwickelte und in der Laborumgebung teilweise erprobte FeldBatt-System weist aus mehreren Gründen ein lediglich beschränktes Umsetzungspotenzial auf:

- Mit den aktuellen Änderungen im Strommarktsystem (Inkrafttreten des Erneuerbaren Ausbau Gesetz) und der Möglichkeit mittels Energiegemeinschaften auch über das öffentliche Netz Energie zu tauschen, fällt eines der Hauptargumente zur Errichtung eines Direktleitungssystem weg. Direktleitungen deshalb deren Sinnhaftigkeit abzusprechen wäre falsch, da sich diese für gewisse Anwendungsfälle dennoch sehr gut eignen, wie bspw. bei Notstromversorgungssystemen.
- Der Betrieb eines Direktleitungssystems, vor allem in Kombination mit einem Batterie-speichersystem, stellt sehr hohe Anforderung an die Regelung, da umfassende rechtliche Rahmenbedingungen einzuhalten sind. Bereits die Validierung des Ansatzes in einem Optimierungsmodell stellte aufgrund der vielen Anforderungen technischer und rechtlicher Natur eine Herausforderung dar. Die Überführung des Modells in einen realen Regler bedurfte weiterer Anpassungsschritte, da die Optimierung mit 15 Minuten-Werten arbeitete und von einer perfekten Prognose ausging, der Regler in Realität jedoch Messwerte in (nahezu) Echtzeit zur Verfügung hatte und entsprechend auch innerhalb der 15-Minuten-Zeitfenster für eine Einhaltung der Rahmenbedingungen sorgen musste. Diese Überführung wurde zwar im Rahmen von *FeldBatt* erfolgreich durchgeführt, für eine weitere Replizierung der Ergebnisse ist jedoch eine erneute Anpassung von Regler und Code an die jeweiligen individuellen Rahmenbedingungen notwendig.
- Die Simulationen haben eine sehr hohe Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den verfügbaren Einspeisemengen erneuerbarer Energie gezeigt. Wesentlichen Einfluss hatte die Erzeugung des Laufwasserkraftwerkes. Um das System also entsprechend replizieren und verwerten zu können, bedarf es einer ähnlichen Erzeugungsstruktur.
- Ein wesentlicher Kostenfaktor für die Umsetzung des Direktleitungssystems sind die Kosten für die Verlegung der Leitungen. Im Projekt *FeldBatt* war die diesbezügliche Ausgangssituation durchaus vorteilhaft (geringe Entfernungen zwischen den Nutzer:innen, teilweise vorhandene Leerverrohrungen, Straßenquerungen nicht notwendig etc.). Weniger vorteilhafte Rahmenbedingungen im Fall einer weiteren Umsetzung des FeldBatt-Systems würden die Erreichung eines wirtschaftlichen Use-Cases erschweren.

B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

B.7.1 Erkenntnisse des Projektteams

Methodische Aspekte

- Regulatorische Rahmenbedingungen erhöhten die Komplexität des Projektes enorm. Wünschenswert wären Regulatory Sandboxes für Forschungsprojekte und bei Umsetzung von Demonstratoren darüber hinaus. Dies würde sich auch bei Investitionen in Systeme mit längeren Amortisierungszeiten sehr vorteilhaft erweisen.
- Wertvolle Erkenntnisse konnten aus der Überführung der Simulation und des Optimierers in den Regler gewonnen werden. Die Labortests (Hardware in the Loop) mit Echtzeitdaten von den verbauten Messstationen waren äußerst aufschlussreich.

Inhaltliche Aspekte

- Eine Blackout-Versorgung mit Erzeugung aus Erneuerbaren und Nutzung von Batteriespeichern ist technisch möglich, wird derzeit aber nicht nachgefragt.
- Eine Notstrom-Versorgung ist in Österreich derzeit nicht als Geschäftsmodell geeignet, da ohnehin eine hohe Versorgungssicherheit des öffentlichen Stromnetzes gegeben ist.
- Der Wert einer Blackout-Vorsorge ist aktuell nicht monetär zu bemessen.
- Die rechtlichen Details und das Schutzkonzept sind auch aus Sicht des Netzbetreibers komplexer als im Vorfeld erwartet.

Technologische Aspekte

- Reglerarchitekturen sollten bereits im Vorfeld von Modellierungen festgelegt werden.
- Die von Sprecher Automation eingesetzte Fernwirktechnik ist über die Haupteinsatzbereiche in industriellen Fernwirkanlagen sowie Ortsnetzstationen von Netzbetreibern hinaus auch für hochaufgelöste Livedatenerfassung von Niederspannungs-Netzparametern sehr gut geeignet.
- Die Systemkenntnisse des örtlichen Netzbetreibers über die für das Messsystem eingesetzten Komponenten ermöglichten eine effiziente und weitgehend selbständige Integration in das Leitsystem durch den Netzbetreiber.
- Für das letztendlich nicht realisierte System hätte die Verwendung eines anderen kompatiblen Produktes (SPRECON-E-P) auch eine über die ursprünglich geplanten Mess- und Steueraufgaben hinausreichende, vollständige technische Umsetzung des komplexen Schutzkonzepts ermöglicht.

B7.2 Weiterentwicklungspotenzial

Das Projektteam wird sich weiter mit dem Thema des Einsatzes von Quartierspeicher auseinandersetzen. Diesbezüglich stehen die folgenden Aspekte im Vordergrund:

- ¶ Signal- und Messtechnik sowie Regelarchitektur
  Im Rahmen von *FeldBatt* wurde für die Realisierung des Hardware-in-the-loop-Ansatzes eine Mess- und Kommunikationsinfrastruktur installiert, in Betrieb genommen und validiert. Dabei handelt es sich um ein Asset, welches eine ausgezeichnete Grundlage für weiterführende Forschungsprojekte liefert.
  Ein Thema, das im Forschungsprojekt nicht behandelt werden konnte, ist die Untersuchung der notwendigen Reglerarchitektur und der dazugehörigen Signal- und Messtechnik um die Ansteuerung einer oder mehrerer zentraler Flexibilitäten (bspw. Quartierspeicher) zu ermöglichen. Selbst wenn eine Realisierung des Systems mit Direktleitungen nicht sinnvoll ist, wird es zukünftig Möglichkeiten bzw. Notwendigkeiten zur gemeinschaftlichen Nutzung erneuerbarer Erzeugungstechnologien über das öffentliche Netz geben. Deshalb hat dieses Thema nach wie vor eine hohe Relevanz.

- ¶ Betriebsmodi des Batteriespeichersystems im Kontext der neuen Möglichkeiten des Energietausches in Energiegemeinschaften
  Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) wurde die Schaffung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften zum Austausch erneuerbaren Stroms über das öffentliche Netz ermöglicht. Dabei handelt es sich für Direktleitungssysteme um einen „Gamechanger", der das Anwendungsgebiet deutlich limitiert und einen Einsatz auf den Nischenbereich der blackoutsicheren Systeme reduziert.
  Für Quartierspeicher ergeben sich durch Energiegemeinschaften neue Möglichkeiten zur Kombination von Betriebsmodi, die bei Verwendung eines Direktleitungssystems aus rechtlichen oder technischen Gründen nicht in Frage kommen. Einen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es in diesem Kontext für den Regler des Batteriespeichers, da sich die Rahmenbedingungen des Einsatzes durch geänderte Kombinationen an Betriebsmodi und das Setting der Energiegemeinschaften maßgeblich ändern.

- ¶ Modellprädiktive Regelung
  Das Projekt *FeldBatt* hat gezeigt, dass die Realisierung einer modellprädiktiven Regelung unter Verwendung eines Optimierers nicht ohne weiteres möglich ist. Vor allem die Änderung von niedrigeren zeitlichen Auflösungen, wie sie bei der Optimierung verwendet werden, auf (quasi) Echtzeitwerte des Reglers bedeuten erhebliche Unterschiede. Im Laboraufbau von *FeldBatt* wurden Ansätze entwickelt, um diese Überführung in die Echtanwendung zu vereinfachen bzw. zu ermöglichen. Es besteht diesbezüglich jedoch noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um eine multiplizierbare und skalierbare Lösung zu entwickeln.

B7.3 Relevanz der Projektergebnisse für andere Akteure

¶ Batteriespeicherhersteller

Die im Projekt FeldBatt identifizierten technischen Anforderungen an das Batteriespeichersystem (in erster Linie für den Blackoutbetrieb) sind für Batteriespeicherhersteller von Relevanz. Da das Thema der Blackoutversorgung zunehmend an Bedeutung gewinnt, besteht diesbezüglich ein entsprechender Entwicklungsbedarf.

¶ Betreiber kritischer Infrastrukturen

Die Projektergebnisse haben gezeigt, dass eine Blackoutversorgung mit erneuerbaren Energieträgern in Kombination mit einem Batteriespeichersystem möglich ist und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Projektergebnisse können von Planern und Betreibern von kritischen Infrastrukturen als Basis für eine Entwicklung von neuen Standardlösungen im Bereich der Blackoutvorsorge herangezogen werden.

B.8 Ausblick und Empfehlungen

Obwohl das im Projekt entwickelte und in der Laborumgebung erprobte FeldBatt-System ein lediglich beschränktes Umsetzungspotenzial aufweist, wird sich das Projektteam weiter mit dem Einsatz von Quartierspeicher beschäftigen. Weiters können einige Empfehlungen für ähnliche Demonstrationsprojekte ableitet werden.

- Detaillierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten
  Bei der Dimensionierung (elektro-)technischer Systeme spielen die Verbrauchs- und Erzeugungswerte eine zentrale Rolle. Es ist vorteilhaft, frühzeitig die Verfügbarkeit von geeigneten Daten zu überprüfen bzw. sicherzustellen. Beim Projekt *FeldBatt* kam es zu Verzögerungen, da es sich erst im Projektverlauf herausstellte, dass wichtige Erzeugungs- und Verbrauchsdaten noch nicht vorlagen.

- Zusätzliche Messtechnik frühzeitig implementieren
  Bei den Nutzer:innen des FeldBatt-Systems waren zu Projektbeginn bereits Lastprofilzähler des Netzbetreibers installiert, die Werte mit einer Auflösung von 15 Minuten aufzeichnen. Während diese Werte für eine grundlegende Dimensionierung und Abschätzung der Systemkomponenten durchaus ausreichen, sind für detaillierte Analysen höher aufgelöste Daten notwendig. Es ist empfehlenswert, frühzeitig entsprechende Messinfrastrukturen einzurichten.

- Detaillierte wirtschaftliche Informationen zu den Nutzer:innen
  Im Sinne der Erstellung von umsetzbaren Konzepten ist es erforderlich, von Anfang an über alle relevanten wirtschaftlichen Informationen (aktuelle Kosten der Energieversorgung etc.) der potenziellen Nutzer:innen zu verfügen, da diese einen wesentlichen Einfluss auf die Beteiligungsmöglichkeiten der einzelnen Nutzer:innen haben.

- Realitätsnahe Ansätze in Simulation und Optimierung
  Die Durchführung von Simulationen und Optimierungen stellen einen nicht zu vernachlässigenden Aufwand im Zuge von Konzeptentwicklungen dar. Viele simulierte Szenarien bedeuten auch viel Auswertungs- und Interpretationsarbeiten, deren Umfang oftmals unterschätzt wird. Es ist daher wichtig, vorab genau zu überlegen, welche Szenarien simuliert werden sollen bzw. müssen – diese sollten so realitätsnah wie möglich sein.

- Keine Verwendung von perfekten Prognosen
  Für das Simulationsmodell wurde von einer perfekten Prognose der Erzeugungs- und Lastdaten ausgegangen, was nicht den Gegebenheiten in der Realität entspricht. Dies erfordert hinsichtlich der Überführung des Modells in einen realen Regler zusätzlichen Aufwand.

C. Anhang

D2.1 & D3.2: Technisches und wirtschaftliches Gesamtkonzept für die Anlage

D6.1 Disseminationsplan inkl. Disseminationsmaterial

IMPRESSUM

Verfasser:in:
LEA GmbH

Karl Puchas
Auersbach 130, 8330 Feldbach
Telefon: +43 3152-8575-500
E-Mail: office@lea.at

Projekt- und Kooperationspartner
Stadtgemeinde Feldbach (Steiermark)

Energie Steiermark Technik GmbH (Steiermark)

Energienetze Steiermark GmbH (Steiermark)

AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Wien)

Sprecher Automation GmbH (Oberösterreich)

SEPH GmbH (Steiermark)

4ward Energy Research GmbH (Steiermark)

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Klima- und Energiefonds
Leopold-Ungar-Platz 2/ Stiege 1/ Top 142
1190 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer:
Die Autor:innen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes:
ZS communication + art GmbH