



Abschlussbericht open_BEA - 03ET4072
Open Battery Models for Electrical Grid Applications

Autoren:

Daniel Kucevic, Benedikt Tepe, Birgit Schachler, Tim Röpcke, Kilian Helfenbein, Petra Dotzauer

unter Mitwirkung von:

Dr. Holger Hesse, Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen, Editha Kötter, Dr. Kathrin Goldammer, Anya Heider, Guido Pleßmann, Marlon Fleck, Jörn Hartmann, Dr. Matthias Rzepka

Verbundkoordination: Technische Universität München

Projektpartner:

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abschlussbericht:

open_BEA - Open Battery Models for Electrical Grid Applications

Förderkennzeichen:

03ET4072

Projektträger:

Projektträger Jülich - Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ)

Projektzeitraum:

01.11.2018 – 28.02.2022

Impressum:

Technische Universität München
School of Engineering and Design
Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik
Arcisstraße 21
80333 München

DOI: doi.org/10.2314/KXP:1798888513

Lizenz:

Für jeden Inhalt und Grafiken gilt – soweit nicht anders gekennzeichnet die:



Creative Commons - Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0
Deutschland (CC BY-SA 3.0 DE)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03ET4072 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den AutorInnen.

Vorwort

Gedankt sei an dieser Stelle herzlich den zahlreichen Menschen, die die erfolgreiche Umsetzung des Projektes erst ermöglicht haben. Seitens der am Projekt beteiligten Institute geht dieser Dank an alle studentischen Hilfskräfte, PraktikantInnen, Bachelor- sowie Master-AbsolventInnen. Ein besonderer Dank geht an die MitarbeiterInnen sowie die Vorgesetzten aller Projektpartner, die erfolgreich an der Realisierung des Projektes gearbeitet haben.

Des Weiteren geht unser Dank an die Community der *Open Energy Modelling Initiative (openmod)* und des *Forschungsnetzwerkes Energiesystemanalyse (FNE)*, insbesondere an alle TeilnehmerInnen der Treffen, für den aktiven Austausch mit dem Projektteam. Auch möchten wir uns bei allen wissenschaftlichen MitarbeiterInnen und externen Studierenden, die auf Basis unserer Veröffentlichung ihre Arbeiten anfertigten und ihre Erkenntnisse dem Projektteam zurückgespielt haben, bedanken. Für die Betreuung des Projektes geht unser Dank an den PtJ, der in allen administrativen Fragen und Entscheidungen ein verlässlicher Partner war. Schließlich danken wir dem BMWi und später dem BMWK für die Finanzierung des Projektes.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
Abkürzungsverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XVII
I Allgemeine Darstellung der Projektergebnisse	1
1 Allgemeines	1
2 Aufgabenstellung	4
3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde . .	6
4 Planung und Ablauf des Vorhabens	8
5 Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde .	9
6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	11
7 Verwendung der Zuwendung und der erzielten Ergebnisse im Einzelnen	12
8 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	22
9 Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit der Ergebnisse	23
10 Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt	24
11 Veröffentlichungen und Vorträge	25
II Detaillierte Darstellung der wissenschaftlichen Ergebnisse	29
1 Modellierung und Analyse singulärer Anwendungsfälle batterieelektrischer Speicher	29
1.1 Aufbau Simulationstool für stationäre Speicher	29
1.2 Adaption Lithium-Ionen-Batteriemodelle	31
1.2.1 Ersatzschaltbildmodell	32
1.2.2 Batterie-Management-System	32
1.2.3 Zelltypen	33
1.2.4 Degradationsmodelle	34
1.2.5 Adaption Zukunftstechnologie	35
1.3 Adaption Redox-Flow-Batterie Modelle	35
1.3.1 Modellaufbau	36

	1.3.2	Elektrochemisches Modell und Kontrollsystem . . .	36
	1.3.3	Stack-Module und Elektrolyt-System	38
	1.3.4	Pumpen und Pumpsteuerungsalgorithmen	40
	1.3.5	Degradationsmodell	41
	1.3.6	Reduktion und Validierung der Modelle	42
	1.3.7	Adaption Zukunftstechnologie	45
1.4		Bewertung stationärer Speicher	47
1.5		Stationäre Speicher in verschiedenen Anwendungen	50
	1.5.1	Eigenverbrauchserhöhung - Heimspeicher	50
	1.5.2	Lastspitzenglättung - Industriespeicher	56
	1.5.3	Primärregelleistung	60
	1.5.4	Vergleich der Anwendungen stationärer Speicher . .	65
1.6		Anwendungsmöglichkeiten mobiler Speicher	67
2		Modellierung batterieelektrischer Fahrzeuge	74
	2.1	Aufbau Simulationstool für zeitlich aufgelöste Nachfragezeitreihen des Mobilitätssektors	74
		2.1.1 Datengrundlage	75
		2.1.2 Erstellung der Fahrprofile	79
		2.1.3 Beispielanwendung	81
	2.2	Aufbau Verortungstool zur räumlichen Auflösung der Nachfragezeitreihen des Mobilitätssektors	83
3		Modell zur Integration batterieelektrischer Speicher und Fahrzeuge in Verteilnetze	86
	3.1	Netztopologien und -analyse	86
		3.1.1 Verteilnetztopologien	86
		3.1.2 Netzanalyse	87
	3.2	Netzintegration batterieelektrischer Speicher	92
		3.2.1 Peak Shaving mit elektrischen Energiespeichern in Verteilnetzen	93
		3.2.2 Koordinierte Steuerung von Energiespeichern	96
	3.3	Netzintegration batterieelektrischer Fahrzeuge	99
	3.4	Netzdienliche Ladestrategien von Elektrofahrzeugen	101
	3.5	Netzdienliche Positionierung batterieelektrischer Speicher . .	102
4		Untersuchung netzbezogener Fragestellungen	112
	4.1	Auswirkungen marktorientierten Ladens auf Verteilnetze . . .	112
		4.1.1 Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung . . .	112
		4.1.2 Ergebnisse	116
		4.1.3 Diskussion	122
		4.1.4 Fazit und Ausblick	125

4.2	Auswirkungen netzdienlicher Ladestrategien und von Heimspeichern auf Verteilnetze	126
4.2.1	Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung	126
4.2.2	Ergebnisse und Diskussion	136
4.2.3	Fazit und Ausblick	147
4.3	Optimale Positionierung von Batteriespeichern	148
4.3.1	Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung	148
4.3.2	Ergebnisse und Diskussion	151
4.3.3	Fazit und Ausblick	153
4.4	Elektrische Energiespeicher in der Verteilnetzplanung	155
4.4.1	Passive Integration elektrischer Energiespeicher	156
4.4.2	Aktive Integration elektrischer Energiespeicher	157
4.4.3	Energiespeicher als Alternative zum Netzausbau	162
4.4.4	Ökonomische Korrelation von Energiespeichern und Netzausbau	163
5	Fazit und Ausblick	165
	Literaturverzeichnis	171

Abkürzungsverzeichnis

- AC** Wechselstrom, engl. alternating current
- AC/DC** Wechselstrom-Gleichstrom
- BEV** Batterieelektrisches Fahrzeug, engl. battery electric vehicle
- BFM** Branch Flow Model
- BIM** Bus Injection Model
- BMS** Batterie-Management-System
- BNetzA** Bundesnetzagentur
- C** Kohlenstoff-Graphit
- DC** Gleichstrom, engl. direct current
- dena** Deutsche Energie-Agentur
- ECM** Ersatzschaltbild, engl. equivalent circuit model
- EE** Erneuerbare Energien
- EES** Elektrischer Energiespeicher
- EMS** Energie-Management-System
- EOL** End of Life
- EV** Elektrofahrzeug, engl. electric vehicle
- FEC** Vollzyklen, engl. full equivalent cycles
- fEE** Fluktuierende Erneuerbare Energien
- HPC** Schnellladeinfrastruktur, engl. high power charging
- HS** Hochspannung
- IDM** Intra-Day-Markt
- LFP** Lithium-Eisenphosphat-Batterie

LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LTO	Lithium-Titan-Oxid
MiD	Mobilität in Deutschland 2017
MINLP	Mixed Integer Nonlinear Programming
MIP	Mixed Integer Programming
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MPOPF	Multiperiod Optimal Power Flow
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NCA	Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NLP	Nonlinear Programming
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
NPM	Nationale Plattform Zukunft der Mobilität
NS	Niederspannung
OCV	Leerlaufspannung, engl. open-circuit voltage
OEEDB	Open Energy Database
OEP	Open Energy Platform
ONS	Ortsnetzstation
open_BEA	Open Battery Models for Electrical Grid Applications
OPF	Optimal Power Flow
OSM	OpenStreetMap
PCC	Übergeordneter Transformator, engl. point of common coupling
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeug, engl. plug-in hybrid electric vehicle
Pkw	Personenkraftwagen
POI	Point of interest

PRL Primärregelleistung

PTFE Polytetrafluorethylen

PV Photovoltaik

RegioStaR Regionalstatistische Raumtypologie

RFB Redox-Flow-Batterie

RLI Reiner Lemoine Institut

SimSES Simulationstool für stationäre Energiespeicher

SOC Ladezustand, engl. state-of-charge

SOCP Second-Order Cone Programming

SOH Alterungszustand, engl. state-of-health

SRL Sekundärregelleistung

TUM Technische Universität München

UW Umspannwerk

V2G Vehicle-to-grid

VNB Verteilnetzbetreiber

WKA Windkraftanlage

WP Wärmepumpe

ZAE Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung

Abbildungsverzeichnis

I.1	Projektablaufplan und Übersicht der Arbeitspakete von open_BEAs.	8
II.1	Grundlegende Funktionsprinzip von SimSES [1].	30
II.2	Systemstruktur und Übersicht des modularen Aufbaus von SimSES .	31
II.3	Modellstruktur einer LIB in SimSES [1].	32
II.4	Darstellung des Profitabilitätsindex für Zellen mit LTO Anoden im Vergleich zu Zellen mit Graphit Anoden.	35
II.5	Vergleich der Stack-Spannung für unterschiedlich komplexe Modell-Typen.	43
II.6	Vergleich zwischen Simulationsdaten und Messungen für ein Redox-Flow-System über einen Tag. Oben: Vergleich simulierter Zellspannung mit realen Messwerten, unten: relativer Fehler.	44
II.7	Vergleich der Effizienz für den <i>CellDataStack</i> und <i>HighPerformance-Stack</i> in einer Heimspeicheranwendung über ein Jahr	46
II.8	Grafische Übersicht über die Methodik der Publikation zu Standardbelastungsprofilen stationärer Batteriespeicher [2].	48
II.9	Charakteristika des „Profile Analyzer Tool“ zur Ermittlung von Repräsentativen Speicherbelastungsprofilen.	49
II.10	Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die Heimspeicher-Anwendung. Jeweils links: Greedy-Strategie. Jeweils rechts: Feed-in-Damping-Strategie.	51
II.11	Beispielhafte Woche der Referenzprofile der Greedy-Strategie und der Feed-in-Damping-Strategie.	52
II.12	Vergleich des Systemwirkungsgrads eines Redox-Flow-Heimspeichers mit 5500 W Nennleistung und 11000 kWh bei verschiedenen Jahresverbräuchen und installierter Photovoltaik-Leistung.	53
II.13	Auswirkung der Stack-Leistung auf den Wirkungsgrad bei 7,5 kW Photovoltaik-Leistung und 6,5 MWh Jahresverbrauch.	54
II.14	Vergleich zwischen mehreren Heimspeicher und einem Quartierspeicher für ein Cluster aus Haushalten.	55
II.15	Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die Peak-Shaving-Anwendung. Jeweils aufgeteilt in drei Cluster. . . .	56

II.16 Beispielhafte Woche der Referenzprofile der drei Cluster in der Peak-Shaving-Anwendung.	57
II.17 Wochenausschnitt zwei verschiedener Lastprofile mit markierter Maximalleistung und Grenzleistung für die Peak-Shaving Anwendung.	58
II.18 Systemwirkungsgrad und Energie-zu-Leistungs-Verhältnis zur Lastspritzenglättung mit einer Redox-Flow-Batterie in Abhängigkeit der Grenzleistung für zwei Profile A und B mit 2 MW Maximalleistung.	59
II.19 Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die PRL-Anwendung (engl. FCR). Aufteilung in die Art der Leistungselektronik: eine Einheit oder modular. Außerdem Aufteilung in Batterietechnologie: LFP und NMC.	61
II.20 Beispielhafte Woche des Referenzprofils (modulare Leistungselektronik und LFP Batterie) der FCR-Anwendung.	62
II.21 Auswirkung der Kenngrößenvariation auf den Systemwirkungsgrad sowie dem Zeitraum der Investitions-Rückerstattung für eine Redox-Flow-Batterie in einer Primärregelleistungs-Anwendung.	64
II.22 Spinnendiagramme der Charakteristika der Referenzprofile in den unterschiedlichen Anwendungen. Oben: Heimspeicher-Anwendung. Mitte: Peak-Shaving-Anwendung. Unten: PRL-Anwendung.	66
II.23 Vergleich der Einnahmen der Elektrofahrzeugpools in den drei Märkten (PRL, engl. FCR) zwischen den 10.000 zufälligen Pools und den optimierten Pools (*Mittelwert von den zufälligen Day-Ahead Pools, die überhaupt Einnahmen generieren konnten. 94 % der 10.000 zufälligen Pools konnten gar keine Einnahmen generieren.)	69
II.24 Tägliche Ladezustandsprofile der fünf betrachteten Szenarien.	70
II.25 Vergleich der Lebensdauern (a) sowie der Kosten und mittleren Einnahmen (b) der fünf Szenarien.	72
II.26 Schematische Darstellung des Ablaufmodells von <i>SimBEV</i>	74
II.27 Anzahl der Fahrten zum Wegzweck <i>Nach Hause</i> und <i>Arbeit</i> in einer Metropolregion im Sommer	77
II.28 Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeiten für den Wegzweck <i>Arbeit</i> in einer Metropolregion	77
II.29 Häufigkeitsverteilung der zurückgelegten Distanzen für den Wegzweck <i>Arbeit</i> in einer Metropolregion	78
II.30 Häufigkeitsverteilung der Standzeiten für den Wegzweck <i>Arbeit</i> in einer Metropolregion	78
II.31 Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche bei ungesteuertem Laden	81
II.32 Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche im Lade Use Case Work bei ungesteuertem Laden	82

II.33 Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche im Lade Use Case Home bei ungesteuertem Laden	82
II.34 Ermittelte Ladestandorte je Lade Use Case für eine Beispielregion	85
II.35 Beispielhaftes mit <i>ding0</i> erstelltes MS-Netz [3]	87
II.36 Umfang der Lastflussanalyse in eDisGo	88
II.37 Vorgehen zur Ermittlung des Abregelungsbedarfs zur Auflösung von Netzproblemen	91
II.38 Ablauf der Analysen und die Verbindung der einzelnen Simulationstools SimSES und <i>eDisGo</i>	92
II.39 Grafische Übersicht der drei verschiedenen Betriebsstrategien der EES	93
II.40 Grafische Darstellung aller drei Peak Shaving Strategien. Subplot (a) zeigt ein beispielhaftes Lastprofil für einen industriellen Verbraucher an einem bestimmten Knoten b. Die Leistung am PCC ist in Subplot (b) dargestellt und Subplot (c) zeigt das kombinierte Profil [4].	97
II.41 Erweiterte grafische Übersicht inklusive aller Bezeichnungen für die koordinierte Strategie [5].	97
II.42 Durchschnittlicher, deutschlandweiter Ladebedarf bei ungesteuertem und marktorientiertem Laden [6].	114
II.43 Maximale Belastung von Leitungen und Transformatoren. Es werden nur Komponenten berücksichtigt, die in einem der beiden Szenarien überlastet sind.	118
II.44 Notwendige Abregelung des Ladebedarfs sowie der fEE-Einspeisung zur Lösung von Netzproblemen in allen deutschen MS- und NS-Netzen bei ungesteuertem Laden.	118
II.45 Durchschnittliche Differenz der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs bei marktorientiertem und ungesteuertem Laden in urbanen und Wind-dominierten Netzen. Negative Werte kennzeichnen eine höhere Abregelung im Falle ungesteuerten Ladens.	119
II.46 Durchschnittliche Differenz der notwendigen Abregelung von fEE-Einspeisung bei marktorientiertem und ungesteuertem Laden in den deutschen MS- und NS-Netzen. Negative Werte kennzeichnen eine höhere Abregelung im Falle ungesteuerten Ladens.	120
II.47 Gesamte notwendige Abregelung des Ladebedarfs sowie der fEE-Einspeisung zur Lösung von Netzproblemen in den deutschen MS- und NS-Netzen, differenziert nach Netztyp.	120
II.48 Wahrscheinlichkeit einer Ladevorgangsunterbrechung von null, bis zu zwei und mehr als zwei Stunden für Last-dominierte Netze, differenziert nach Jahreszeit.	122

II.49	Installierte Leistung von PV-, Wind- und sonstigen Erzeugungskapazitäten sowie die kumulierte konventionelle (inkl. WP) und mobilitätsbedingte Spitzenlast bei ungesteuerten Ladevorgängen in den Referenznetzgebieten	128
II.50	Verhältnis des gesamten sowie flexiblen Ladebedarfs zur Erzeugung aus fEE (oben) und dem Bedarf der sonstigen Lasten (unten)	138
II.51	Durchschnittlicher EV-Lastgang bei Anwendung der Ladestrategien und im Falle des ungesteuerten Ladens (links) sowie Lastdifferenz zwischen den Ladestrategien und dem ungesteuerten Laden (rechts) im PV-dominierten Netz 176 _{PV}	139
II.52	Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den PV-dominierten Netzen	141
II.53	Abregelung von fEE (oben) im REF Szenario sowie Differenz des Abregelungsbedarfs in den sonstigen Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von fEE innerhalb der PV-dominierten Netze	142
II.54	Abregelung von Lasten (oben) im REF Szenario sowie Differenz des Abregelungsbedarfs in den sonstigen Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von fEE innerhalb der PV-dominierten Netze	143
II.55	Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den Wind-dominierten Netzen	144
II.56	Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den Last-dominierten Netzen	146
II.57	Mittlere Rechenzeit der Optimierung je Szenario und Zeithorizont .	152
II.58	Reduktion der optimierten Netzausbaukosten in den vier Szenarien mit Flexibilitätsoptionen im Vergleich zu dem <i>No-flex</i> Szenario . . .	153
II.59	Vergleich der optimierten Verteilung der Abregelungsvorgaben (oben) sowie der optimalen Speicherstandorte und -kapazitäten (unten) in den Szenarien <i>All-flex-combined</i> und <i>All-flex-serial</i> für das Netz 2761 und 72 Zeitschritte	154
II.60	Relative Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz ohne erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen für jede Simulation mit verschiedenen Betriebsstrategien für den Energiespeicher. Die Reduzierung der Spitzenlast am lokalen Knoten b ist auf der Abszisse aufgetragen und die Reduzierung der Spitzenlast am übergeordneten Transformator ist auf der Ordinate zu sehen [4].	157

II.61 Absolute Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz mit erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen. Die Speicher werden mit einer konventionellen Peak-Shaving Strategie betrieben. Die Kapazität der Speichersysteme ist auf der y-Achse aufgetragen. Der Anteil des Energiebedarfs der Elektrofahrzeuge auf der x-Achse [5].	158
II.62 Detaillierte Ergebnisse der Speicherbelastung für verschiedene Strategien beim Szenario ohne erhöhtem Anteil an Elektrofahrzeugen [4]. .	159
II.63 Absolute Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz mit erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen. Die Speicher werden mit einer neu entwickelten koordinierten Strategie betrieben. Die Kapazität der Speichersysteme ist auf der y-Achse aufgetragen. Der Anteil des Energiebedarfs der Elektrofahrzeuge auf der x-Achse [5].	160
II.64 Reduzierung der Spitzenlast am übergeordneten Transformator im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge pro vollem äquivalenten Zyklus mit zunehmender Anzahl von Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern, welche an Ladeparks gekoppelt sind. Die Speichersysteme verfügen über ein koordiniertes Energiemanagementsystem, welches in diesem Projekt entwickelt wurde [5].	161
II.65 Spezifische Energiekosten des EES in Abhängigkeit des Jahres der Investition [5].	162
II.66 Wirtschaftliche Kapazität eines EES in Abhängigkeit von der Länge des Netzausbaus für ländliche Gebiete (a-c) und für städtische Gebiete (d-f) [7].	164

Tabellenverzeichnis

I.1	Partnerspezifische Personenmonate und Produktivstunden im Projekt.	1
I.2	Liste der teilnehmenden Unternehmen und Forschungsinstitute an den drei Workshops.	11
II.1	Aktuell in SimSES implementierte LIB-Zelltypen, inklusive elektrischen Parameter.	33
II.2	LIB-spezifische Degradationsmodelle mit den entsprechenden Variablenabhängigkeiten und Literaturquellen.	34
II.3	Redox-Flow-Batterie Stack-Typen in SimSES.	38
II.4	Vergleich zwischen einer Lithium-Ionen-Batterie und einer Redox-Flow-Batterie für Lastspritzenglättung mit Profil A mit einer maximalen Leistung von 2 MW.	60
II.5	Technische und ökonomische Kennzahlen eines Redox-Flow-Batterie-Systems mit 1 MW Leistung und 1,2 MWh Energiekapazität für Primärregelleistung.	63
II.6	Zuordnung Wegzwecke zu Lade Use Cases	83
II.7	Zulässige Spannungsabweichungen je Spannungsebene	89
II.8	Standardbetriebsmittel für den Netzausbau in MS- und NS-Netzen.	90
II.9	MPOPF Nomenklatur	104
II.10	Anzahl der repräsentativen Netze und Anteil je Netztyp	116
II.11	Veränderung der maximalen positiven und negativen Residuallast je Netztyp. Werte über 100 % zeigen eine Erhöhung der maximalen Residuallast im Falle marktorientierten Ladens auf.	117
II.12	Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Netztyp der untersuchten Referenznetzgebiete	127
II.13	Hochlaufzahlen der regenerativen Erzeugungskapazitäten für Deutschland	128
II.14	Hochlaufzahlen für Wärmepumpen für Deutschland	129
II.15	Aufteilung der EVs auf die einzelnen Fahrzeugtypen und -klassen	130
II.16	Maximale Ladeleistung je Fahrzeugklasse	131
II.17	Nutzbare Batteriekapazität und durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch je Fahrzeugklasse	131
II.18	Netz- und fahrzeugseitige Wirkleistung der Ladeinfrastruktur	132

II.19 Prozentuale Zuordnung der Ladestandorten auf die Wegzwecke . . .	132
II.20 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Ladestandort . .	134
II.21 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegzweck . . .	135
II.22 Szenarienübersicht zu der Untersuchung netzdienlicher Ladestrategien und dem Einsatz von Heimspeichern	136
II.23 Kumulierte Speicherkapazität der EVs und Heimspeicher je Netzgebiet	137
II.24 Einspeise- und Verbrauchsdaten der PV-dominierten Netze 176 _{PV} und 1056 _{PV}	140
II.25 Abregelungsbedarf in den PV-dominierten Netzen 176 _{PV} und 1056 _{PV} im REF Szenario	140
II.26 Einspeise- und Verbrauchsdaten der Wind-dominierten Netze 1690 _W und 1811 _W	143
II.27 Abregelungsbedarf in den Wind-dominierten Netze 1690 _W und 1811 _W im REF Szenario	144
II.28 Einspeise- und Verbrauchsdaten der Last-dominierten Netze 177 _L und 2534 _L	145
II.29 Abregelungsbedarf in den Last-dominierten Netze 177 _L und 2534 _L im REF Szenario	145
II.30 Spezifische Netzausbaukosten in Mittelspannungsnetzen für ländliche sowie städtische Gebiete.	163

I Allgemeine Darstellung der Projektergebnisse

Der vorliegende Abschlussbericht zum Projekt Open Battery Models for Electrical Grid Applications (open_BEA) fasst die wesentlichsten Projektergebnisse sowie die organisatorischen Punkte zusammen. Der Projektbericht ist in zwei grundlegende Teilbereiche untergliedert. Bereich I zeigt eine Zusammenfassung der Projektpartner, Aufgabenstellung sowie organisatorische Details des Verbundprojektes. Bereich II geht detailliert auf die wissenschaftlichen Projektergebnisse ein.

1 Allgemeines

Das Projekt wurde in Zusammenarbeit der Partner Technische Universität München (TUM), Reiner Lemoine Institut (RLI), sowie dem Bayerischen Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) durchgeführt. Eine Kurzbeschreibung der Projektpartner inklusive deren Arbeitsschwerpunkte in open_BEA ist in den folgenden Paragraphen zu finden. In Tabelle I.1 sind die Personenmonate sowie die Produktivstunden der Projektpartner aufgelistet.

Tabelle I.1: Partnerspezifische Personenmonate und Produktivstunden im Projekt.

Partner	Personenmonate	Produktivstunden pro Personenmonat
TUM	76	146,0
RLI	61	141,6
ZAE	18	140,0

Technische Universität München

Der Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik der TUM wurde im Mai 2010 gegründet, um die Forschung zu Elektrofahrzeugen, und besonders zur Batterietechnik, an der TUM zu stärken. Der Forschungsschwerpunkt der ca. 40 MitarbeiterInnen am Lehrstuhl liegt bei Batteriemodellen, vorwiegend Lithium-Ionen-Batterien (LIB), unterschiedlichster Detaillierungsgrade, der Entwicklung von Charakterisierungs- und

Validierungsmethoden sowie bei Fragestellungen der Batteriesystemtechnik. Seit 2013 sind auch stationäre Energiespeichersysteme und deren Operationsstrategien in Front-the-Meter und Behind-the-Meter Anwendungen Teil des Forschungsportfolios.

Das primäre Projektziel der TUM in open_BEA war die Bereitstellung und Veröffentlichung einer Auswahl von Modellen der Komponenten eines stationären Batteriespeichers. Die Modelle wurden in einem Simulationstool verknüpft und dienen der detaillierten Simulation und Analyse netzbezogener Anwendungsfälle für Elektrischer Energiespeicher (EES). Weiterhin wurde im Projekt eine Schnittstelle entwickelt, welche die Integration des Speicher-bezogenen Simulationstools in ein Simulationstool für Verteilnetze ermöglicht. Diese Gesamtsimulation war hierbei die zentrale Schnittstelle, um alle Partner und deren Kompetenzen effektiv und effizient miteinander zu verbinden.

Die entwickelten Modelle und die Verbindung ebendieser konnten zur Beantwortung verschiedener Forschungsfragen im Projekt verwendet werden und bilden eine Grundlage für zukünftige Forschungsprojekte. In neuen Forschungsprojekten können einerseits die erarbeiteten Modelle für Simulationen neuer Anwendungsfälle oder weiteren Energieversorgungsnetzen verwendet werden und andererseits durch neu entwickelte Modelle für EES erweitert und optimiert werden.

Reiner Lemoine Institut

Das Reiner Lemoine Institut ist ein unabhängiges, gemeinnütziges Forschungsinstitut, das sich seit der Gründung 2010 für eine Zukunft mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien einsetzt. Die wissenschaftliche Arbeit am RLI findet in den drei miteinander verknüpften Forschungsbereichen Transformation von Energiesystemen, Mobilität mit Erneuerbaren Energien sowie Off-Grid Systems statt.

Die spezifischen Projektziele des RLI beinhalteten einerseits methodische Fortschritte hinsichtlich Verteilnetz- und Elektromobilitätsinfrastrukturplanung und andererseits einen wissenschaftlichen Beitrag zur öffentlichen Diskussion dieser Themen. Hinsichtlich der Integration von Elektromobilität in Verteilnetze verfolgte das RLI zunächst das Ziel, Methoden zur Identifikation des Mobilitätsbedarfs weiterzuentwickeln. Dies umfasst das Fahrverhalten, den daraus resultierenden Ladebedarf, bedarfsorientierte räumliche Verortung von Ladepunkten und das Flexibilitätspotenzial von Elektromobilität. Im Themenfeld Verteilnetzplanung und -betrieb zielte das RLI darauf ab, methodische Erweiterungen hinsichtlich der netzdienlichen Positionierung von Batteriespeichern und Ladeinfrastruktur zu erbringen.

Die weiterentwickelten Methoden, deren Implementierungen in offene Software und die erarbeiteten Daten wurden genutzt, um aktuelle Fragestellungen hinsichtlich Verteilnetzplanung und der Integration von batterieelektrischer Mobilität und Batteriespeichern in Verteilnetze zu bearbeiten. Anhand der praxisrelevanten Untersuchungen konnte der Funktionsumfang erstellter Tools für interessierte Akteure demonstriert werden. Basierend auf den entwickelten Tools zur Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung von Elektromobilität und Batteriespeichern wurden Erkenntnisse generiert, die die aktuelle öffentliche Diskussion befördern.

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung

Das ZAE ist ein außeruniversitäres Forschungsinstitut für angewandte Energieforschung mit ca. 180 MitarbeiterInnen. In seinen zentralen Kompetenzbereichen Erneuerbare Energien, Energiespeicherung und Energieeffizienz verbindet das ZAE in einem interdisziplinären Forschungsansatz Materialforschung, Komponentenentwicklung und Systemoptimierung. Ein Forschungsschwerpunkt des ZAE ist die elektrochemische Energiespeicherung und -wandlung, wobei aktuell insbesondere Redox-Flow-Batterien (RFB) und Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseure fokussiert betrachtet werden. In den öffentlich geförderten Projekten *ZAE-ST* und *ELVABATT* wurden RFB-Systeme experimentell vermessen, Batteriekomponenten weiterentwickelt und Simulationsmodelle – zu Ladungstransport in der Zelle und zur Abbildung von Systemaspekten – erstellt. Ziel war, die Prozesse in der Batterie zu verstehen und durch Optimierungsmaßnahmen am Material, Betriebsweise und Auslegung eine deutliche Leistungssteigerung und Verbesserung der Gesamtsystemperformance zu erreichen. Diese Ansätze werden in den aktuell laufenden Förderprojekten *EmboPlate* und *ELVABATTslim* mit enger Industriebeteiligung weiter vorangetrieben.

Im Zuge von *open_BEA* hat das ZAE seine Kompetenz in der Simulation von RFB-Systemen vertieft und durch die Zusammenarbeit mit dem Konsortium wertvolle Erfahrungen zur Entwicklung von Open-Source-Lösungen gesammelt. Durch die Mitwirkung am Simulationstool für stationäre EES steht eine Plattform zur Verfügung mit der neben LIB basierten Systemen auch RFB-Systeme analysiert werden können. Dies ermöglicht unter anderem die Untersuchung in verschiedenen Anwendungsfällen und einen direkten Technologievergleich mit anderen Batterietypen.

2 Aufgabenstellung

Ziel des Verbundvorhabens open_BEA war es, die Auswirkungen einer zunehmenden Interaktion und Kopplung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor zu untersuchen. Diese Transformation des Stromnetzes stellt vor allem Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Ungeklärt ist aber auch die Frage, inwieweit Elektrofahrzeuge, engl. electric vehicles (EVs), als mobile Speicher durch eine intelligente Einbindung statt einer starren Last eine Flexibilitätsoption für das Energiesystem darstellen können, welche die zunehmend fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie erforderlich macht.

Eine weitere relevante Flexibilitätsoption stellen stationäre Batteriespeicher in Verteilnetzen dar. Ein Zubau von Speichern bringt eine Reihe von Fragen mit sich, wie beispielsweise der Einsatz von Speichern möglichst effizient gestaltet werden kann oder welche Auswirkungen verschiedene Speichieranwendungen auf die Netzplanung und den Netzbetrieb haben. Zur Beantwortung dieser Fragen sind Modelle notwendig, die den Batteriespeicher für die jeweils zu bearbeitende Fragestellung möglichst gut abbilden. Bisher werden Speicher in Gesamtsystemmodellierungen jedoch häufig sehr vereinfacht betrachtet. Dies liegt unter anderem daran, dass nur wenig offene Daten und Modelle von Speichersystemen für detaillierte Simulationen zugänglich sind und ein übergreifendes Framework für die integrierte Bearbeitung von Fragestellungen an der Schnittstelle von Stromnetz und Energiespeicherung bisher kaum erforscht wurde.

Im ersten Teil des Projektes werden daher Open-Source-Batteriemodelle für verschiedene stationäre und mobile EES erstellt. Zudem werden die relevanten Anwendungsbereiche für Speicher-Systemintegration analysiert und der jeweils erforderliche Detaillierungsgrad der Speichersysteme ermittelt. Es werden sowohl LIB als auch RFB untersucht. Die den Modellen zugrundeliegenden Daten werden nach Projektende unter einer geeigneten Open Data Lizenz der Allgemeinheit bereitgestellt. Für die Modellierung der Netzintegration von EVs werden im Projekt verschiedene Szenarien erarbeitet. Wesentliche Forschungsschwerpunkte liegen hier in der Modellierung der (zukünftigen) Positionierung von Ladepunkten, sowie die Simulation der Potentiale der Ladeflexibilität.

Im zweiten Teil des Projektes werden die Batterie- und Elektromobilitätsmodelle in ein Software Framework integriert und die Auswirkungen zunehmender Batterie- und Ladeinfrastrukturintegration in Verteilnetze untersucht. Dabei wird betrachtet, wie mobile und stationäre Speicher mit unterschiedlichen Betriebsstrategien zusätzlich zu ihrem primären Einsatzzweck möglichst optimal positioniert, dimensioniert und betrieben werden sollten, um maximal netzdienlich zu sein. Die Untersuchungen sind

differenziert in Szenarien, die eine passive Rolle des Netzbetreibers annehmen, und Szenarien, die aktiv mobile und stationäre EES in der Netzplanung berücksichtigen (aktive Rolle des Netzbetreibers). Die Analysen erfolgen an ausgewählten, möglichst repräsentativen deutschen Verteilnetzen und zielen darauf, technisch-wirtschaftlich optimale Optionen bezüglich Netzplanung und -betrieb aufzuzeigen.

3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Zur Simulation und Modellierung von Batteriespeichern stehen Nutzenden derzeit eine Vielzahl unterschiedlicher, meist webbasierter, Berechnungstools zur Verfügung. Die in open_BEA entwickelten Tools heben sich jedoch durch die Co-Simulation von Verteilnetzen und Batteriespeichern ab. Der Detailgrad der Speichermodellierung und die Möglichkeit zur Mehrspeicher-Simulation sind weitere Eigenschaften, die open_BEA gegenüber bestehenden Open-Source-Tools abheben.

Für das Projekt ist insbesondere die Expertise auf dem Gebiet der Modellierung von stationären Batteriespeichern von Interesse. Hierbei kann vor allem der Lehrstuhl für elektrische Energiespeichertechnik der TUM bereits auf mehrere bestehende Ansätze zurückgreifen: Die technische und ökonomische Analyse von Batteriespeichern wurde am Lehrstuhl eingehend untersucht und seit 2014 wird das Simulationstool für stationäre Energiespeicher (SimSES) für die Simulation stationärer EES entwickelt. Dieses zu Projektbeginn auf der Programmiersprache Matlab basierende Tool wurde hauptsächlich für techno-ökonomische Betrachtungen verschiedener Batterie-Anwendungsfälle mit Fokus auf Batteriealterung sowie deren Wirtschaftlichkeit verwendet. Parametriert wurde das Simulationstool bis dato lediglich für ein wenig detailgetreues generisches LIB-Alterungsmodell und einen Repräsentanten auf Basis von Lithium-Eisenphosphat-Batterie (LFP) Kathoden. Für die Speichermodellentwicklung in open_BEA fließt auch ein detailliertes Verständnis zu den Systemkomponenten heutiger großformatiger Speichersysteme ein: Am Prototyp-Speicher *Energy Neighbor* konnte der Lehrstuhl verschiedene Aspekte detailliert beleuchten und die Ergebnisse auf Konferenzen und in Publikationen darlegen. Detaillierte Komponenten-Analysen erlauben die Modellierung von Leistungselektronik und Peripherie eines stationären EES.

Im Projekt ist weiterhin vor allem die Erfahrung des ZAEs bezüglich der Modellierung von elektrochemischen Energiesystemen und RFB von Bedeutung. Seit über 20 Jahren hat das ZAE Expertise im Bereich elektrochemische Energiewandler aufgebaut. Am Institut sind zahlreiche Testsysteme zur experimentellen Untersuchung von Batterien im Labormaßstab und zur Prüfung von Prototypen mit industriellen Ausmaßen verfügbar. Diese Möglichkeiten zur Messung an eigenen und industriellen Zellen und Stacks sowie die darauffolgende Modellierung bilden die Basis für die in open_BEA geplante Abbildung und Analyse von RFB.

Das RLI brachte in open_BEA die in zahlreichen Projekten aufgebaute Expertise auf dem Gebiet Open Science und zum anderen die Vorarbeiten zur Modellierung und Analyse von Mobilitätskonzepten sowie von Verteilnetzen unter Berücksichtigung

alternativer Flexibilitätsoptionen ein. Hinsichtlich der Bestrebungen des RLI Qualität und Transparenz von Energiesystemanalysen durch einen Open-Science-Ansatz zu verbessern, sei vor allem die maßgebliche Beteiligung an der Entwicklung der Open-Energy Plattform mit der integrierten Datenbank Open Energy Database (OEDB) zu nennen. Im Forschungsprojekt *SmartPowerFlow* konnten praktische Erfahrungen zur Batterieintegration und Betriebsführung von Großbatterien in Verteilnetze gesammelt werden. Für die Modellierung von Verteilnetzen und der Untersuchung von Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung von Abregelungsmaßnahmen und Speichereinsatz wurden am RLI die Open-Source-Softwarepakete *ding0* und *eDisGo* entwickelt. Ziel zu Projektbeginn war es, diese Softwaretools zu nutzen und weiterzuentwickeln.

Das Mobilitätsteam des RLIs kann auf langjährige Erfahrungen in den Bereichen Simulation, Optimierung sowie der Erstellung und Umsetzung von Mobilitätskonzepten zurückblicken. Die simulationsbasierten Auswertungen umfassen dabei Detaillierungsgrade von lokal, wie die Betrachtung einzelner Ladesäulen oder Fahrzeuge, bis zu national, also der Analyse von Energiesystemen ganzer Länder. Die Untersuchungen stellen dabei meistens ein Zusammenspiel von Simulationen auf verschiedenen räumlichen Auflösungen dar, um einen gewünschten Detaillierungsgrad bei vertretbaren Rechenzeiten zu gewährleisten. Für die Optimierung von Fahrzeug- oder Energiesystemverhalten stehen verschiedene Optimierungstools zur Verfügung, die bedarfsgerecht zum Einsatz kommen. Diese Erkenntnisse und Erfahrungen sind ein wichtiger Bestandteil der Modellierung emissionsfreier Mobilität im Projekt.

4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Verbundvorhaben war in sechs Arbeitspakete unterteilt. Zu Projektbeginn wurde ein Anforderungskatalog für die Simulationstools entwickelt (AP 1). Die Entwicklung der Simulationstools für EES sowie für EVs wurde parallel in den Arbeitspaketen 2 und 3 durchgeführt. Die Kopplung der einzelnen Modelle wurde in AP 4 durchgeführt. In Arbeitspaket 5 wurden die Simulationstools zur Untersuchung netzbezogener Fragestellungen angewendet. Arbeitspaket 6 diente zur Dissemination der Ergebnisse sowie zur Vorstellung und Diskussion der Projektergebnisse innerhalb eines Workshops. Abbildung I.1 zeigt den Projektablaufplan im Detail.

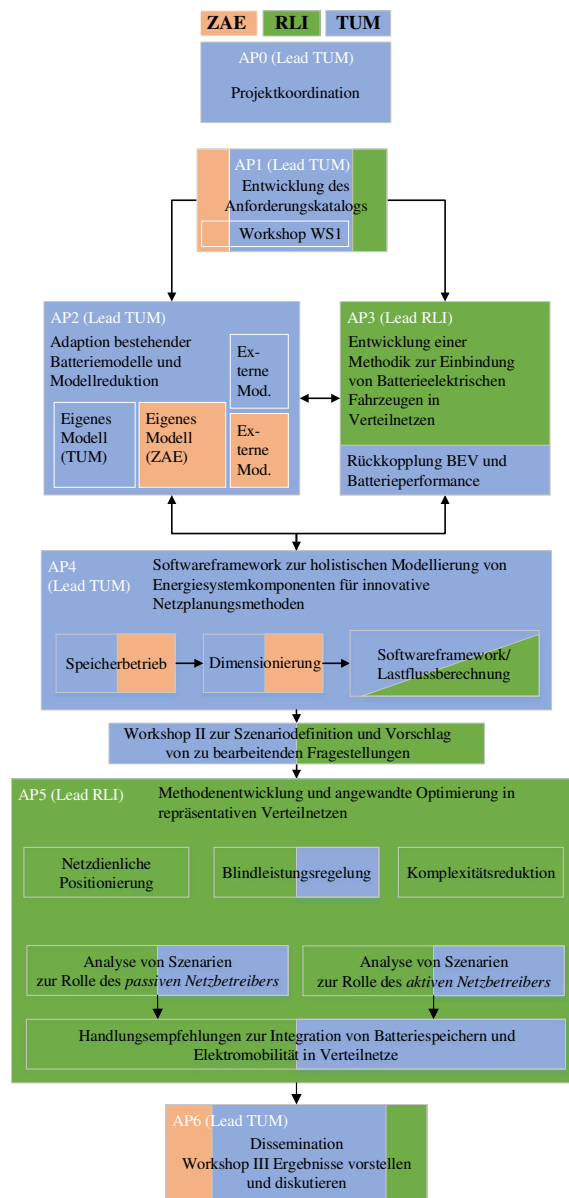


Abbildung I.1: Projektablaufplan und Übersicht der Arbeitspakete von open_BEAs.

5 Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde

Eine detaillierte Beschreibung des wissenschaftlichen und technischen Stands an den angeknüpft wurde, ist in Abschnitt 3.1 der Gesamtvorhabensbeschreibung zu finden. Die relevantesten Vorarbeiten der Kernbereiche des Projekts sind im Folgenden beschrieben.

Zu Beginn des Projekts existierten bereits verschiedene Tools zur Simulation, Modellierung und Bewertung technischer und wirtschaftlicher Parameter von EES: Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeichersystemen und deren Dimensionierung seien hier je ein Tool aus der Industrie¹ und aus der Forschung² genannt.

Darüber hinaus wurde mit dem Tool *PerModAC* [8] die Performance von Heimspeichersystemen detaillierter analysiert: Das Open-Source-Tool der HTW-Berlin erlaubt eine Energiefluss- und Effizienzanalyse im Behind-the-meter Netz mit Photovoltaikanlage und Heimspeicher und betrachtet dabei insbesondere die Leistungselektronik als Verlustquelle im Detail. In Sachen Batteriemodellierung beschränkt sich das Tool jedoch auf eine bilanzierende Lastflussanalyse, sodass weder Alterungseffekte noch die Performance-Abhängigkeit von Betriebsparametern wie Batterietemperatur, Laderate und Ladezustand im Detail abgebildet werden konnten. Auch RFB finden dort keine Berücksichtigung.

Weiterhin war und ist mit *BLAST*³ ein Tool zur ökonomischen Analyse von EES in unterschiedlichen Anwendungsfällen frei verfügbar. Ausgehend von US-Marktdatenanalysen und Systemdaten von Groß-Speicheranlagen kann mit der webbasierten Software eine Wirtschaftlichkeitsanalyse größerer EES durchgeführt werden. Ähnlich wie bei *open_BEA* lassen sich für verschiedene Speichertechnologien anwendungsspezifisch Kostenoptimierungen durchführen. Die Simulationsmodelle in *open_BEA* heben sich jedoch durch die Co-Simulation von Verteilnetzen, EVs und EES ab. Der Detailgrad der Speichermodellierung und die Möglichkeit zur Mehrspeicher-Simulation sind weitere Eigenschaften, welche sich gegenüber dem Open-Source-Tool des Electric Power Research Institute abheben.

In der traditionellen Netzplanung wurden bisher meist anhand von worst-case Szenarien (Starklastfall/Rückspeisefall) eventuelle Netzverstärkungsmaßnahmen abgeleitet. Dieses Vorgehen kann zu starken Netzüberkapazitäten führen, da die Szenarienannahmen auf sehr vereinfachten Abschätzungen beruhen, die z.B. die speziellen Gegebenheiten vor Ort, wie EES nicht berücksichtigen. So werden in kommerzieller

¹<https://s10.e3dc.com/E3dcWeb/SystemCalculator/syscalc.php>

²<https://pvspeicher.htw-berlin.de>

³<https://www.nrel.gov/transportation/blast.html>

Netzplanungssoftware (z.B. PSS Sincal) Betriebsstrategien von Batteriespeichern entweder nur sehr rudimentär oder gar nicht abgebildet. Ein weiteres Problem bei der Betrachtung von Batteriespeichern in der traditionellen Netzplanung ist, dass der Betrieb von Batteriespeichern üblicherweise entweder als netz- oder marktgetrieben betrachtet wird [9]. Forschungsergebnisse aus dem vorangegangenen Projekt SmartPowerFlow zeigten jedoch anhand eines konkreten Anwendungsfalls, dass durch eine geschickte Kombination aus optimaler Positionierung und Ausnutzung der Leistungselektronik EES sowohl netz- als auch marktgetrieben eingesetzt werden können.

Im Bereich der Auswirkungen von EVs auf das Verteilnetz wurden in der Vergangenheit in Studien oftmals getrennte Untersuchungen gemacht. Die Agora Speicherstudie gibt zwar Prognosen für die erwartete installierte Leistung im Mobilitätssektor bis 2050 an, jedoch wurde der Einfluss dieser Marktentwicklung auf den Stromsektor und ein sich daraus ergebender Bedarf an Stromspeichern in der Studie nicht untersucht [10]. Die Studie legte jedoch nahe, dass die Auswirkungen einer zunehmenden Interaktion des Verkehrssektors mit dem Stromsektor stärker im Fokus weiterer Forschung stehen sollten. In vorangegangenen Netzentwicklungsplänen wurde bis zum Jahr 2030 keine nennenswerte Verbreitung von EVs betrachtet [9].

Die durch die Elektromobilität entstehende Flexibilität für das Stromnetz wurde bisher ebenfalls nicht berücksichtigt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein deutschlandweites (Schnell-)Ladenetz enorme Auswirkungen auf das gesamte Stromnetz hat. Im Forschungsprojekt *RENEWBILITY* wurde ein Analyseinstrument entwickelt, um verlässliche Aussagen zu der Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor treffen zu können. Dafür wurden verschiedene Szenarien, u.a. zur Verkehrsnachfrage und zum Fahrzeugbestand, entwickelt und untersucht. Jedoch wurden die Rückwirkungen einer Elektrifizierung des Verkehrssektors auf das Energiesystem, bestehend aus erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, EES und Netzen, nicht betrachtet. Das Projekt open_BEAschließt an diesen offenen Forschungsfragen an.

6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Zusammenarbeit der Projektpartner mit anderen Stellen war ein zentraler Baustein des Projekts open_BEA. Der Austausch mit der Industrie erfolgte weitestgehend über drei innerhalb des Projekts organisierte Workshops. Dadurch konnten zum einen die Ergebnisse des Projektteams mit Vertretern der Industrie diskutiert und zum anderen wichtige Erkenntnisse für die weitere Projektlaufzeit gewonnen werden. Zusätzlich zu TeilnehmerInnen aus der Industrie, nahmen an den Workshops auch ForscherInnen von verschiedenen Hochschulen und Universitäten teil. Unter anderem durch die Organisation der Projektworkshops entstanden institutsübergreifende Veröffentlichungen sowie Abschlussarbeiten in Kooperation mit Unternehmen. Tabelle I.2 zeigt zusammenfassend die TeilnehmerInnen der einzelnen Workshops.

Tabelle I.2: Liste der teilnehmenden Unternehmen und Forschungsinstitute an den drei Workshops.

Institution	Workshop	Institution	Workshop
ADS-TEC	1, 2	RLI	1, 2, 3
BASF	2	RWTH Aachen	1, 2
Bayernwerk	2	Schmalz	1
BDEW	2	SH Netz	2
BMW	1	sonnen eServices	3
BNetzA	2, 3	Stromnetz Berlin	2
Consentec	2	Stromnetz Hamburg	2
DLR	3	Stuttgart Netze	2
Energynautics	3	Stadtwerke München	1, 2
Fraunhofer UMSICHT	1	TH Ingolstadt	2
Fraunhofer IKTS	1	The Mobility House	1
Greenpeace Energy	2	TU Berlin	2
Hansewerk	2	TU Dortmund	2
Hochschule München	1	TU Dresden	2
HTW Berlin	3	TUM	1, 2, 3
Innogy	2	Uni Kassel	2
Inno2grid	2	Verbund AG	1
Ionity	2	VKU	2
KIT	2	VoltStorage	1
LEW Verteilnetze	2	Westnetz	2
NOW GmbH	2	ZAE	1, 2
OTH Regensburg	2	Zuse Institut Berlin	2
PTJ	1, 2, 3	-	-

7 Verwendung der Zuwendung und der erzielten Ergebnisse im Einzelnen

Im Folgenden wird auf die wichtigsten im Projekt erzielten Ergebnisse eingegangen. Eine detaillierte Beschreibung aller wissenschaftlichen Ergebnisse ist in Teil II dieses Berichtes zu finden.

Das Ziel des Verbundvorhabens open_BEA war es, die Auswirkungen einer zunehmenden Interaktion und Kopplung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor zu untersuchen und zu ermitteln, inwieweit stationäre und mobile EES Netzausabau bedarfe reduzieren können. Hierfür wurden zunächst unabhängige Simulationstools entwickelt, welche im weiteren Verlauf des Projekts gekoppelt wurden.

Zur Analyse stationärer EES im Detail wurde das Tool SimSES in open_BEA neu entwickelt und öffentlich verfügbar gemacht. Mithilfe des Simulationstools ist es möglich Energiespeichertechnologien technisch und wirtschaftlich zu bewerten. Mit einem modularen Ansatz deckt SimSES verschiedene Topologien, Systemkomponenten und Speichertechnologien ab. Die Hauptaufgabe von SimSES besteht demnach über das Energie-Management-System (EMS) eine Sollleistung für verschiedene Anwendungsfälle zu berechnen und das Verhalten der verschiedenen Komponenten zu modellieren. SimSES ist unterteilt in einen Simulationsteil zur Modellierung der physikalischen Darstellung des EES und einen Analyseteil, der technische und wirtschaftliche Ergebnisse bestimmt. Im Projekt open_BEA wurden unter anderem Modelle für verschiedene Speichertechnologien, geeignete Bewertungsfunktionen für stationäre Speichersysteme sowie eine Schnittstelle zu anderen Programmen entwickelt.

In SimSES sind vier Teilkomponenten zur Verhaltensmodifikation von LIB implementiert. Das Ersatzschaltbild, engl. equivalent circuit model (ECM), wird verwendet, um das elektrische Verhalten eines bestimmten Zelltyps zu modellieren und die Klemmenspannung entsprechend der Zelldaten zu berechnen. Das Batterie-Management-System (BMS) überwacht die Betriebsbedingungen der Zelle und aktualisiert die Werte für den Strom. Die elektrischen Eigenschaften von LIB in SimSES unterscheiden sich je nach der Chemie und der Zusammensetzung der Materialien und können mit vordefinierten, herstellerepezifischen Datensätzen gespeist werden. Außerdem können verschiedene zellspezifische Degradationsmodelle in SimSES ausgewählt werden.

Neben LIB sind RFB als weitere Speichertechnologie in SimSES integriert. Bei einer RFB ist im Gegensatz zu einer herkömmlichen Batterie das Speichermedium flüssig und wird in externen Tanks gelagert. Zum Laden und Entladen wird das

Speichermedium (Elektrolyt) durch einen Energiewandler (Stack) gepumpt. Wegen dieses Aufbaus ist es bei einer RFB möglich, Leistung und Energiekapazität getrennt zu skalieren. Zum Vergrößern der übertragbaren Leistung können mehr Stacks verbaut werden. Um die Kapazität anzupassen, kann die Elektrolytmenge variiert werden. Das Leistungs-zu-Energieverhältnis lässt sich entsprechend speziell an einen bestimmten Anwendungsfall anpassen.

Zur Bewertung verschiedener Anwendungsfälle wurden in SimSES sechs Schlüsselcharakteristika definiert. Zudem können anhand dieser Charakteristika Speicher für unterschiedliche Anwendungen ausgelegt werden. Innerhalb des Projekts wurden mit SimSES verschiedene singuläre Anwendungsfälle für LIB- bzw. RFB-basierte EES simuliert und analysiert. Neben der Simulation von Heimspeichersystemen und einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt (Primärregelleistung (PRL)), wurde auch die Peak-Shaving Anwendung im Detail untersucht. Dieser Anwendungsfall dient als Grundlage für die netzbezogenen Operationsstrategien, welche im Projekt entwickelt wurden. Neben dem Fokus auf Anwendungen stationärer Speicher wurde im Projekt auch das Potential der Erbringung von klassischen stationären Anwendungen mit EVs untersucht.

Zur Ermittlung des Ladebedarfs von EVs wurden im Rahmen des Projektes zwei Simulationstools, *SimBEV* sowie *TracBEV*, entwickelt. Beide sind in Python programmiert und auf *GitHub* frei verfügbar. Während mit *SimBEV* der zeitlich aufgelöste Ladebedarf von Fahrzeugen bestimmt werden kann, erfolgt mit *TracBEV* eine Bestimmung möglicher Ladepunkte innerhalb einer Region für die räumliche Verortung der Ladebedarfe.

In *SimBEV* werden zeitlich aufgelöste Ladebedarfe je Fahrzeug probabilistisch auf Grundlage der Befragung Mobilität in Deutschland 2017 (MiD) erstellt. Der MiD-Datensatz wurde dazu für verschiedene Regionaltypen statistisch ausgewertet und die Wahrscheinlichkeiten zum Start eines Weges, den Wegzweck, die Geschwindigkeit, die Distanz sowie die Standzeit am Zielort abgeleitet. Es werden die sieben Regionaltypen nach RegioStaR 7 unterschieden, nach der alle Gemeinden in Deutschland in Kategorien von kleinstädtischer, dörflicher Raum bis Metropole eingeordnet werden. Aufbauend auf der statistischen Auswertung des MiD-Datensatzes erfolgt zur Erstellung von Fahrprofilen für jedes Fahrzeug eine gewichtete Zufallsziehung von Wegzweck, Geschwindigkeit, Distanz und Standzeit am Zielort. Bezüglich der Standzeit werden Standzeiten zu reinem Parkzweck ohne Laden sowie Ladezeiten unterschieden. Aus technischen Randbedingungen wie der Batteriekapazität, dem Verbrauch und der maximal möglichen Ladeleistung jedes Fahrzeugs sowie der Ladesäule wird gemeinsam mit dem Fahrprofil eine energetische Zeitreihe mit Verbrauchs- und Ladewerten je Fahrzeug abgeleitet. Über Standzeiten und nachzuladende Energie-

mengen für jeden Ladevorgang kann weiterhin das Potenzial für Flexibilität abgeleitet werden.

Für die Ermittlung potenzieller Ladesäulenstandorte für eine ausgewählte Region baut das Tool *TracBEV* auf offenen Geodaten aus der OpenStreetMap (OSM) sowie dem Zensus 2011 auf. Es werden vier Ladestandortkategorien (sogenannte Lade Use Cases) differenziert, für welche sich das Vorgehen zur Ermittlung potenzieller Ladestandorte jeweils unterscheidet - Ladepunkte zu Hause, Ladepunkte am Arbeitsplatz, sowie Ladepunkte im öffentlichen Raum, welche wiederum unterschieden werden nach Schnell- und Normal-Ladestationen. So werden bspw. potenzielle Standorte von Heimpladepunkten basierend auf Informationen zu Wohnungen aus dem Zensus ermittelt und potenzielle Standorte für Schnellladepunkte auf Basis von existierenden Tankstellenstandorten aus der OSM. Jedem potenziellen Ladestandort wird weiterhin ein Gewichtungsfaktor zugewiesen, welcher die Wahrscheinlichkeit, dass ein Ladepunkt am Zielort des aktuellen Weges vorhanden sein wird, widerspiegelt. Auch hier wird wiederum ein unterschiedliches Vorgehen für die verschiedenen Lade Use Cases angewendet. So wird bspw. für Heimpladepunkte die Anzahl von Wohnungen und für Schnellladestationen das Verkehrsaufkommens auf umliegenden Straßen in einem Radius von 900 m herangezogen, unter der Annahme, dass Ladepunkte mit höherer Wahrscheinlichkeit vermehrt dort installiert werden, wo mehr Menschen wohnen bzw. ein höheres Verkehrsaufkommen besteht. Mit dieser Methodik wird schließlich die energetische Nachfragezeitreihe auf einzelne Standorte verteilt. Je nach zugeteilter Energiemenge ergibt sich die Anzahl an Ladepunkten je Ladestandort.

Zur Bewertung der Netzauswirkungen der Kopplung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor wurde das bestehende Tool *eDisGo* um den Verkehrssektor erweitert. *eDisGo* ist ein Tool zur Bewertung von Flexibilitätsoptionen als ökonomische Alternative zum Netzausbau. Es ist ebenfalls in Python programmiert und auf *GitHub* frei verfügbar. Für die Berücksichtigung des Verkehrssektors wurde *eDisGo* mit den Tools *SimBEV* und *TracBEV* über eine csv-Schnittstelle gekoppelt. Innerhalb von *eDisGo* werden dann die mit *SimBEV* ermittelten Ladevorgänge den mit *TracBEV* ermittelten möglichen Ladepunkten zugewiesen und in das Netz integriert. Bei der Zuweisung der Ladevorgänge zu Ladepunkten wird zwischen privaten und öffentlichen Ladepunkten unterschieden, da u.a. davon ausgegangen wird, dass private Ladepunkte, welche das Laden zu Hause sowie am Arbeitsplatz umfassen, immer von den gleichen Personen angefahren werden, während öffentliche Ladepunkte von einer Vielzahl an Personen angefahren werden. Bei der Netzintegration wird berücksichtigt, dass Ladeparks ab einer gewissen Leistung in höheren Spannungsebenen angeschlossen werden.

SimBEV liefert für jeden Ladevorgang den Zeitraum, den das Fahrzeug am Ort des Ladens steht, sowie die nachzuladende Energie und die Leistung mit der geladen werden kann. Daraus lässt sich ein Potenzial zur Flexibilisierung jedes Ladevorgangs ableiten, welches netzdienlich eingesetzt werden kann. Zur Bewertung des Potenzials netzdienlichen Ladens zur Reduktion von Netzausbaubedarf wurden in *eDisGo* verschiedene netzdienliche Ladestrategien implementiert - eine präventive sowie eine aktive Ladestrategie. Bei der präventiven Ladestrategie *Reduziertes-Laden* soll durch eine möglichst starke Reduktion der Ladeleistung eine Senkung der Netzbelastung erzielt werden. Dazu wird bei dieser Ladestrategie möglichst die gesamte Standzeit des EV für den Ladevorgang genutzt. Bei der aktiven Ladestrategie *Residuallast-Laden* ist es das Ziel, Ladevorgänge in Zeiten niedriger Residuallast im Mittelspannung (MS)-Netzgebiet zu schieben, um damit eine möglichst starke Glättung der Residuallast im Netzgebiet zu erreichen. Generell wird davon ausgegangen, dass lediglich Ladevorgänge an privaten Ladepunkten flexibilisierbar sind, da bei öffentlichen Ladevorgängen die Erfüllung der Dienstleistung im Vordergrund steht.

Neben den netzdienlichen Ladestrategien wurde die Bereitstellung von Blindleistung durch Ladeinfrastruktur zur Spannungshaltung untersucht und dazu verschiedene Strategien zur Blindleistungserbringung in *eDisGo* implementiert - die Blindleistungsbereitstellung mit einem fixen Leistungsfaktor $\cos \varphi$, bei der Blindleistung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung mit einem festen Leistungsfaktor erbracht wird, die $\cos \varphi$ (P)-Steuerung, bei der der Leistungsfaktor gemäß einer Regelkurve in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung eingestellt wird, sowie die Q(U)-Regelung, bei der Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt bereitgestellt wird.

Weiterhin wurde in *eDisGo* eine Methodik zum netzdienlichen Einsatz und Positionieren stationärer Batteriespeicher implementiert. Hierfür wurde der Ansatz des "Multiperiod Optimal Power Flow" (Multiperiod Optimal Power Flow (MPOPF)) mit Speichern gewählt und eine bestehende Methode um die Berücksichtigung von Netzausbau erweitert. Wesentliche Nebenbedingungen des Optimal Power Flow (OPF) sind die Lastfluss-Gleichungen, welche im Projekt durch das nicht-konvexe, nichtlineare Branch Flow Model (BFM) berücksichtigt wurden. Diese machen das Lösen des Optimierungsproblems sehr komplex. Zudem ergibt sich aufgrund der Berücksichtigung von Speichern und der Notwendigkeit der Abbildung der Entwicklung der Speicherladestände eine zeitliche Kopplung der betrachteten Zeitschritte, was die Komplexität des Problems weiter steigert. Es war daher notwendig, die Komplexität des Optimierungsproblems zu reduzieren. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Relaxationen sowie Ansätze zur zeitlichen Komplexitätsreduktion implementiert. Bezüglich der Relaxationen wurden eine Second-Order Cone Programming (SOCP) Relaxation der nicht-konvexen BFM Nebenbedingung eingeführt, der McCormick En-

velope zur Relaxation einer durch die Möglichkeit zur Netzerweiterung eingeführten Nebenbedingung, mit welcher sichergestellt wird, dass der Strom über eine Leitung den maximal zulässigen Strom nicht überschreitet, sowie die Relaxation der nicht-konvexen Komplementaritäts-Nebenbedingung zur Vermeidung des gleichzeitigen Ladens und Entladens von Batteriespeichern. Zur zeitlichen Komplexitätsreduktion wurde zum einen die *Typical Periods Clustering* Methode entwickelt, welche die Eigenschaft nutzt, dass Last- und Einspeisezeitreihen wiederkehrenden Mustern folgen und somit ähnliche Zeiträume identifiziert und zu einem Cluster zusammengefasst werden können. In der Optimierung werden die vollständigen Lastflussgleichungen dann lediglich für die repräsentativen Zeiträume gelöst. Als zweite Methode zur zeitlichen Komplexitätsreduktion wurde die *Peak Selection* Methodik entwickelt, bei der ausgenutzt wird, dass netzdienlich eingesetzte Speicher hauptsächlich in Zeiten auftretender Netzprobleme be- und entladen werden um Netzprobleme zu reduzieren und somit Netzausbaubedarfe zu minimieren. In der Optimierung werden daher nur diese kritischen Zeitpunkte sowie Zeitfenster um diese herum, zum Laden und Entladen der Speicher, berücksichtigt.

Im Rahmen des Projekts wurden mit dem *eDisGo* Tool drei Studien durchgeführt:

1. **Auswirkungen netzdienlichen Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze:** Das Ziel der Untersuchung war es zu analysieren, inwieweit die Integration von EVs, aber auch fluktuierenden Erneuerbaren Energien, in die Verteilnetze mit den zuvor beschriebenen netzdienlichen Ladestrategien *Reduziertes-Laden* und *Residuallast-Laden* gegenüber einem ungesteuerten Laden der Fahrzeuge gefördert werden kann. Zur Analyse der Netzauswirkungen wurden synthetische Verteilnetztopologien, die eine Vielzahl der deutschen Mittelspannungsnetze repräsentieren, herangezogen. Die Netze wurden danach eingeteilt, ob sie Photovoltaik (PV)-, Wind- oder Last-dominiert sind. Damit sollte geprüft werden, ob die Auswirkungen der Ladestrategien auf verschiedene Typen von Netzen unterschiedlich ausfallen. Die Studie wurde ergänzt durch eine Untersuchung der zusätzlichen Auswirkungen durch den Einsatz von Heimspeichersystemen. Hierfür wurde jeder Haushalt, welcher über eine PV-Anlage und einen Ladepunkt verfügt, mit einem Heimspeichersystem ausgestattet. Die Speicher wurden mit einer Feed-in-Damping Strategie betrieben, die die Einspeisespitze in das Netz dämpft.
2. **Auswirkungen marktorientierten Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze:** In einer vorangegangenen Studie wurde aufgezeigt, dass ein marktorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen die marktbedingten Abregelungen fluktuierender Erneuerbarer Energien erheblich reduzieren kann. Die Auswirkungen auf das Verteilnetz wurden bislang allerdings wenig untersucht.

Ziel dieser Studie war es daher zu analysieren, wie marktorientiertes Laden Netzprobleme in Verteilnetzen im Vergleich zu ungesteuertem Laden beeinflusst und ob es eine sinnvolle Flexibilität zur Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in Verteilnetze darstellen kann. Anhand für ganz Deutschland repräsentativer, synthetischer Verteilnetztopologien wurden dazu für ein 2030 Szenario aus dem Netzentwicklungsplan die Netzauswirkungen ungesteuerten sowie marktorientierten Ladens untersucht und mittels der Abregelung von Last und Einspeisung, welche jeweils notwendig ist, um Netzprobleme zu beheben, quantifiziert.

- 3. Optimierung von Batteriespeicherstandorten und -einsätzen zur Entlastung des Verteilnetzes:** Das Ziel dieser Untersuchung war es, die Anwendbarkeit und den Nutzen der im Projekt entwickelten MPOPF Formulierung mit kontinuierlichem Netzausbau für größere Probleme und mehrere Flexibilitätsoptionen zu bewerten. Anhand synthetischer Mittelspannungsnetztopologien wurden dazu Batteriespeicherstandorte sowie -einsätze bei vorgegebener Gesamtspeicherkapazität optimiert sowie als zusätzliche Flexibilitätsoption die Abregelung fluktuierender Erneuerbarer Energien berücksichtigt. Ziel der Optimierung war die Minimierung des Netzausbaubedarfs. Um den potenziellen Mehrwert einer gleichzeitigen Optimierung mehrerer Flexibilitätsoptionen zu untersuchen, wurden die Flexibilitätsoptionen in einem Szenario gleichzeitig und in einem weiteren Szenario in aufeinanderfolgenden Optimierungsschritten optimiert. Als Benchmark zur Bewertung der Flexibilitätsoptionen wird der Netzausbau ohne Flexibilitätsoptionen optimiert. Alle Szenarien wurden zudem jeweils für verschiedene Zeithorizonte optimiert, um zu prüfen, ob die Probleme in annehmbarer Zeit rechenbar sind.

Die Untersuchung zu den *Auswirkungen netzdienlichen Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze* zeigte, dass sowohl die Ladestrategien, der Einsatz von Heimspeichersystemen als auch die Kombination der beiden Maßnahmen positive Effekte auf die Verteilnetze haben kann. Dabei erwies sich das präventive *Reduzierte-Laden* als besonders erfolgreich den lastseitigen Abregelungsbedarf zu mindern. Gleichzeitig erhöht sich jedoch der Abregelungsbedarf von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE). Demgegenüber kann die *Residuallast-Ladestrategie* unter den richtigen Bedingungen die Netzintegration von fEE unterstützen und den Abregelungsbedarf senken. Dabei ist der Einfluss der Ladestrategie stark von den Gegebenheiten in den unterschiedlichen Netzgebieten abhängig. Auch zeigt sich, dass die globale Residuallast vor allem in den Wind-dominierten Netzgebieten nur schlecht die lokalen Bedingungen in den einzelnen Niederspannung (NS)-Netzgebieten widerspiegelt. Die Untersuchungen zu den Heimspeichersystemen zeigt zum einen gute Synergien der Ladestrategien mit den Heimspeichersystemen in allen Netzen und zum anderen, dass die Netzintegration

von fEE trotz der im Vergleich zu den EVs deutlich geringeren Speicherkapazitäten in der Regel auf einem ähnlichen Niveau wie beim Residuallast-Laden befördert werden kann.

Die Ergebnisse der Studie zu den *Auswirkungen marktorientierten Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze* zeigten, dass sich die Netzauswirkungen des marktorientierten Ladens je nach Netztyp erheblich unterscheiden. In urbanen Netzen führten die durch das marktorientierte Laden hervorgerufenen Ladebedarfsspitzen zu einem signifikanten Anstieg der Anzahl und des Ausmaßes von lastbedingten Netzproblemen, wodurch der Bedarf an räumlicher Flexibilität deutlich zunimmt. In den anderen Netztypen waren die Auswirkungen der Ladebedarfsspitzen weniger signifikant. Am geringsten war die Auswirkung in Wind-dominierten Netzen, wo einspeisebedingte Netzprobleme sowohl im Falle ungesteuerten als auch marktorientierten Ladens überwiegen. Insgesamt wurde die deutschlandweit notwendige Abregelung des Ladebedarfs zur Lösung von lastbedingten Netzproblemen durch das marktorientierte Laden um nur 0,7 % des deutschlandweiten Ladebedarfs erhöht.

Neben den unterschiedlichen Auswirkungen der Ladebedarfsspitzen auf die verschiedenen Netztypen wurde auch ein Unterschied zwischen Windenergie- und PV-getriebenen Ladebedarfsspitzen festgestellt. So führten PV-getriebene Ladebedarfsspitzen im Mittel zu weniger zusätzlichen Netzproblemen sowie zu einer stärkeren Reduktion der fEE-Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen. Insgesamt ist jedoch die Verringerung von fEE-Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen in der MS und NS als sehr gering einzustufen. Die Netzintegration von fEE in die MS und NS wird demnach durch das marktorientierte Laden nicht wesentlich gefördert. Andererseits wurde in der dieser Untersuchung vorangegangenen Studie gezeigt, dass die marktbedingte Abregelung durch marktorientiertes Laden deutlich reduziert wird, wodurch der Bedarf an zeitlicher Flexibilität sinkt. Ob die Vor- oder Nachteile marktorientierten Ladens überwiegen, wird zukünftig zum einen wesentlich von der Ausgestaltung der Ladestrategie abhängen, der beispielsweise eine lokale Komponente zur Vermeidung hoher Ladebedarfsspitzen hinzugefügt werden kann. Zum anderen ist auch die Entwicklung der räumlichen Verteilung der fEE in Deutschland sowie der Anteil von PV maßgeblich, da vor allem die PV einen lokalen Ausgleich von Last und Erzeugung ermöglicht.

In der Studie *Optimierung von Batteriespeicherstandorten und -einsätzen zur Entlastung des Verteilnetzes* konnte gezeigt werden, dass der vorgeschlagene MPOPF Ansatz für die hier untersuchten Problemgrößen mit bis zu 170 Netzknoten und 72 Zeitschritten anwendbar ist und in angemessener Zeit eine Lösung gefunden werden kann. Ausnahme hiervon bestand lediglich für drei der untersuchten sechzig Instanzen. Es zeigte sich zudem, dass bei der gleichzeitigen Optimierung von Flexibilitätsop-

tionen diese zumeist effizienter eingesetzt und damit Netzausbaukosten verringert werden können. Es wird erwartet, dass der Vorteil der gleichzeitigen Optimierung mit wachsender Zahl verfügbarer Flexibilitätsoptionen gegenüber Heuristiken weiter an Bedeutung gewinnt.

Zur Analyse der Effekte verschiedener Betriebsstrategien von EES in Verteilnetzen sowie zur detaillierten Auswertung der Speicherbelastungen war es notwendig das Simulationstool SimSES mit *eDisGo* zu koppeln. Zu diesem Zweck wurde das übergeordnete Tool `open_BEA` entwickelt. Der Quellcode des `open_BEA` Tools ist ebenfalls in Python programmiert und öffentlich zugänglich. Das Tool bietet die Möglichkeit, individuelle Zeitreihen den verschiedenen Akteuren im Netz zuzuordnen, wie z.B. privaten oder industriellen Verbrauchern. Außerdem können EV-Ladeparks an verschiedenen Knotenpunkten integriert werden, um die Auswirkungen der Erhöhung des Anteils der Elektromobilität zu untersuchen. Im Rahmen des Projekts wurden mit dem kombinierten Tool drei Studien durchgeführt:

1. **Peak Shaving mit elektrischen Energiespeichern in Verteilnetzen:**

Ziel dieser Studie war, verschiedene Betriebsstrategien für eine Reihe von autonomen EES zu entwickeln, um die lokale Spitzenlast oder die Spitzenlast am übergeordneten Transformator oder beides zu reduzieren. Die EES, die sich an verschiedenen Knotenpunkten in einem exemplarischen Verteilnetz befinden, wurden mit Hilfe eines linearen Programmieransatzes optimal dimensioniert. Zunächst wurden diese Speichersysteme mit einer Standard Peak-Shaving-Strategie betrieben. Im zweiten Schritt wurden die identischen EES verwendet und ein zentraler Steuerungsansatz gewählt, um die Spitzenlast am Transformator zum Hochspannung (HS)-Netz (Übergeordneter Transformator, engl. point of common coupling (PCC)) zu reduzieren. Schließlich wurden in einem neu entwickelten Ansatz, die beiden zuvor genannten Ansätze kombiniert, um sowohl eine lokale als auch eine globale Spitzenlast Reduzierung zu erreichen.

2. **Koordinierte Steuerung von Energiespeichern:**

Ergänzend zur vorherigen Studie wurde in einer weiteren Studie eine weitere Methode zur Reduzierung der Spitzenleistung am PCC in städtischen Verteilnetzen mit einem hohen EV-Anteil entwickelt. Die EES wurden in dieser Studie bei verschiedenen Ladeparks platziert und die einzelnen EMS wurden mit Hilfe eines linearen Optimierers koordiniert gesteuert.

3. **Energiespeicher als Alternative zum Netzausbau:**

Aufbauend auf den technischen Untersuchungen des Potentials stationärer Speicher in Verteilnetzen wurde eine ökonomische Untersuchung durchgeführt. Dadurch lassen sich für unterschiedliche Regionen Abschätzungen treffen, wann ein EES als Alternative zum Netzausbau in der MS-Ebene eingesetzt werden kann.

Die Ergebnisse der Studie *Peak Shaving mit elektrischen Energiespeichern in Verteilnetzen* zeigten, dass EES welche mit einer konventionellen (passiven) Peak-Shaving Strategie betrieben werden, dazu beitragen können, einen signifikanten Anstieg der Spitzenlast am PCC zu vermeiden, auch wenn der Anteil an EVs steigt. Jedoch kann nur eine geringe oder keine Reduktion der Spitzenlast am PCC erzielt werden.

Wenn die EES nach dem neu entwickelten kombinierten Ansatz (Strategie γ) betrieben werden, kann sowohl die lokale Spitzenlast als auch die globale Spitzenlast reduziert werden. Es ist zu erkennen, dass die Reduktion am Standort des Speichers fast genauso hoch ist wie bei der konventionellen Peak-Shaving Strategie. Allerdings wird nun auch eine signifikante Reduktion am PCC erreicht. Werden alle 32 EES gleichzeitig in das Netz integriert, so ergaben die Simulationen, dass beim kombinierten Ansatz mit einer Reduktion von 706,70 kVA eine ähnliche Reduzierung erreicht wird, wie beim zentralen Ansatz (868,01 kVA).

Vergleicht man die Ergebnisse für die konventionelle Strategie und die neu entwickelte Strategie, so zeigt sich, dass die EES im Durchschnitt 1,2 Vollzyklen, engl. full equivalent cycles (FEC) mehr haben als die EES, welche mit einer konventionellen Peak-Shaving-Strategie betrieben werden. Im Falle der verwendeten LIB ergibt sich daraus eine Abweichung der verbleibenden Kapazität von 0,01 % (95,31 bis 95,32) für den sechsmonatigen Simulationszeitraum. Durch die sehr geringe zusätzliche Belastung des Speichersystems, ergeben sich bei fast allen anderen Charakteristiken kaum Unterschiede.

Werden die EES zusätzlich mit dem in diesem Projekt entwickelten *koordinierten EMS* betrieben, so kann die Spitzenlast am PCC in allen Szenarien reduziert werden kann. Es ist ein Trend zu erkennen, dass mit zunehmender Speicherkapazität die Reduzierung der Spitzenlast steigt. Diese Reduzierung nimmt jedoch nur bis zu einer EES Kapazität von 800 kWh linear zu, während oberhalb von 800 kWh EES Kapazität ein Sättigungsverhalten einsetzt. Bei einer Spitzenlast im Testverteilstrom ohne EV von 11,1 MW wird eine maximale Spitzenlastreduktion von 44,9 % bei der größten EES Kapazität (je 2 MWh) und dem kleinsten EV-Anteil (4 %) erreicht.

Betrachtet man die Ergebnisse der Speichersimulation, so lassen sich zwei Tendenzen erkennen. Erstens, je geringer die EES Kapazität, desto größer ist die Spitzenlastreduzierung pro FEC, und zweitens, je geringer der EV-Anteil, desto größer ist die Reduzierung der Spitzenlast am PCC pro FEC. Folglich sind kleine Speichersysteme mit dem einzigen Ziel, die Spitzenleistung am PCC zu reduzieren, effizienter. Jedoch sollte aufgrund der geringen Belastung bei EES mit einer initialen Kapazität von weniger als 800 kWh die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, diese für das Multi-Use Anwendungen zu nutzen.

In der *ökonomischen Analyse* wurde eine ökonomische Korrelation zwischen der maximalen Kapazität und der Kabellänge hergeleitet. Das Ziel war dabei die maximale Kapazität zu ermitteln, die einen wirtschaftlichen Einsatz für den EES bei einer bestimmten Kabellänge ermöglicht. Die Ergebnisse zeigen, dass EES vor allem in städtischen Gebieten mit einem konventionellen Netzausbau konkurrenzfähig sein können und dieser Effekt bis 2030 noch verstärkt wird. Insbesondere, wenn kleine Speicherkapazitäten notwendig sind, um eine Netzverstärkung zu vermeiden, sollten Netzbetreiber die Möglichkeit einer EES-Integration in Betracht ziehen.

8 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Entwicklung hin zu einem erhöhtem Anteil an Erneuerbare Energien (EE) und einer steigenden Anzahl an EV bringen große Herausforderungen für die Energieversorgung, insbesondere auf Verteilnetzebene, mit sich. Sowohl stationäre als auch mobile elektrische Energiespeicher spielen eine wichtige Rolle, um weiterhin eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten. Simulationstools, welche die Verteilnetze, Elektromobilität und Energiespeicher im Detail abbilden, sind notwendig um die Auswirkungen der einzelnen Komponenten und deren Operationsstrategien abschätzen zu können.

Die Arbeiten in Arbeitspaket 1 wurden durchgeführt, um den notwendigen Detailgrad der Simulationstools zu bestimmen. Die Anforderungen für die weiteren Arbeiten wurden in diesem Arbeitspaket (inklusive Workshop 1) durchgeführt. Darauf aufbauend wurden in Arbeitspaket 2 und 3 die Simulationstools für Speicher und Elektromobilität entwickelt. Diese sind notwendig, um die verschiedenen zukünftigen Szenarien simulieren und analysieren zu können. Hierfür wurden die beiden Simulationstools in Arbeitspaket 4 mit einem Verteilnetzplanungstool kombiniert. Dadurch konnten die Betriebsweisen der EES auf verschiedene Szenarien angepasst werden und deren Auswirkungen in Arbeitspaket 5 simuliert werden.

9 Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit der Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes hat die TUM zusammen mit dem ZAE mit ihrer wissenschaftlichen Expertise die Entwicklung eines Simulationstool für stationäre und mobile Speicher vorangetrieben. Die gewonnenen Erkenntnisse aus Simulationen singularer Speicheranwendungen können für die Verteilnetzplanung verwendet werden. Durch die im Projekt durchgeführte Kopplung des Simulationstools SimSES mit dem Verteilnetzplanungstool *eDisGo* des RLI können Netzbetreiber und Forschungsstellen verschiedene Szenarien simulieren und analysieren. Dadurch lässt sich der Investitionsbedarf in Energieversorgungsnetze bei einem erhöhtem Anteil an EE und einer steigenden Anzahl an EV abschätzen sowie aktuelle und zukünftige Planungen konkretisieren.

Die Simulationstools wurden allesamt umfänglich veröffentlicht und können somit von Forschungsinstituten und Unternehmen genutzt werden. Zum Teil war dies bereits während der Projektlaufzeit der Fall. Die Ergebnisse des Projekts wurden in mehreren Journal- und Konferenzbeiträgen ausführlich dargestellt und diskutiert. Des Weiteren wurde im Zuge des Projekts die Ausbildung von wissenschaftlichen Nachwuchskräften durch die Betreuung von diversen studentischen Arbeiten unterstützt. Außerdem konnten die im Projekt erarbeiteten Inhalte in Vorlesungen und Praktika übernommen werden. Die Projektergebnisse bilden den Ausgangspunkt für weitere Projekte sowie noch anstehende Projektanträge.

10 Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Innerhalb der Laufzeit des Vorhabens sind zwei weitere Projekte gestartet, die Verknüpfungen und Überschneidungen mit open_BEA haben. Zum einen startete Anfang 2021 das Projekt *GridBatt* (Batterietechnologien zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs), das Teil des vom BMBF-geförderten Forschungsclusters BattNutzung ist. In diesem Projekt soll das Speichersystem für den Einsatz der Netzstabilisierung optimiert werden. Dabei werden jedoch insbesondere Aluminium-Ionen-Batterien anstelle der etablierten Lithium-Ionen-Batterien analysiert.

Ebenfalls in diesem Forschungscluster begann Anfang 2021 das Projekt *SimBAS* (Simulation von Batteriezellen und Anwendungen in Speichersystemen), an dem das EES der TUM beteiligt ist. Dieses Projekt beschäftigt sich mit der Passfähigkeit einzelner Batteriezelltypen für einzelne und kombinierte Anwendungen. Wie in open_BEA wird für die Simulationen das SimSES-Tool verwendet. Der Fokus liegt jedoch auf neuen Anwendungen, wie batterieelektrische Boote. Außerdem soll eine Vielzahl von möglichen Batteriezellen verwendet werden um zu ermitteln, welche Zelle für welche Anwendung am besten geeignet ist. Die beschriebenen Projekte sind somit als Ergänzung zum Projekt open_BEA zu sehen.

11 Veröffentlichungen und Vorträge

Peer-Reviewed Journalpaper (Autor)

- I Kucevic, D.; Tepe, B.; Englberger, S.; Parlikar, A.; Mühlbauer, M.; Bohlen, O.; Jossen, A.; Hesse, H.: Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework, in: Journal of Energy Storage 28, p. 101077, 2020 [11]
- II Kucevic, D.; Englberger, S.; Sharma, A.; Trivedi, A.; Tepe, B.; Schachler, B.; Hesse, H.; Srinivasan, D.; Jossen, A.: Reducing grid peak load through the coordinated control of battery energy storage systems located at electric vehicle charging parks, in: Applied Energy 295, p. 116936, 2021 [7]
- III Kucevic, D.; Semmelmann, L.; Collath, N.; Jossen, A.; Hesse, H.: Peak Shaving with Battery Energy Storage Systems in Distribution Grids: A Novel Approach to Reduce Local and Global Peak Loads, in: Electricity 2(4), p. 573-589, 2021 [4]
- IV Tepe, B.; Figgenger, J.; Englberger, S.; Sauer, D.U.; Jossen, A.; Hesse, H.: Optimal pool composition of commercial electric vehicles in V2G fleet operation of various electricity markets, in: Applied Energy, 308, p.118351, 2022 [12]

Peer-Reviewed Journalpaper (Co-Autor)

- I Möller, M.; Kucevic, D.; Collath, N.; Parlikar, A.; Dotzauer, P.; Tepe, B.; Englberger, S.; Jossen, A.; Hesse, H.: SimSES: A holistic simulation framework for modeling and analyzing stationary energy storage systems, in: Journal of Energy Storage 49C, 103743, 2022 [1]

Konferenzproceedings (Autor)

- I Röpcke, T.; Pieniak, N.; Brendel, J.: Grid integration: Public transport electrification vs. private electric vehicle charging: 4th E-Mobility Power System Integration, 2020 [13]
- II Pedersen, J.; Schachler, B.; Heider, A.; Pleißmann, G.: Distribution System Planning with Battery Storage using Multiperiod Optimal Power Flow: 14th International Renewable Energy Storage Conference (IRES) 2020, 2021 [14]
- III Kucevic, D.; Göschl, S.; Röpcke, T.; Hesse, H.; Jossen, A.: Reducing grid peak load through smart charging strategies and battery energy storage systems: 5th E-Mobility Power System Integration, Berlin, 2021 [15]

- IV Schachler, B.; Heider, A.; Röpcke, T.; Reinke, F.; Bakker, C.: Assessing the impacts of market-oriented electric vehicle charging on German distribution grids: 5th E-Mobility Power System Integration, Berlin, 2021 [6]
- V Kucevic, D.; Meißner, R.; Jossen, A.; Hesse, H.: Battery Energy Storage Systems as an Alternative to Conventional Grid Reinforcement : International Conference on Applied Energy 2021, Bangkok (virtual), 2021 [5]
- VI Schachler, B.; Röpcke, T., Heider, A.; Helfenbein, K.: Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze, in: Tagungsband Zukünftige Stromnetze 2021, 2021 [16]

Auswahl an Konferenzpräsentationen

- I Kucevic, D.; Dotzauer, P.; Zhao, Y.; Rzepka, M.; Hesse, H.; Jossen, A.: Open Battery Models for Electrical Grid Applications, at: Batterieforum Deutschland, Berlin, 2019
- II Kucevic, D.; Hesse, H.; Jossen, A.: Modellierung und Simulation von stationären Batteriespeichern, at: BVES Fachforum Batteriespeicher, virtual, 2020
- III Schachler, B.; Röpcke, T., Heider, A.; Helfenbein, K.: Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze, at: Zukünftige Stromnetze 2021, Berlin, 2021
- IV Kucevic, D.; Göschl, S.; Röpcke, T.; Hesse, H.; Jossen, A.: Reducing grid peak load through smart charging strategies and battery energy storage systems, at: 5th E-Mobility Power System Integration, Berlin, 2021
- V Tepe, B.; Figgenger, J.; Englberger, S.; Sauer, D.U.; Jossen, A.; Hesse, H.: Analysis of optimally composed EV pools for the aggregated provision of frequency containment reserve and energy arbitrage trading, at: 5th E-Mobility Power System Integration, Berlin, 2021
- VI Schachler, B.; Heider, A.; Röpcke, T.; Reinke, F.; Bakker, C.: Assessing the impacts of market-oriented electric vehicle charging on German distribution grids, at: 5th E-Mobility Power System Integration, Berlin, 2021
- VII Kucevic, D.; Meißner, R.; Jossen, A.; Hesse, H.: Battery Energy Storage Systems as an Alternative to Conventional Grid Reinforcement, at: International Conference on Applied Energy, Bangkok (virtual), 2021

Abschlussarbeiten

- I Bachelorarbeit, Schäffler, S.: Einfluss der Ladesäulentopologie sowie der Komponenten eines Elektrofahrzeugs auf Vehicle-to-Grid-Anwendungen, 2019, Betreuer: Daniel Kucevic
- II Masterarbeit, Wolf, L.: Auswirkungen verschiedener Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens auf die Komponenten eines Elektrofahrzeugs, 2019, Betreuer: Daniel Kucevic
- III Masterarbeit, Akinwande, A.: Framework for Positioning Stationary Battery Energy Storage Systems in a Distribution Grid, 2019, Betreuer: Daniel Kucevic
- IV Masterarbeit, Pedersen, J.: Multiperiod Optimal Power Flow Problem in Distribution System Planning, 2019, Betreuerin: Birgit Schachler
- V Forschungspraxis, Gummich, B.: Vermiedene Netzentgelte auf Hochspannungsebene, 2020, Betreuer: Daniel Kucevic
- VI Masterarbeit, Semmelmann, L.: Impact of Industrial Peak Shaving on the Distribution Grid, 2020, Betreuer: Daniel Kucevic
- VII Forschungspraxis, Müller, F.: Realdatenanalyse von Großspeichern, 2020, Betreuer: Benedikt Tepe
- VIII Forschungspraxis, Schiefer, L.: Analyse potentieller Märkte für die Sekundär Anwendung von Speichern virtueller Kraftwerke, 2020, Betreuer: Benedikt Tepe
- IX Forschungspraxis, Yoo, J.: Analyse der Betriebsweise von Pufferspeichern an Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge, 2020, Betreuer: Benedikt Tepe
- X Bachelorarbeit, Niemöller, J.: Positionierung und Dimensionierung stationärer Batteriespeicher in Verteilnetzen, 2020, Betreuer: Benedikt Tepe
- XI Masterarbeit, Müller, F.: Datenbasierte Bestimmung realer Zell- und Wechselrichterparameter zur Simulation von bestehenden Speichersystemen, 2020, Betreuer: Benedikt Tepe
- XII Masterarbeit, Trommer, E.: Time Series Reduction for Distribution Grid Expansion Planning with Storage, 2020, Betreuerin: Birgit Schachler
- XIII Masterarbeit, Göschl, S.: Entwicklung gesteuerter Ladestrategien zur Reduzierung von Lastspitzen in Verteilnetzen unter Berücksichtigung stationärer Speicher, 2021, Betreuer: Daniel Kucevic
- XIV Forschungspraxis, Meißner, R.: Pufferspeicher vs. konventioneller Netzausbau für Ladeparks, 2021, Betreuer: Daniel Kucevic

- XV Masterarbeit, Meißner, R.: Stationäre Batteriespeicher als ökonomische Alternative zum konventionellen Netzausbau, 2021, Betreuer: Daniel Kucevic
- XVI Bachelorarbeit, Infantino Moreno, S.: An open-source approach for creating medium-voltage synthetic urban grids, 2021, Betreuer: Guido Pleßmann
- XVII Masterarbeit, Gallardo Ruiz, P.: Untersuchung der Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen für privaten PKW-Verkehr für verschiedene Ladestrategien, 2021, Betreuerin: Birgit Schachler
- XVIII Masterarbeit, Helfenbein, K.: Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilnetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen, 2021, Betreuerin: Birgit Schachler
- XIX Masterarbeit, Höner, F.: Untersuchung von Maßnahmen zur Spannungshaltung im Verteilnetz bei zunehmender Sektorkopplung, 2022, Betreuerin: Birgit Schachler

II Detaillierte Darstellung der wissenschaftlichen Ergebnisse

1 Modellierung und Analyse singulärer Anwendungsfälle batterieelektrischer Speicher

Die größten technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen für einen großskaligen Einsatz von EES sind die Lebensdauer, die Effizienz und der finanzielle Ertrag. Holistische Simulationstools werden benötigt, um diese Herausforderungen zu bewältigen, bevor in EES investiert wird. Mithilfe des im Projekt entwickelten Simulationstools SimSES ist es möglich Energiespeichertechnologien technisch und wirtschaftlich zu bewerten. Mit einem modularen Ansatz deckt SimSES verschiedene Topologien, Systemkomponenten und Speichertechnologien ab.

Innerhalb der im Projekt entwickelten Programmbausteine von SimSES wurden verschiedene parametrisierbare Modelle aktuell eingesetzter LIB und RFB für stationäre Anwendungen öffentlich verfügbar gemacht. Der hauptsächlich in Python implementierte Programmcode von SimSES wird in regelmäßigen Updates auf Gitlab⁴ sowie als Package bei pip veröffentlicht. Im Folgenden wird auf die wichtigsten Bestandteile des Simulationstools eingegangen. Eine vollständige Beschreibung liefert die innerhalb der Projektlaufzeit erschienene Veröffentlichung von Möller, Kucevic et al. [1].

1.1 Aufbau Simulationstool für stationäre Speicher

Die Hauptaufgabe von SimSES besteht darin, über das EMS eine Solleistung für verschiedene Anwendungsfälle zu berechnen und das Verhalten der verschiedenen Komponenten zu modellieren. SimSES ist unterteilt in einen Simulationsteil zur Modellierung der physikalischen Darstellung des EES und einen Analyseteil, der technische und wirtschaftliche Ergebnisse bestimmt, wie in Abbildung II.1 dargestellt.

⁴gitlab.lrz.de/open-ees-ses/simses

Die Abbildung zeigt auch das grundlegende Funktionsprinzip von SimSES: Die zeitreihenbasierte Simulation weist dem Speichersystem ein Wechselstrom, engl. alternating current (AC)-Leistungsziel zu, welches vom EMS des Speichersystems berechnet wird. Nach der Aktualisierung aller Modelle des Speichersystems wird der aktuelle Zustand, wie Ladezustand, engl. state-of-charge (SOC), Temperatur, Alterungszustand, engl. state-of-health (SOH), und die gelieferte Leistung, zurück in die Betriebsstrategie übertragen, auf deren Basis eine neue Sollleistung für den nächsten Zeitschritt berechnet wird. Um ein Speichersystem als Ganzes abzubilden, müssen die verschiedenen EES-Komponenten berücksichtigt werden. Neben der Speichertechnologie ist auch die Leistungselektronik ein wichtiges Element. Die einfachste Konfiguration eines EES besteht aus einem Wechselstrom-Gleichstrom (AC/DC)-Wandler, der an das Stromnetz angeschlossen ist, und einer Batterie. Außerdem sind stationäre EES in der Regel durch ein Gehäuse abgedeckt. Diese Gehäuse müssen thermisch gesteuert und kontrolliert werden, um das EES innerhalb seiner Sicherheitsbereiche zu halten.

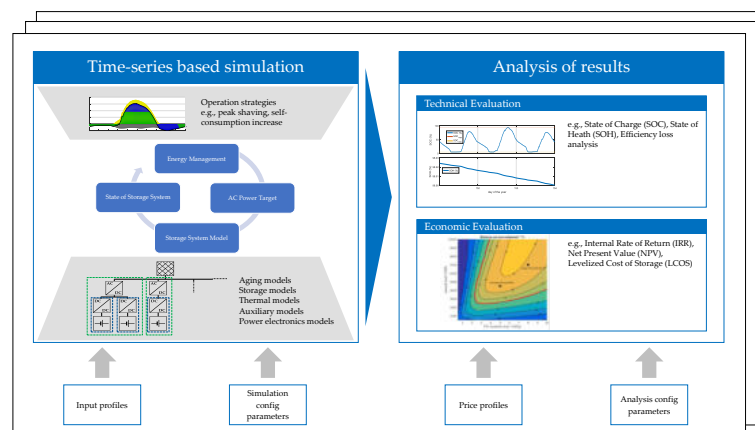


Abbildung II.1: Grundlegende Funktionsprinzip von SimSES [1].

SimSES deckt diese Möglichkeiten mit verschiedenen konfigurierbaren Komponenten und Topologien ab. Komplexere Topologien können auch mehrere Gleichstrom, engl. direct current (DC)DC-Wandler oder parallel geschaltete AC/DC-Wandler beinhalten, die jeweils an eine spezifische Speichertechnologie angeschlossen werden. SimSES berücksichtigt diese Topologien durch die Definition von zwei abstrakten Systemen: AC- und DC-Speichersysteme, die auch kombiniert werden können, um vielfältige Topologiekonfigurationen zu erfüllen. Jedes AC-Speichersystem besteht aus mindestens einem AC/DC-Wandler und einem DC-Speichersystem. Dies ermöglicht zum einen den parallelen Anschluss mehrerer Speichersysteme an das Netz und zum anderen mehrere DC-angeschlossene EES innerhalb eines Speichersystems. Diese Modellstruktur ist in Abbildung II.2 dargestellt.

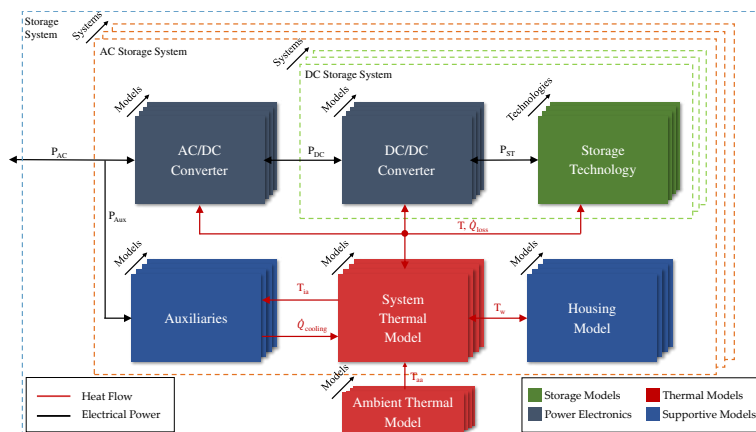


Abbildung II.2: Systemstruktur und Übersicht des modularen Aufbaus von SimSES [1].

Im Projekt open_BEAs war das Ziel vor allem die Entwicklung der Modelle für die Speichertechnologie, die Entwicklung einer geeigneten Bewertung für stationäre Speichersysteme sowie eine Schnittstelle zu anderen Programmen zu schaffen. Die Modellierung von LIB und RFB wird in den nächsten Abschnitten erklärt. Die Bewertung stationärer Speicher inklusive einiger Anwendungsbeispiele folgt in den Abschnitten 1.4-1.6. Die Möglichkeit zur Kopplung mit anderen Modellen, insbesondere in das Verteilnetzsimsimulationstool *eDisGo* folgt in Abschnitt 3.2.

1.2 Adaption Lithium-Ionen-Batteriemodelle

EES auf der Grundlage von LIB haben sich in den letzten Jahren mit einer breiten Palette von Zelltechnologien und sinkenden Kosten rasch weiterentwickelt [17, 18]. In SimSES werden LIB als eine eigenständige Speichertechnologie implementiert. Die Zielleistung für diese Technologie hängt von der Speicherstruktur und der gewünschten Leistungsverteilung ab.

In SimSES sind vier Teilkomponenten zur Verhaltensmodifikation von LIB implementiert. Das ECM wird verwendet, um das elektrische Verhalten eines bestimmten Zelltyps zu modellieren und die Klemmenspannung entsprechend den Zelldaten zu berechnen. Das BMS überwacht die Betriebsbedingungen der Zelle und aktualisiert die Werte für den Strom. Die elektrischen Eigenschaften von LIB in SimSES unterscheiden sich je nach der Chemie und der Zusammensetzung der Materialien und können mit vordefinierten herstellerspezifischen Datensätzen gespeist werden. Außerdem können verschiedene zellspezifische Degradationsmodelle in SimSES ausgewählt werden. Die Alterungsberechnung basiert auf dem gewählten Zyklusdetektor (z.B. Halbzyklus Detektor). Diese vier Hauptkomponenten sind in Abbildung II.3

schematisch dargestellt und werden in den folgenden Unterabschnitten detailliert erläutert

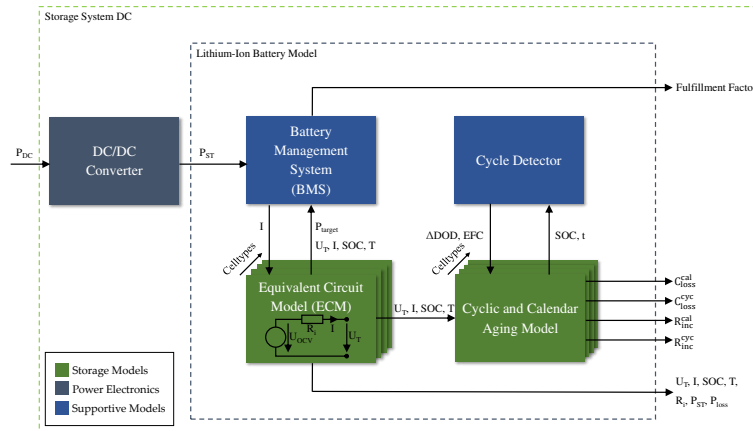


Abbildung II.3: Modellstruktur einer LIB in SimSES [1].

1.2.1 Ersatzschaltbildmodell

Um das elektrische Verhalten zu beschreiben, wird die Batterie in SimSES als ECM implementiert. Das derzeit implementierte Modell umfasst eine Leerlaufspannung, engl. open-circuit voltage (OCV), und einen Innenwiderstand R_i , wie in Abbildung II.3 dargestellt. Nach Gleichung II.1 wird die Klemmenspannung U_T jeder Zelle aus der OCV und dem Spannungsabfall ΔU über R_i aufgrund des Zellstroms I berechnet.

Die OCV aller derzeit implementierten Zelltypen sind nur vom SOC abhängig, können aber um weitere Parameter wie Temperatur und SOH erweitert werden. Der Innenwiderstand R_i ist von der Zelltemperatur T_{cell} , dem Strom I und dem SOC abhängig. Sowohl für den SOC als auch für den Widerstand R_i sind die erforderlichen Daten für Zelltypen als Look-up-Tabellen in SimSES hinterlegt. Zwischen den verfügbaren Datenpunkten wird eine lineare Interpolation durchgeführt. Daraus folgt, dass die Qualität der Ergebnisse von der Anzahl der Datenpunkte abhängt.

$$U_T = U_{OCV} - \Delta U = U_{OCV}(\text{SOC}) - I \cdot R_i(\text{SOC}, I, T_{cell}) \quad (\text{II.1})$$

1.2.2 Batterie-Management-System

Das BMS ist mit dem ECM verbunden und dafür verantwortlich, kritische Zellparameter innerhalb ihrer zulässigen Bereiche zu halten. Neben der Zielleistung P_{target} sind Spannung ΔU , Temperatur T_{cell} , SOC und Strom I weitere Eingangsparameter für das BMS. Anhand der zellspezifischen Parameter (z.B. Maximaltemperatur)

überprüft das BMS die Eingangsparameter und zeigt, ob sie innerhalb ihrer Grenzen liegen. Bei Grenzwertverletzungen wird der Strom gedrosselt und an das ECM zurückgegeben. Die anderen Parameter werden entsprechend neu berechnet und an die Alterungsmodelle weitergegeben. Der Erfüllungsfaktor gibt den Anteil der Ausgangsleistung an der Zielleistung an und wird bei Simulationen mit Grenzwertverletzungen zu einer Untereinheit.

Wie in Gleichung II.1 zu sehen ist, sind der Strom I und die Klemmenspannung ΔU voneinander abhängig. Zur Berechnung dieser Werte im diskreten Zeitbereich sind Differentialgleichungen erforderlich. Zur Vermeidung dieser rechenintensiven Differentialgleichungen, ist in SimSES eine Iterationsschleife integriert: Der aktualisierte Strom I und die Klemmenspannung ΔU werden iterativ durch wiederholte numerische Approximation abgeleitet. Diese Schleife endet nach einer vordefinierten maximalen Anzahl von Iterationen oder sobald die Änderung des Stroms I oder der Klemmenspannung ΔU unter eine vorgegebene Grenze fällt.

1.2.3 Zelltypen

Die LIB-Zelle bildet das Herzstück des EES und ist für das Verständnis der elektrischen und thermischen Eigenschaften des gesamten Systems von wesentlicher Bedeutung. Für eine detailliertere Diskussion wird auf [19, 20] verwiesen, und für eine Beschreibung aktueller und zukünftiger Materialien für LIB wird auf [21] verwiesen. In SimSES sind derzeit Technologien auf der Basis einer Kohlenstoff-Graphit (C)-Anode und verschiedener Kathodenmaterialien implementiert. Die am häufigsten verwendeten Zellen sind zwei Zellen mit einer Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid (NMC)-Kathode und jeweils eine Zelle mit einer LFP- und Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid (NCA)-Kathode. Zusätzlich ist eine generische Zelle mit linearer OCV implementiert, um Simulationen unabhängig von der Zellchemie durchführen zu können. Tabelle II.1 gibt einen Überblick über diese Zellen, einschließlich ihrer elektrischen Eigenschaften. Im Gesamten sind derzeit 27 verschiedene LIB-Zellen in SimSES implementiert.

Tabelle II.1: Aktuell in SimSES implementierte LIB-Zelltypen, inklusive elektrischen Parameter.

Hersteller Modell	Acronym in SimSES	Anode Kathode	Nom. Spann. in V Spannung in V	Kapazität in Ah	C_{rate} Ch. in 1/h C_{rate} Dch. 1/h	Quelle
Sony ⁵ US26650FTC1	SonyLFP	Graphit LiFePo ₄	3,2 2,0 - 3,6	3,0	1,0 6,6	[22, 23]
Panasonic NCR18650PD	PanasonicNCA	Graphit LiNiCoAlO ₂	3,6 2,5 - 4,2	2,73	0,5 3,5	[24]
E-One Moli Energy IHR18650A	MolicelNMC	Graphit LiNiCoMnO ₂	3,7 3,0 - 4,25	1,9	1,05 2,1	[25]
Sanyo UR18650E	SanyoNMC	Graphit LiNiCoMnO ₂	3,6 2,5 - 4,2	2,05	1,0 3,0	[24, 26]
Generische Zelle	GenericCell	-	3,5 3,0 - 4,0	2,5	2,0 2,0	-

1.2.4 Degradationsmodelle

LIB unterliegen einer Degradation aufgrund mehrerer zellinterner Alterungsprozesse, die erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines EES-Projekts haben können [27]. In SimSES wird die Degradation nach einem semi-empirischen Überlagerungsansatz von zyklischer und kalendarischer Alterung modelliert, wie in den Gleichungen II.2 und II.3 dargestellt.

$$C_{\text{loss}}^{\text{total}} = C_{\text{loss}}^{\text{cal}} + C_{\text{loss}}^{\text{cyc}} \quad (\text{II.2})$$

$$R_{\text{inc}}^{\text{total}} = R_{\text{inc}}^{\text{cal}} + R_{\text{inc}}^{\text{cyc}} \quad (\text{II.3})$$

Der resultierende Kapazitätsverlust $C_{\text{loss}}^{\text{total}}$ und die Widerstandserhöhung $R_{\text{inc}}^{\text{total}}$ werden durch die Addition der jeweiligen Komponenten für die kalendarische Alterung ($C_{\text{loss}}^{\text{cal}}$, $R_{\text{inc}}^{\text{cal}}$) und die zyklische Alterung ($C_{\text{loss}}^{\text{cyc}}$, $R_{\text{inc}}^{\text{cyc}}$) berechnet. Tabelle II.2 gibt einen Überblick über die in SimSES verfügbaren primären LIB-Degradationsmodelle und ihre Abhängigkeiten sowie die Quellen, auf denen diese Modelle beruhen. Dabei beziehen sich t , SOC, T_{cell} und U_{T} auf die Simulationszeit, den Ladezustand, die Zellklemmenspannung bzw. die Zelltemperatur. ΔDOD , FEC, Q und $U_{\text{T,avg}}$ beziehen sich auf das Delta in der Entladetiefe für einen Zyklus, die Anzahl der äquivalenten Vollzyklen, den Ladedurchsatz und die durchschnittliche Zellklemmenspannung über einen äquivalenten Zyklus. Das Delta in der Entladungstiefe, wie es in SimSES implementiert ist, wird in der Literatur von einigen Autoren auch als Zyklustiefe bezeichnet.

Während die kalendarische Alterung einmal pro Simulationsschritt berechnet wird, wird die Modellroutine zur Berechnung des Anstiegs der zyklischen Alterung erst dann ausgelöst, wenn ein halber äquivalenter Zyklus des Ladedurchsatzes festgestellt wurde. Dies verkürzt die Berechnungszeit und ermöglicht die Bestimmung der durchschnittlichen C-Rate sowie des ΔDOD für diesen halben äquivalenten Zyklus.

Tabelle II.2: LIB-spezifische Degradationsmodelle mit den entsprechenden Variablenabhängigkeiten und Literaturquellen.

Cell Acronym	Calendar Aging		Cyclic Aging		Model Based On
	$C_{\text{loss}}^{\text{cal}}$	$R_{\text{inc}}^{\text{cal}}$	$C_{\text{loss}}^{\text{cyc}}$	$R_{\text{inc}}^{\text{cyc}}$	
SonyLFP	$t, \text{SOC}, T_{\text{cell}}$	$t, \text{SOC}, T_{\text{cell}}$	FEC, ΔDOD , C-rate	FEC, ΔDOD , C-rate	[22, 23]
PanasonicNCA	$t, U_{\text{T}}, T_{\text{cell}}$	$t, \text{SOC}, T_{\text{cell}}$	FEC, U_{T} , C-rate	FEC, U_{T} , C-rate	[24]
MolicelNMC	$t, \text{SOC}, T_{\text{cell}}$	$t, \text{SOC}, T_{\text{cell}}$	$Q, \Delta\text{DOD}$, C-rate	$Q, \Delta\text{DOD}$, C-rate	[25]
SanyoNMC	$t, U_{\text{T}}, T_{\text{cell}}$	$t, U_{\text{T}}, T_{\text{cell}}$	$Q, \Delta\text{DOD}, \overline{U_{\text{T}}}$	$Q, \Delta\text{DOD}, \overline{U_{\text{T}}}$	[26]
GenericCell	t	-	FEC	-	-

⁵Murata Manufacturing Co. übernahm die Sony Batteriesparte in 2017.

1.2.5 Adaption Zukunftstechnologie

Zur Abschätzung zukünftiger Möglichkeiten mit stationären Batteriespeichern wurden im Rahmen einer Bachelorarbeit zwei derzeit noch kaum kommerziell eingesetzte Batteriezellen in SimSES integriert. Batteriezellen mit Lithium-Titan-Oxid (LTO)-Anoden, welche für stationäre Anwendungen hohes Potential besitzen, wurden hierfür technisch und ökonomisch analysiert. Die Grundlage hierfür waren Literaturdaten [28] sowie Ergebnisse ökonomischer Analysen anhand State-of-the-Art Batteriezellen in Multi-Use Anwendungen [29]. Die Ergebnisse zeigten, dass EES basierend auf LIB mit einer LTO-Anode wesentlich später rentabel werden im Vergleich zu Zellen mit herkömmlichen Graphit-Anoden.

Abbildung II.4 zeigt die Ergebnisse von EES basierend auf LIB mit einer LTO Anode sowie verschiedenen Kathodenmaterialien und zwei Multi-Use Strategien. Während derzeit eingesetzte LIB (grüne Linie) durchschnittlich bereits nach drei Jahren einen positiven Profitability Index erreichen, werden LTO basierte Zellen im besten Fall nach vier Jahren rentabel. Bei einer konservativen Multi-Use Strategie werden LTO basierte Zellen erst nach über 15 Jahren rentabel. Positiv sind Zellen mit LTO-Anoden jedoch hinsichtlich der Alterung zu bewerten. Während die Vergleichszelle einen SOH von 80 % bereits nach 8 Jahren erreicht, haben hier die Zellen mit LTO-Anoden noch einen SOH von über 90 %.

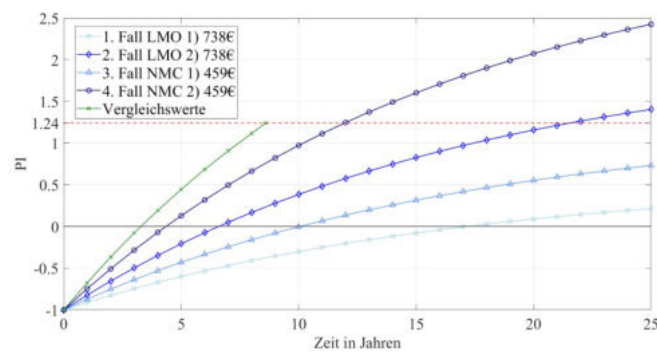


Abbildung II.4: Darstellung des Profitabilitätsindex für Zellen mit LTO Anoden im Vergleich zu Zellen mit Graphit Anoden.

1.3 Adaption Redox-Flow-Batterie Modelle

Einige Forschungsgruppen haben simulative Studien zu RFB-Systemen in stationären Anwendungen durchgeführt, beispielsweise für Großspeicher, zur Lastspitzenglättung oder als Heimspeicher [30, 31, 32]. In den Veröffentlichungen werden die wichtigsten Gleichungen der Berechnungen beschrieben, sodass andere WissenschaftlerInnen den gleichen Ansatz aufgreifen können. Zu Beginn des Projekts waren jedoch keine

öffentlichen Modelle verfügbar, mit denen technische Zeitreihen-Simulationen für RFB-Systeme durchgeführt werden können. Das *PNNL-OE-Redox-Flow-Battery-Cost-Tool* vom Pacific Northwest National Laboratory⁶ ermöglicht es in einem einfachen Aufbau Investitionskosten für RFB-Systeme abzuschätzen. Dabei kann jedoch keine technische Simulation durchgeführt werden, um das Verhalten der Batterie in einer spezifischen Anwendung zu untersuchen. Um diese Lücke zu schließen, wurde ein RFB-System-Modell innerhalb des im Projekt entwickelten Open-Source-Tool SimSES integriert. Im Folgenden wird der Aufbau des Modells näher erläutert.

1.3.1 Modellaufbau

Neben LIB sind RFB als weitere Speichertechnologie in SimSES integriert. Bei einer RFB ist im Gegensatz zu einer herkömmlichen Batterie das Speichermedium flüssig und wird in externen Tanks gelagert. Zum Laden und Entladen wird das Speichermedium (Elektrolyt) durch einen Energiewandler (Stack) gepumpt. Wegen dieses Aufbaus, ist es bei einer RFB möglich Leistung und Energiekapazität getrennt zu skalieren. Zum Vergrößern der übertragbaren Leistung können mehr Stacks verbaut werden, um die Kapazität anzupassen kann die Elektrolytmenge variiert werden. Das Leistungs-zu-Energieverhältnis lässt sich entsprechend speziell an einen bestimmten Anwendungsfall anpassen.

Das in SimSES integrierte RFB-Modell ist in mehrere Teilmodelle aufgeteilt. Das elektrochemische Modell berechnet die elektrischen Betriebsparameter eines ausgewählten Stack-Moduls in Abhängigkeit des gewählten Elektrolytsystems. Parallel dazu werden durch die Abfragen des Kontrollsystems bzw. BMS geprüft, ob die Soll-Parameter innerhalb sicherer Betriebsgrenzen liegen. Bei Abweichungen werden die Werte entsprechend der Anforderungen angepasst. Für das hydraulische System lassen sich verschiedene Pumpen- und Steuerungsalgorithmus-Modelle auswählen. Das Degradationsmodell berücksichtigt aktuell die Reduktion der Speicherkapazität durch Nebenreaktionen (Wasserstoffentwicklung). Im Folgenden werden die Modellkomponenten näher beschrieben.

1.3.2 Elektrochemisches Modell und Kontrollsystem

Das elektrochemische Modell der RFB basiert auf einem Ersatzschaltbildmodell bestehend aus einer Spannungsquelle, welche die Leerlaufspannung $U_{OCV} - OCV$ repräsentiert, in Reihe geschaltet mit dem Innenwiderstand R_i . Nach diesem Ersatzschaltbildmodell, lässt sich der Zusammenhang zwischen der Klemmspannung U_K am Stack und dem fließenden Strom I nach Gleichung II.4 berechnen.

⁶github.com/PNNL-OE-Redox-Flow-Battery-Cost-Tool

$$U_K = U_{OCV} - R_i \cdot I \quad (\text{II.4})$$

Da das EMS eine Ziel-Leistung an das Speichersystem übergibt, wird Gleichung II.4 für eine direkte Berechnung über die Leistung am Speichersystem P_{Speicher} mit dem Zusammenhang $P_{\text{Speicher}} = U_K \cdot I$ in Gleichung II.5 umgeformt.

$$\begin{aligned} U_K &= 0,5 \cdot \left(U_{OCV} + \sqrt{U_{OCV}^2 + 4 \cdot R_i \cdot P_{\text{Speicher}}} \right) \\ U_{OCV} &= f(\text{SOC}, T_{\text{Stack}}) \\ R_i &= f(\text{SOC}, T_{\text{Stack}}) \end{aligned} \quad (\text{II.5})$$

U_{OCV} und R_i sind in erster Linie vom Ladezustand – SOC – und der Temperatur des Elektrolyten im Stack T_{Stack} abhängig. Je nach zugrundeliegender Datenlage, kann für den Innenwiderstand auch eine Abhängigkeit vom Volumenstrom oder vom angelegten Strom berücksichtigt werden. Die Stromabhängigkeit zeugt davon, dass der Innenwiderstand einer elektrochemischen Zelle nicht rein auf einen ohmschen Anteil zurückzuführen ist, sondern auch Diffusionsverluste und Aktivierungsverluste beeinflussen das elektrische Verhalten. Die Aktivierungsverluste können durch die Butler-Volmer-Gleichung beschrieben werden, welche einen nichtlinearen Verlauf hat [33]. Je nach erzielbarer Stromdichte und verwendeter Elektroden kann die Nichtlinearität und entsprechend die Stromabhängigkeit jedoch vernachlässigt werden.

Mit Hilfe des Innenwiderstands werden wie oben beschrieben die verschiedenen Spannungsverluste abgebildet. Um Ladungsverluste zu berücksichtigen, wird ein Verluststrom I_{Verlust} bei der Berechnung der Änderung des SOC nach Gleichung II.6 eingeführt. Die Änderung des SOC berechnet sich aus der Veränderung der Ladung in einem Zeitschritt Δt multipliziert mit der nominellen Systemspannung U_{nom} bezogen auf die gesamte Energiekapazitätsmenge des Systems E_{Total} .

$$\Delta \text{SOC}_{\text{System}} = \frac{(I - I_{\text{Verlust}}) \cdot \Delta t \cdot U_{\text{nom}}}{E_{\text{Total}}} \quad (\text{II.6})$$

Im Verluststrom ist die Selbstentladung des Elektrolyten durch Transport von Reaktanten über die Membran und Verluste bedingt durch Shunt-Ströme enthalten. Der Stack ist aus mehreren elektrisch in Reihe geschalteten Zellen aufgebaut, welche parallel vom Elektrolyt durchströmt werden. Shunt-Ströme entstehen, da sich über die elektrisch seriell verschalteten Zellen ein elektrisches Feld ausbildet und über die ionisch-leitfähige Elektrolytverbinden zwischen den Zellen ein Verluststrom ausbildet [34].

Im elektrochemischen Modell sind die Abfragen des Kontrollmoduls integriert. Dies ist bei einem Speichersystem durch ein BMS realisiert. Sequentiell zur Berechnung der elektrischen und sicherheitsrelevanten Parameter wird geprüft, ob sich die Klemmspannung, Strom, Leistung, Temperatur und Ladezustand im für den Stack festgelegten Betriebsbereich befinden. Bei einer Abweichung werden die Werte entsprechend auf die Zielgrößen angepasst.

1.3.3 Stack-Module und Elektrolyt-System

Die Berechnungen im elektrochemischen Modell und für die hydraulischen Verluste basieren auf Parametern für einen spezifischen Stack-Typ. Im RFB-Modell wurde der Stack als kleinste bereits ausgelegte Einheit gewählt. Daher wird für den Stack ein gesamter Innenwiderstand angegeben. Ladungsverluste sind wie zuvor angegeben über einen Selbstentladungsstrom berücksichtigt. Die Daten stammen entweder aus Messungen, Datenblättern, Modellberechnungen oder einer Kombination daraus. Dabei sind die performancebestimmenden Werte des Stacks vom verwendeten Elektrolyten abhängig, weshalb einem Set an Stack-Daten immer ein bestimmtes Elektrolyt-System zugeordnet ist. Beim aktuell berücksichtigten Elektrolyten handelt es sich um ein Vanadium-System, bestehend aus 1,6 mol/l Vanadium gelöst in 2,0 mol/l wässriger Schwefelsäure von GfE (Gesellschaft für Elektrometallurgie mbH). Die erforderlichen Elektrolytparameter wie die Viskosität für die Druckverluste und die Leerlaufspannung für das elektrochemische Modell sind von experimentellen Daten des ZAEs übernommen [35, 36]. In Tabelle II.3 sind verschiedene in SimSES integrierte Stack-Typen aufgelistet. In der Bezeichnung ist die nominelle Leistung des Stacks mit angegeben.

Tabelle II.3: Redox-Flow-Batterie Stack-Typen in SimSES.

Abkürzung in SimSES	Zellanzahl	Zellfläche (cm ²)	Zellwiderstand (Ωcm ²)	Datenbasis	Modell Quellen
<i>CellDataStack5500W</i>	40	2160	2,4	Messung an Einzelzelle [37]	[38, 39, 40]
<i>DummyStack3000W</i>	20	1000	1	N/A	N/A
<i>IndustrialStack1500W</i>	18	551	1,8	Voltstorage GmbH [41]	[38, 39]

Der *CellDataStack* basiert auf experimentellen Messungen an einer Einzelzelle im technisch relevanten Maßstab. Zur Abbildung eines Stacks wurden die Zellwiderstandsdaten mit der Zellanzahl hochskaliert. Der Verluststrom durch Ladungstransport über die Membran ist einem Datenblatt von Fumatech entnommen und auf eine Stromdichte ungerechnet [40]. Für den Shunt-Strom wurde mit einem Modell nach [39] ein 40-Zeller ausgelegt und die Daten als Tabelle in SimSES eingefügt. Bei der Auslegung wurde ein möglichst hoher Systemwirkungsgrad bei gleichzeitig moderaten Druckabfällen von unter 1 bar angestrebt. Der *IndustrialStack* wurde im Rahmen

einer Masterarbeit mit Felddaten eines VoltStorage Heimspeicher-Systems parametrisiert [41]. Für erste Abschätzungen zu einem System eignet sich der *DummyStack*, welcher eine generische Wandlereinheit beschreibt, da sich die konstanten Parameter leicht anpassen lassen. In der Tabelle sind zur besseren Vergleichbarkeit der verschiedenen Stack-Typen die mittleren Flächenzellwiderstände aufgelistet, auch wenn in SimSES Stack-Widerstände integriert sind, welche entweder als Datentabellen oder Formeln, abhängig von Betriebsparametern vorliegen. Neben den aufgelisteten Typen sind weitere Stacks integriert, welche eine Modifikation, beispielsweise eine Hochskalierung darstellen. Um die Leistung eines Systems zu vergrößern, können mehrere Stacks elektrisch seriell oder parallel zu einem Stack-Modul geschaltet werden. Dabei werden alle Stacks parallel vom Elektrolyten durchströmt.

Neben den Parametern für die hydraulischen und elektrischen Berechnungen sind für das thermische Modell weitere Rechengrößen für das Redox-Flow-System zu definieren. Derzeit sind die Berechnungen vor allem für Analysen zur Klimatisierung nötig, aber auch temperaturabhängig Parameter wie die Viskosität des Elektrolyten oder der Innenwiderstand können davon beeinflusst werden. Es werden für Stack und Tanksystem gesamte bzw. gemittelte Kenngrößen an das thermische Modell übergeben. In die Bestimmung der Kenngrößen geht die Leistung und Energiekapazität des Systems mit ein, da diese die Menge und Anzahl der Stacks bzw. des Elektrolyten vorgeben. Für die Berechnung wurde angenommen, dass der Speicher in einem Gehäuse (z. B. einem Container) untergebracht ist. Dabei sind die Elektrolytbehälter rechteckig im unteren Teil des Gehäuses angebracht und an den Seiten und von oben durch eine Klimaanlage anströmbar. Die Stacks sind in einem Rack angebracht und von allen Seiten anströmbar. Für die Wärmeentwicklung wird momentan nur die Verlustleistung P_{Verlust} durch den Innenwiderstand nach Gleichung II.7 berücksichtigt.

$$P_{\text{Verlust}} = R_i^2 \cdot I \quad (\text{II.7})$$

Im Modell wird angenommen, dass der Volumenstrom im Stack entsprechend hoch ist und die Elektrolyttemperatur in der Zelle gleich der in den Tanksystemen ist. Insbesondere bei langsam durchströmten Systemen oder Systemen mit hohen Leistungen ist zu beachten, dass es jedoch zu deutlich höheren Temperaturentwicklungen kommen kann [42]. Diese Annahme ist insbesondere bei Betrachtung der Elektrolytgrenztemperaturen zum Schutz vor Ausfällung kritisch zu überprüfen. Falls Temperatur-Betrachtungen zu einem spezifischen System oder Untersuchungen zum Sicherheitsbereich des Elektrolyten untersucht werden sollen, muss das Modell geprüft und eventuell auf die Systemgeometrie, bzw. das thermische Modell zur Temperaturentwicklung im Stack angepasst werden.

1.3.4 Pumpen und Pumpsteuerungsalgorithmen

Der Pumpsteuerung ist bei einem RFB-System eine wichtige Performance definierende Betriebseinstellung [38]. Aktuell sind in SimSES drei verschiedene Algorithmen integriert:

- fixer Volumenstrom,
- stöchiometrische Durchströmung,
- konstante Volumenstrompulse.

Um Hilfsenergie durch die Pumpen zu reduzieren, werden die Pumpen unabhängig vom Pumpsteuerungsalgorithmus immer gestoppt, wenn über die Stacks keine Leistung gezogen wird.

Wenn die Pumpe mit einem konstanten Volumenstrom betrieben wird, muss dieser entsprechen hochgenug ausgewählt werden, damit in jedem jeden Betriebsbereich die Zelle mit genug Reaktanten versorgt wird. Dies wird durch das Kontrollsystem geprüft. Bei der stöchiometrischen Durchströmung wird der Volumenstrom mit dem Strom und aktuellen Ladezustand variiert, so dass Zelle mit einem konstanten Stöchiometriefaktor (entspricht der Überversorgung mit Reaktanten) betrieben wird [37]. Beim Volumenstrompulsen, wird die Pumpe immer nur für einen festen Zeitraum betrieben, wenn die Zellspannung einen bestimmten Wert bei Laden überschreitet, oder beim Entladen unterschreitet, um das Elektrolytvolumen im Stack auszutauschen [41]. Dieser Pumpalgorithmus sollte nur verwendet werden, wenn diese Betriebsweisen bei den Zellwiderstandswerten in die Modellierung eingehen.

Wenn der Volumenstrom \dot{V} oder der Druckabfall Δp im System gegen sind, kann der entsprechend andere Wert über den hydraulischen Widerstand $R_{\text{hydraulisch, spez}}$ nach Gleichung II.8 berechnet werden. Der hydraulische Widerstand ist unabhängig von der Viskosität μ angegeben, da diese für den Anolyt und Katolyt unterschiedlich ist und von der Temperatur sowie den SOC abhängt.

$$\Delta p = \dot{V} \cdot R_{\text{hydraulisch, spez}} \cdot \mu \quad (\text{II.8})$$

Die Pumpverluste für die Anolyt- und Katholytseite lassen sich mit Δp , \dot{V} sowie der Pumpeffizienz η_{pump} einer bestimmten in SimSES auswählbaren Pumpe berechnen (Gleichung II.9) [38].

$$P_{\text{pump}} = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p}{\eta_{\text{pump}}} \quad (\text{II.9})$$

1.3.5 Degradationsmodell

Die Alterungseffekte der RFB unterscheiden sich grundsätzlich von den Effekten in der LIB. Die Unterteilung in kalendarische und zyklische Alterung ist bei RFB-Systemen wenig hilfreich, stattdessen ist eine Betrachtung der verschiedenen Effekte zielführender. Relevante Alterungseffekte können unterteilt werden in:

- Komponentenausfall,
- Anstieg des Innenwiderstands,
- Kapazitätsverlust durch Nebenreaktionen.

Der Ausfall systemrelevanter Komponenten wie Pumpen ist eher ein für die ökonomische Betrachtung oder Wartungsprozesse relevanter Einflussfaktor und nicht für die technische Performance des Systems relevant, daher wird dies bei der Modellierung nicht berücksichtigt. In der Literatur sind auf der einen Seite experimentelle Daten zu einem Anstieg des Zellwiderstands bedingt durch eine Degradation des Elektrode veröffentlicht [43]. Dieser recht starke Anstieg des Innenwiderstands innerhalb weniger Tage ist jedoch eher ein Ausschlusskriterium für den Einsatz bestimmter Elektroden. Auf der anderen Seite sind Daten zu RFB-Systemen mit einem stabilen Stack-Betrieb von über 12,000 Zyklen publiziert, ohne signifikante Stack-Degradation [44]. Der Anstieg des Innenwiderstands, bedingt durch eine Degradation der Elektrode wird daher aktuell nicht im Modell berücksichtigt.

Als letzten relevanten Effekt kann der Kapazitätsverlust durch unerwünschte Nebenreaktionen betrachtet werden. Unterschieden werden können hierbei eine Oxidation von V^{2+} an Sauerstoff, Ausgasungsnebenreaktionen und Kohlenstoffdioxidentwicklung [45, 46, 47]. Da angenommen wird, dass es sich beim RFB-Tanksystem um ein geschlossenes System ohne Luftaustausch handelt, wird die Oxidation von V^{2+} an O_2 vernachlässigt. Kohlenstoffdioxidentwicklung und Sauerstoffentwicklung werden vor allem bei sehr hohen Zellpotentialen beobachtet [46]. Daher wird im Modell zur Reduktion bzw. Verhinderung dieser Nebenreaktionen eine Abschaltspannung (cut-off voltage) vorgegeben.

Die Wasserstoffentwicklung konnte hingegen von Schweiss et al. [48] für verschiedene Elektrodenmaterialien bereits bei niedrigen Ladezuständen und Zellspannungen beobachtet werden. Daher wurde ein Degradationsmodell zur Berücksichtigung der Wasserstoffentwicklung in SimSES integriert. Über einen vom Ladezustand abhängigen Wasserstoffentwicklungsstrom wird die Reduktion der Speicher-Kapazität berücksichtigt. Bei Simulationen mit den Daten von Schweiss et al. werden die resultierenden Kapazitätsverluste deutlich überschätzt und liegen über den nach Literaturangaben

für ein RFB-System zu erwarten Werten. Whitehead et al. [49] geben einen Kapazitätsverlust von weniger als 1 % pro Jahr durch die Wasserstoffentwicklung an. Zu Beachten ist, dass die Daten von Schweiß et al. an Laborzellen durchgeführt wurden. Da zum jetzigen Zeitpunkt kein Daten für technisch relevante Systeme verfügbar sind, wurde eine Wasserstoffentwicklungsstromdichte von $5 \cdot 10^{-8} \text{ A/cm}^2$ angenommen, was zu einem Kapazitätsverlust von etwa 1 % pro Jahr für ein System mit einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 1 führt. Wenn das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis steigt, nimmt der Verlust entsprechend ab.

1.3.6 Reduktion und Validierung der Modelle

Zur Reduktion der Simulationszeit wurden verschiedene Ansätze verfolgt. Als erste Maßnahme wurden bereits bei der Integration des Redox-Flow-Modells in SimSES mögliche Iterationsschritte reduziert. Diese sind beispielsweise nötig, wenn bei einer Zeitreihen-Simulation Daten aus dem vorherigen Zeitschritt für die Berechnung von Ergebnissen des neuen Zeitschrittes verwendet werden, da diese im Ablauf des Programms erst zu einem späteren Zeitpunkt aktualisiert werden. Wenn sich die Werte stark verändern (z. B. beim Wechsel von Laden zu Entladen), erzeugt dies insbesondere bei großen Zeitschritten einen Fehler der Simulationsergebnisse. Durch eine Iteration, kann der Zeitschritt nochmals mit den neuen Ergebnissen berechnet werden, wodurch sich das Ergebnis den Zielwert mit steigenden Wiederholungen annähert. Dies ist jedoch rechenintensiv. Um Iterationen zu verhindern, wurden das elektrochemische Modell und das BMS direkt miteinander verbunden. Dies ermöglicht, dass die Spannungs-, Strom- und Leistungswerte direkt geprüft und entsprechend der Anforderungen des BMS angepasst werden, ohne dass eine Iteration bei Abweichungen erforderlich wird. Ferner erfolgen im elektrochemischen Modell die Berechnungen direkt mit der am Stack-Modul anliegenden Leistung und dem Innenwiderstand, wie in Gleichung II.5 beschrieben. In diesem Fall sind keine elektrischen Zustandsgrößen aus dem vorherigen Zeitschritt nötig, wenn der Zellwiderstand unabhängig vom angelegten Strom ist. Bei einem stromabhängigen Zellwiderstand werden die Berechnungen iteriert bis sich der Wert mit einer definierten Genauigkeit nicht mehr verändert.

In einem zweiten Schritt wurden verschieden komplexe Modelle und Simulationseinstellungen verglichen. Für die Standardmodellierung ist der auf Zelldaten basierende *CellDataStack* nutzbar. Die als Tabelle vorliegenden Daten für den Zellwiderstand sind vom Ladezustand und der Temperatur abhängig. Da aktuell die Temperaturberücksichtigung primären für die Berechnung des Klimatisierungssystems erforderlich ist, wird für Standard-Simulationen die Temperaturabhängigkeit vernachlässigt und nur eine 1D-Interpolation in Abhängigkeit des Ladezustandes durchgeführt. Auch die Selbstentladungsströme liegen tabellarisch vor und werden im Modell entsprechend

interpoliert. Für schnelle Berechnungen und eine einfache Integration von alternativen Stack-Daten kann das *DummyStack* Modul verwendet werden. Hier sind die relevanten Kenngrößen als konstanter Wert integriert. Dies reduziert die Interpolationen und damit Rechenzeit. Im *DummyStack5500W* wurden die Kenngrößen entsprechend auf Mittelwerte des *CellDataStack5500W* gesetzt, um vergleichbare Simulationsergebnisse zu erzielen. Im *CellDataStack5500W2D* ist zusätzlich die Temperaturabhängigkeit des Zellwiderstands berücksichtigt.

In Abbildung II.5 ist beispielhaft die simulierte Spannung am Stack für die verschiedenen Modelle abgebildet. Simuliert wurde ein Heimspeicher mit einem Stack und einem Energie-zu-Leistungsverhältnis von 2. Die Umgebungstemperatur wurde bei 25 °C konstant gehalten. Die Abweichung der Spannung liegt im Schnitt im niedrigen Promillebereich und maximal bei 2%. Beim berechneten Systemwirkungsgrad, welcher neben den Spannungs- auch Ladungs-, Wechselrichter- und Pumpverluste enthält liegen die Abweichungen zwischen den Modellen bei unter einem Prozent. Beim Übergang vom Temperatur und Ladezustands abhängigem Zellwiderstand zum Modell mit nur einer Abhängigkeit des Ladezustands kann durch die Reduktion des Interpolationsschritts eine Simulationszeit-Verkürzung von 14% erzielt werden. Das vereinfachte *DummyStack*-Modell kann die Simulationszeit wiederum um 16% verkürzen.

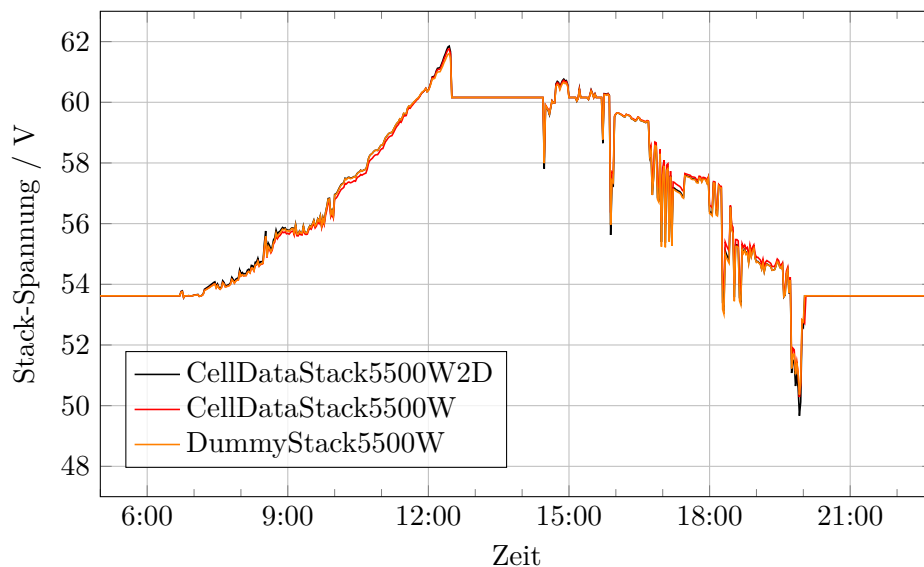


Abbildung II.5: Vergleich der Stack-Spannung für unterschiedlich komplexe Modell-Typen.

Durch eine Vergrößerung des Simulationszeitschrittes kann die Simulationszeit zusätzlich in der gleichen Größenordnung entsprechend der Vergrößerung des Zeitschrittes reduziert werden. Allerdings ist hier zu beachten, dass insbesondere bei kürzeren Simulationszeiträumen auch das Ergebnis stärker davon beeinflusst wird. Die Auswirkung

einer Vergrößerung des Simulationszeitschrittes ist immer stark vom zu berechnenden Anwendungsfall abhängig. Insbesondere bei Hochfrequenzanwendungsfällen (z. B. Primärregelleistungsbereitstellung) sind Vergrößerungen des Zeitschrittes mit starken Verzerrungen des Simulationsergebnisses einhergehend. Daher muss die Verwendung eines vereinfachten Modells oder die Vergrößerung des Zeitschrittes entsprechend für den Simulationsfall individuell geprüft werden.

Für die Systemvalidierung wurden im Rahmen einer Masterarbeit [41] Felddaten von VoltStorage für einen Redox-Flow-Heimspeicher zur Verfügung gestellt. An einem Teil der Daten wurde das Ersatzschaltbildmodell parametrisiert und mit einem zweiten Datensatz validiert. Die Daten sind als *IndustrialStack* integriert. Da das VoltStorage-System über einen eigenen Pumpalgorithmus verfügt, wurde dieser ebenfalls abgebildet.

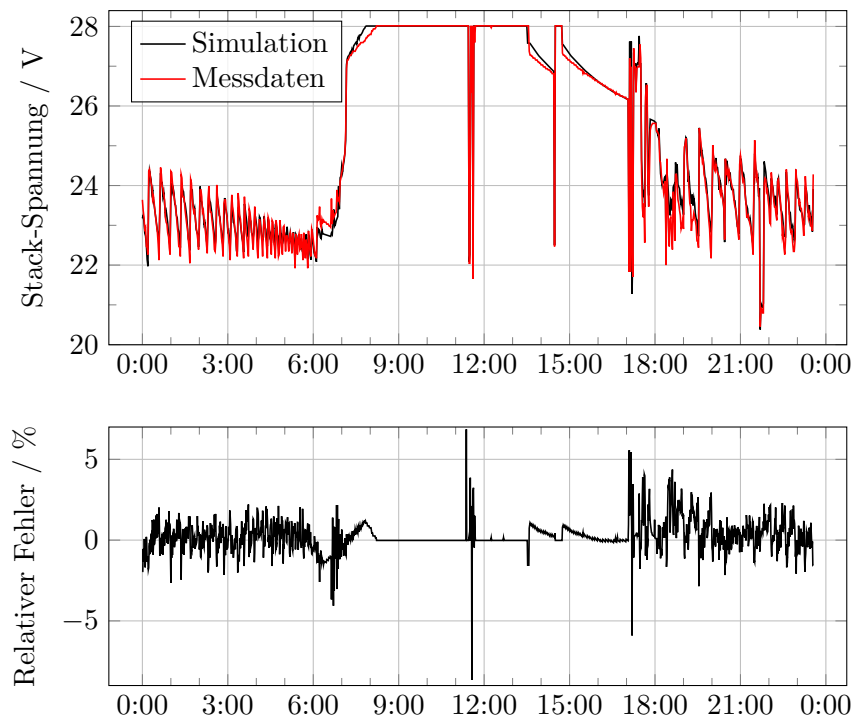


Abbildung II.6: Vergleich zwischen Simulationsdaten und Messungen für ein Redox-Flow-System über einen Tag. Oben: Vergleich simulierter Zellspannung mit realen Messwerten, unten: relativer Fehler.

In Abbildung II.6 wird beispielhaft über einen Tag bei vorgegebener Last die resultierte simulierte Spannung am Stack mit der real gemessenen Spannung verglichen. In diesem Fall ist die Pumpschaltung des Realsystems übernommen worden. Der relative Fehler liegt dabei im Schnitt unter 2%. Insbesondere schnelle Lastwechsel erzeugen etwas größere Fehler, da dynamische Effekte der Zelle im Modell nicht abgebildet werden. Anhand dieses Beispiels konnte gezeigt werden, dass ein Realsystem relativ einfach in SimSES über ein Ersatzschaltbildmodell integriert werden kann.

Die Kenngrößen können in diesem Fall direkt aus Messdaten ermittelt werden. Eine nähere Beschreibung der Vorgehensweise kann der Arbeit von Dang entnommen werden [41].

1.3.7 Adaption Zukunftstechnologie

Schwerpunkte in der Weiterentwicklung von RFB-Systemen sind unter anderem die Kostenreduktion des Systems, Einsatz verfügbarer und ökologischer Materialien z. B. durch Einsatz neuer Elektrolytsysteme und die technische Weiterentwicklung des System zum Erreichen hoher Leistungsdichten bzw. Systemwirkungsgrade [50, 51, 10]. Da in SimSES vor allem ein Fokus auf die technische Modellierung gelegt wird, ist es Ziel, neu designte Hochleistungs-Stacks abzubilden und deren Potential in einer Anwendung zu prüfen. Hierzu wurden experimentelle Daten des ZAE von Laborzellen mit neuartigen Elektroden und Flussfelddesign aufbereitet und in einem Modell integriert.

RFB-Stacks werden traditionell im Flow-Through-Design aufgebaut. Dabei wird eine hochporöse Kohlenstofffilz-Elektrode vom Elektrolyt längs durchströmt. Untersuchungen haben gezeigt, dass mit dem Einsatz von Flussfeldern eine Leistungssteigerung möglich ist. Insbesondere interdigitated Flussfelder zeigen sich vielversprechend [52]. Dabei sind Kanäle in der Bipolarplatte eingebracht, bei denen jeder zweite Kanal zum Einlass durchgängig ist und dazu alternierend jeder zweite Kanal zum Abfluss. Der Elektrolytfluss hat im Kanal einen relativ geringeren Druckverlust und wird nur im Bereich zwischen einem Zu- und Abflusskanal durch das Material der Elektrode forciert. Daher können dünnere und gleichzeitig dichtere Elektroden aus Kohlenstoffpapier eingesetzt werden. Die daraus entstehenden Vorteile sind tendenziell niedrigere ohmsche Widerstände (durch dünnere Elektrodenmaterialien sowie mögliche höhere Anpressdrücke und damit reduzierte Kontaktwiderstände) und niedrigere Pumpverluste bzw. niedriger Diffusionsverluste durch erhöhte Strömungsgeschwindigkeiten. Dieses Flussdesign wird mit einer eigenentwickelten Elektroden kombiniert, welche über eine erhöhte innere Oberfläche verfügen und daher zusätzlich den Ladungsübergangsverlust bei den ablaufenden Reaktionen reduzieren kann. Um die Stärken dieses Designs auszuschöpfen, wird eine Nafion XL Membran in der Zelle verbaut. Dabei handelt es sich um eine Polytetrafluorethylen (PTFE)-verstärkte Membran, welche eine insgesamt Dicke von $27,5 \mu\text{m}$ aufweist [53]. Durch die Verstärkung hat die Membran eine erhöhte mechanische Stabilität, aber gleichzeitig durch die insgesamt dünne Nafion-Schicht eine hohe ionische Leitfähigkeit und ermöglicht einen niedrigen Zellwiderstand.

Mit dem beschriebenen Zelldesign und der Materialkombination kann ein Innenflächenwiderstand von $0,38 \Omega\text{cm}^2$ bei Ladezustand 50% und einer Temperatur von

25 °C erzielt werden. Im Vergleich dazu verfügt die für das *CellDataStack5500W* Modell verwendete Zelle mit Flow-Through-Design über einen Zellwiderstand von $2,14 \Omega \text{cm}^2$. Die Daten des neuen Zelldesigns wurden für SimSES auf einen 12-Zeller mit 5700 W Nennleistung hochskaliert. Die Shunt-Stromdaten wurden wie in Abschnitt 1.3.2 beschrieben ermittelt. Die Selbstentladungsströme über die Membran wurden basierend auf Daten von Yu et al. [54] als Tabellenwert im Modell integriert. Das entsprechende Stack-Modul hat den Namen *HighPerformanceStack5700W*.

Um das Potential des neuen Zelldesigns zu untersuchen, wurde der Stack in einer Heimspeicheranwendung simuliert und mit dem *CellDataStack5500W* verglichen. Betrachtet wird ein Haushalt mit 5 MWh Jahresverbrauch und einer 5000 W PV-Anlage (Profile von Kucevic et al. [2]). Das Speichersystem besteht je aus einem Stack mit 5500 W (*CellDataStack*) bzw. 5700 W (*HighPerformanceStack*) Nennleistung und einem Elektrolyttanksystem mit einer theoretischer Energiekapazität von 16,5 kWh, wobei der Elektrolyt nur zwischen einem Ladezustandsbereich von 20 % - 80 % betrieben wird, um Nebenreaktionen zu vermindern. In Abbildung II.7 ist ein Vergleich der Wirkungsgrade der beiden Stack-Typen dargestellt. Der Coulomb-Wirkungsgrad beschreibt die Ladungsverluste, im Spannungswirkungsgrad sind die Verluste durch den Zellwiderstand repräsentiert und der Systemwirkungsgrad enthält neben den beiden Verlusten zusätzlich die Verluste des Wechselrichters und der eingesetzten Pumpen.

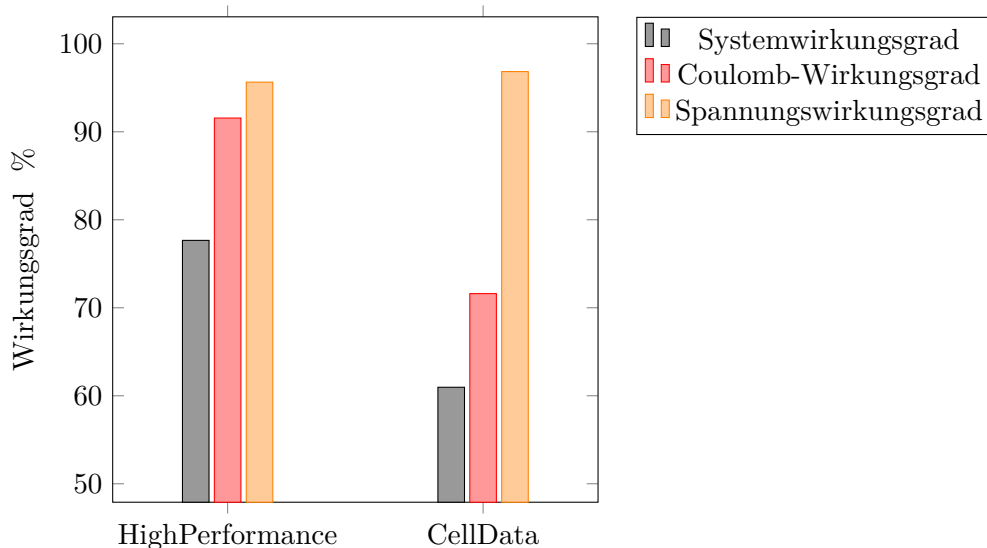


Abbildung II.7: Vergleich der Effizienz für den *CellDataStack* und *HighPerformanceStack* in einer Heimspeicheranwendung über ein Jahr mit einer Jahreslast von 5 MWh und einer installierten PV-Leistung von 5000 W.

Durch den Einsatz des Hochleistungsstacks kann der Systemwirkungsgrad von 61 % auf 77 % erhöht werden. Auffällig ist, dass trotz des deutlich niedrigeren Zellwider-

stands beim *CellDataStack* der Coulomb-Wirkungsgrad den entscheidenden Unterschied vorgibt. Dies hängt einerseits damit zusammen, dass beim *CellDataStack* 40-Zellen in Reihe geschaltet sind, um die entsprechende Leistung zu erreichen, wohingegen beim *HighPerformanceStack* lediglich 12-Zellen erforderlich sind. Daher fallen die Shunt-Ströme beim zweiten Stack deutlich niedriger aus. Andererseits ist die verwendete Membran beim *CellDataStack* selektiver und der Selbstentladungsstrom über die Membran ist absolut niedriger. Da jedoch die erzielbaren Zellströme wegen des niedrigen Zellwiderstands insgesamt deutlich niedriger sind, fällt der Selbstentladungsstrom relativ deutlich stärker ins Gewicht, was den niedrigen Coulomb-Wirkungsgrad erklärt. Insbesondere ist dieser Effekt noch verstärkt, wenn der RFB-Stack im Teillastbetrieb eingesetzt wird. Bei der betrachteten Heimspeicheranwendung ist der Stack zu über 90 % der Zeit im Teillastbereich von unter 50 % der Nennleistung.

Die Betrachtung zeigt, dass ein zukünftiger Einsatz von Hochleistungsstacks eine deutliche Wirkungsgradsteigerung ermöglicht. Diese Weiterentwicklung wirkt sich bei dieser Konfiguration sowohl im Teillast-, als auch im Volllastbereich positiv aus.

1.4 Bewertung stationärer Speicher

In einer Forschungsarbeit des Projekts wurden Standardbelastungsprofile stationärer Speicher in unterschiedlichen Anwendungen definiert. Aus dieser Arbeit ist im Januar 2020 eine Open-access Publikation im Journal of Energy Storage entstanden [2]. Während in Kapitel 1.5 die Anwendungen stationärer Speicher genauer beschrieben werden, wird in diesem Kapitel die Methodik der Erstellung von Standardbelastungsprofilen vorgestellt. Ziele dieser Arbeit waren die Definition von repräsentativen Standardprofilen, wie sie auch bspw. für Fahrzyklen von Elektrofahrzeugen definiert wurden. Dazu sollten Schlüsselcharakteristika definiert werden, anhand derer repräsentative Profile aus einer größeren Menge an Profilen ermittelt werden können. Anhand dieser Charakteristika können Speicher für unterschiedliche Anwendungen ausgelegt werden.

Eine Übersicht über die Methodik der Veröffentlichung ist in Abbildung II.8 dargestellt. Für die jeweiligen Anwendungen wurden Profile gesammelt, die als Inputprofile für SimSES genutzt wurden (bspw. Frequenzprofile für die Anwendung PRL). Da Industrielastprofile sich sehr stark unterscheiden können, wurden diese noch vor der Verwendung in drei Cluster aufgeteilt. Die drei Anwendungen wurden anschließend mithilfe von SimSES über jeweils ein Jahr simuliert. Dazu wurden die simulierten Speicher jeweils unterschiedlich ausgelegt und SimSES interne EMS verwendet. Die in dieser Veröffentlichung genutzte Version von SimSES war noch die auf Matlab

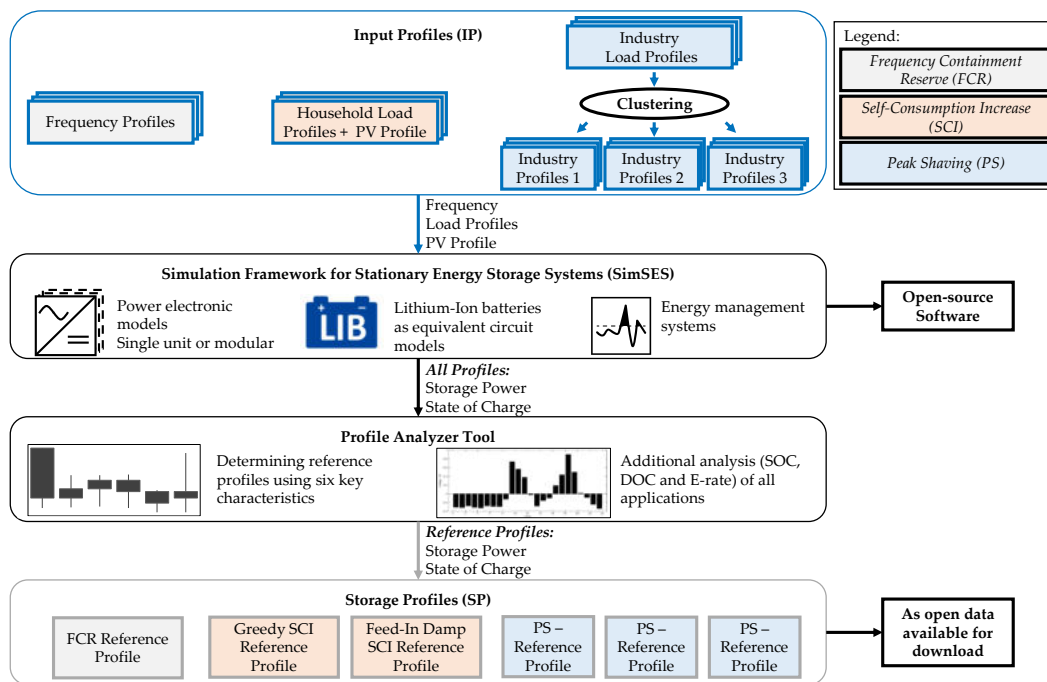


Abbildung II.8: Grafische Übersicht über die Methodik der Publikation zu Standardbelastungsprofilen stationärer Batteriespeicher [2].

basierende, da die Entwicklung der Python-Variante zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch nicht abgeschlossen war. Auch diese Version ist als Open-source Software verfügbar, wird allerdings nicht mehr weiterentwickelt. Das Ergebnis der Simulationen in SimSES waren zwei Arten von Profilen: Speicherbelastungsprofile und SOC-Profile. Erstere geben die Leistung an, die der Speicher im Verlaufe des Jahres sieht. Letztere geben dagegen den Ladezustand in Prozent an.

Ziel war nun, aus dieser Menge an Profilen repräsentative Profile zu ermitteln. Ein instinktiver Ansatz wäre das Mitteln aller Profile zu jedem Zeitpunkt. So ergäbe sich zu jedem Zeitpunkt der Mittelwert aller Profile. Dieser Ansatz würde jedoch zu einer Glättung führen, da charakteristische Peaks, die nur kurzzeitig auftreten, rausgemittelt werden würden. Daher wurde für die Ermittlung von repräsentativen Profilen aus der Menge an Profilen ein „Profile Analyzer Tool“ entwickelt. Dieses Tool ermittelt für jedes der Speicherbelastungsprofile jeweils sechs Charakteristika, die in Abbildung II.9 dargestellt sind.

Zunächst wurden anhand des Energiedurchsatzes die jährlichen FEC ermittelt. Das zweite Charakteristikum war die Effizienz (η_{BESS}), die sich bilanziell aus der jährlich ausgespeicherten Energie geteilt durch die jährlich eingespeicherte Energie ergibt. In der Berechnung wurde außerdem noch eine Veränderung des SOC berücksichtigt. Anschließend wurde die mittlere Zyklentiefe in Entladerichtung berechnet (DOC_{dis}). Als viertes Charakteristikum wurde die mittlere Länge der Ruhephasen gewählt

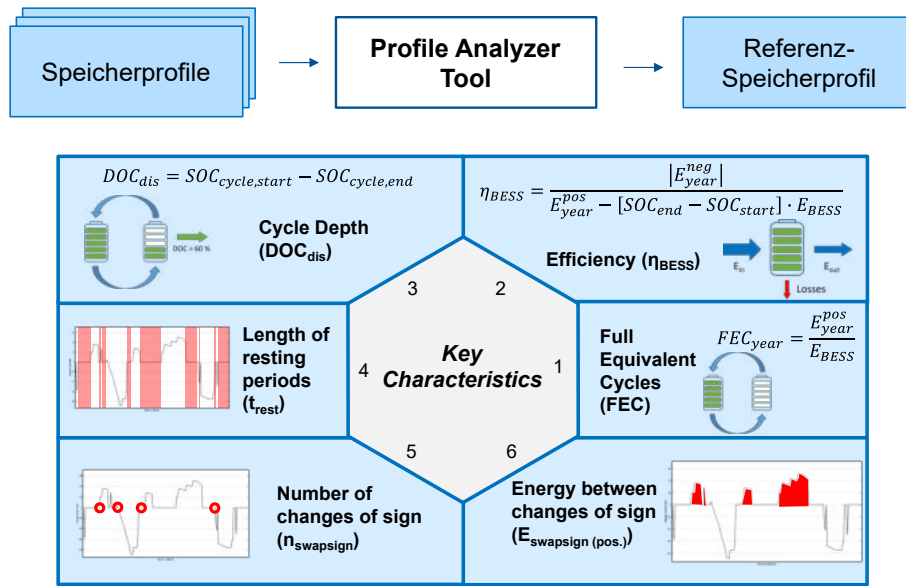


Abbildung II.9: Charakteristika des „Profile Analyzer Tool“ zur Ermittlung von Repräsentativen Speicherbelastungsprofilen.

(t_{Rest}). Außerdem wurde als fünftes Charakteristikum die mittlere Anzahl an Vorzeichenwechseln pro Tag ermittelt ($n_{swapsign}$). Insbesondere in t_{Rest} und $n_{swapsign}$ wurden große Unterschiede zwischen den Anwendungen der Speicher erwartet. Zuletzt wurde die mittlere positive Energie zwischen Vorzeichenwechseln ermittelt ($E_{swapsign(pos.)}$). Dieses Charakteristikum bildet ab, wie viel Energie im Mittel bei einer Einspeicherung gespeichert wird.

Nachdem die sechs Charakteristika für jedes Speicherbelastungsprofil ermittelt wurden, sollte im nächsten Schritt anhand dieser ein Referenzprofil aus der Menge der Profile gefunden werden. Dazu wurde für jede Anwendung die Verteilung der Werte der Charakteristika in Boxplots dargestellt. Anforderung an das Referenzprofil war nun, dass es in allen sechs Charakteristika möglichst wenig vom Median abweichen soll. Dazu wurde für jedes Profil und jedes Charakteristikum die prozentuale Abweichung $\delta_{i,j}$ zum Median-Wert berechnet (vgl. Gleichung II.10). In der Formel steht \tilde{K}_j für den Median eines Charakteristikums j und $K_{i,j}$ für den Wert des Charakteristikums j des i -ten Profils. Anschließend wurde der Root Mean Square Percentage Error (RMSPE) eines jeden Profils berechnet (vgl. Formel II.11). Dazu wurde die Summe der absoluten prozentualen Fehler genommen, durch sechs geteilt (sechs Charakteristika), das ganze quadriert und daraus die Wurzel gezogen. Durch dieses Verfahren werden alle Charakteristika gleich gewichtet.

$$\delta_{i,j} = \frac{K_{i,j} - \tilde{K}_j}{\tilde{K}_j} \cdot 100 \quad (\text{II.10})$$

$$\text{RMSPE}_i = \sqrt{\left(\frac{\sum_{j=1}^6 |\delta_{i,j}|}{6}\right)^2} \quad (\text{II.11})$$

Als Referenzprofil der jeweiligen Anwendung wird schlussendlich jeweils das Profil gewählt, das den geringsten RMSPE besitzt. Dieses Profil repräsentiert die Menge der Profile ohne einzelne Variationen und Peaks zu glätten. Die Verteilungen der Charakteristika als Boxplots inklusive der Werte der Referenzprofile werden im folgenden Kapitel anschließend an die jeweilige Anwendungsbeschreibung dargestellt. Im Folgenden werden potentielle Anwendungen stationärer Speicher beschrieben.

1.5 Stationäre Speicher in verschiedenen Anwendungen

Der Batteriesektor ist eines der am schnellsten wachsenden Segmente im Speichermarkt. Derzeit wird er von Lithium-Ionen-Systemen dominiert, die 59 % der installierten Batteriekapazitäten darstellen, während RFB in weniger als 3 % der Fälle installiert sind (Daten 2017 [55]). Bedingt durch die Möglichkeit Leistung und Energie einer RFB getrennt zu skalieren, können diese flexibel für den Einsatz angepasst werden und gewinnen dadurch stetig an Attraktivität. Um technisch und ökonomisch attraktive Einsatzfelder für LIB sowie RFB basierte EES zu identifizieren, wurden Systeme in verschiedenen Anwendungen simuliert. Der Fokus liegt dabei auf der Eigenverbrauchssteigerung als Heimspeicher, Lastspitzenglättung als Industriespeicher und der Netzdienstleistungen durch PRL.

Für die verschiedenen Anwendungsfälle wurden, sofern nicht anders angegeben, Profile wie von Kucevic et al. [2] beschrieben genutzt. Als RFB-Stack wurde der *CellDataStack5500W* oder verschiedene Größenskalierungen davon verwendet (Abschnitt 1.3). Die LIB sind jeweils explizit angegeben.

1.5.1 Eigenverbrauchserhöhung - Heimspeicher

Seit 2012 sind die Haushalts-Stromkosten pro kWh höher als die Einspeisevergütung für PV-Strom, was eine Steigerung des Eigenverbrauchs wirtschaftlich attraktiver macht [56]. Der Eigenverbrauch kann beispielsweise durch Einsatz eines Heimspeicher gesteigert werden. Dieser speichert überschüssige PV-Energie tagsüber in der Batterie, um sie abends und nachts wieder an den Haushalt abzugeben. Diese Heimspeicher bestehen häufig aus LIBs [56]. Es können jedoch auch RFB-Systeme als Heimspeicher verwendet werden. Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Standardprofil-Publikation für die Heimspeicher-Anwendung mit LIB vorgestellt [2]. Anschließend wird die Verwendung von RFB-Systemen als Heimspeicher überprüft.

Nachdem in Abschnitt 1.4 die Methodik der Standardprofil-Ermittlung dargestellt wurde, werden im Folgenden die Ergebnisse der Heimspeicher-Anwendung dargestellt. Als Inputprofile für SimSES wurden 74 Haushaltlastprofile der HTW-Berlin verwendet [57]. Für die Simulation der PV-Erzeugung wurde ein 1-Jahres-Profil der Technischen Universität München genutzt. Als Unterscheidungskriterium in der Simulation wurden zwei Heimspeicher-Strategien implementiert. Die Strategie Greedy lädt den Speicher sofort, sobald ein Überschuss an PV-Leistung vorhanden ist. Dies führt dazu, dass der Speicher häufig vor der Mittagsspitze vollgeladen ist und so mittags eine hohe Leistung ins Netz eingespeist werden würde. Die Feed-In Damping-Strategie dämpft diesen Peak ab, indem sie ermittelt, wann an dem Tag die letzte PV-Erzeugung zu erwarten ist und dementsprechend der Speicher mit einer reduzierten Leistung lädt.

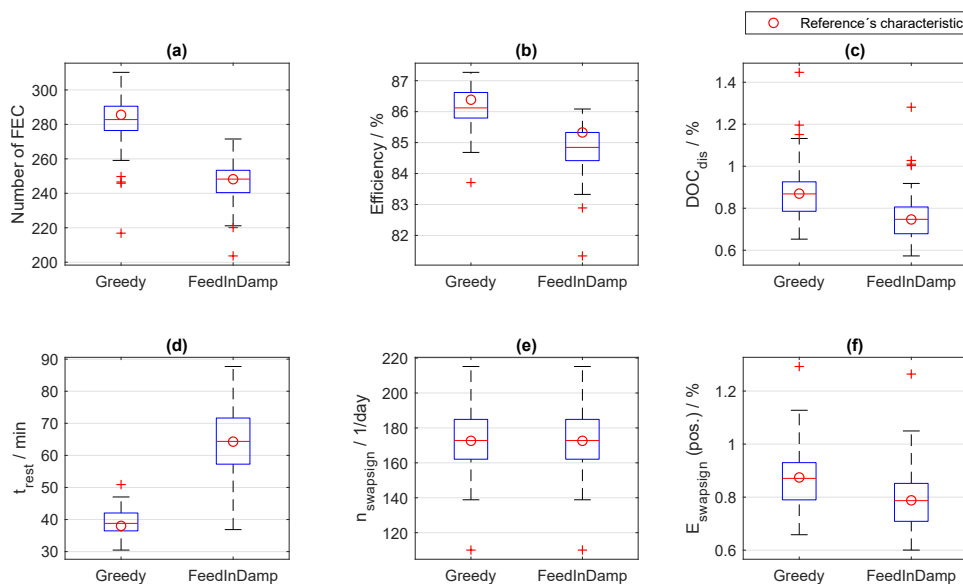


Abbildung II.10: Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die Heimspeicher-Anwendung. Jeweils links: Greedy-Strategie. Jeweils rechts: Feed-in-Damping-Strategie.

In Abbildung II.10 sind die Charakteristika der Speicherbelastungsprofile der Heimspeicher in Boxplots dargestellt. Durch die Glättung des Ladeprofils des Speichers führt die Feed-in-Damping Strategie zu einer geringeren Anzahl an FEC, kleineren Zyklentiefen ($DOCs$), längeren Ruhephasen (t_{rest}) und kleineren Energiemengen, wenn geladen wird ($E_{swapsign}$) im Vergleich zum Greedy-Algorithmus. Außerdem ist die Effizienz geringer, da das Speichersystem bei Feed-in-Damping häufiger im Teillastbereich betrieben wird. In diesem hat die Leistungselektronik eine geringere Effizienz. Während dies ein Nachteil der Strategie gegenüber der Greedy-Strategie ist, führt die Feed-in-Damping Strategie zu kleineren C-Raten und kürzeren Ruhe-

zeiten im hohen SOC-Bereich. Dadurch wird die Alterung der LIB im Vergleich zur Greedy-Strategie reduziert und der Speicher erreicht eine größere Lebensdauer [58]. Im Diagramm ist außerdem jeweils als roter Kreis der Wert des als repräsentativ ermittelten Profils dargestellt. Es ist zu sehen, dass die zwei Referenzprofile für Greedy und Feed-in-Damping in allen Charakteristika relativ nah am Medianwert aller Profile liegen.

Zudem ist in Abbildung II.11 jeweils eine Beispielwoche des Greedy- und des Feed-in-Damping-Referenzprofils dargestellt. Diese zeigt für das Greedy-Profil das frühe Laden des Speichers mit hoher Leistung und dadurch eine Ruhephase zur Mittagszeit. Das Feed-In-Damping Profil ist dagegen wie erwartet gedämpft und lädt relativ konstant mit geringerer Leistung.

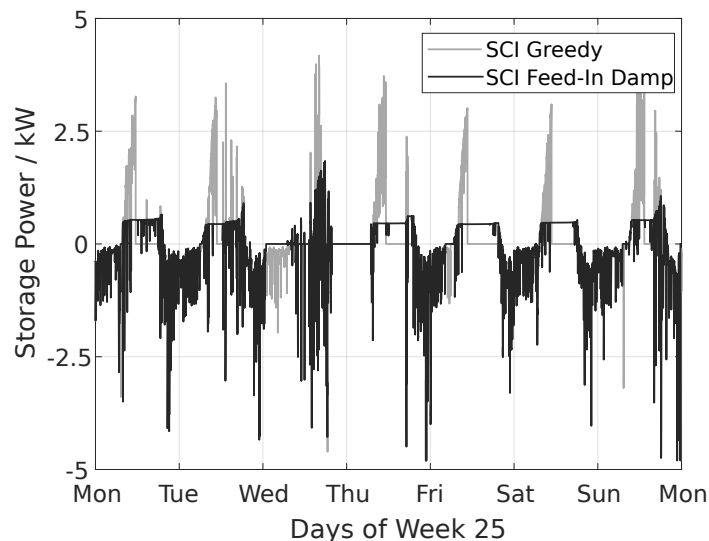


Abbildung II.11: Beispielhafte Woche der Referenzprofile der Greedy-Strategie und der Feed-in-Damping-Strategie.

Um nun die Verwendung von RFB-Systemen in der Heimspeicherung zu prüfen, wird zunächst ein System bestehend aus einem Stack mit 5500 W Nennleistung kombiniert mit einem Elektrolyttanksystem mit einer theoretischen Kapazität von 11 000 kWh untersucht. Das Speichersystem wird für verschiedene installierte PV-Leistungen und Haushaltsverbräuche betrachtet. Abbildung II.12 zeigt den Vergleich des Systemwirkungsgrads für ein Jahr Betrieb.

Es ist ersichtlich, dass für diesen Stack der Systemwirkungsgrad tendenziell mit steigender PV-Leistung und größerem Haushaltsverbrauch ansteigt. Bei einem niedrigeren Jahresverbrauch von 3,5 MWh fällt der Systemwirkungsgrad unter 60 %. Bei diesen Fallbeispielen mit einem Stack mit 5500 W Nennleistung wird der Speicher meist im Teillastbereich betrieben. Für den Speicher beim Haushalt mit 3,5 MWh

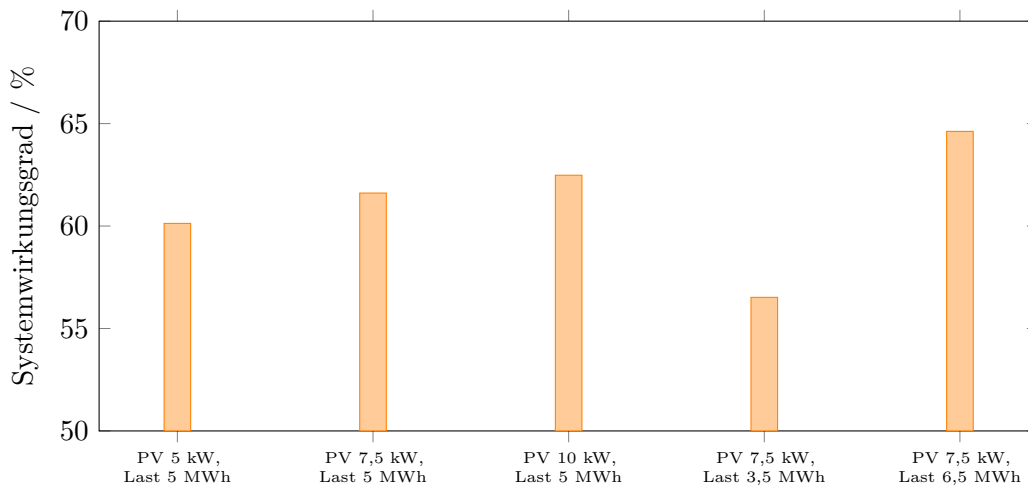


Abbildung II.12: Vergleich des Systemwirkungsgrads eines Redox-Flow-Heimspeichers mit 5500 W Nennleistung und 11000 kWh bei verschiedenen Jahresverbräuchen und installierter Photovoltaik-Leistung.

Jahresverbrauch und 7,5 kW installierter PV-Leistung befindet sich dieser zu 71 % der Betriebszeit in einem Bereich von unter 25 % der Nennleistung. Dementsprechend fallen die Ladungsverluste durch Shunt-Ströme und Ladungstransport über die Membran besonders stark ins Gewicht und der Coulomb-Wirkungsgrad fällt mit 67 % sehr niedrig aus.

In nächsten Schritt wird untersucht, wie sich der Systemwirkungsgrad mit der Stack-Leistung ändert. Diese Analyse wird bei einer bestimmten installierten PV-Leistung und einem festen Jahresverbrauch durchgeführt. In Abbildung II.13 wurde der Stack entsprechend in der Größe sukzessiv nach unten skaliert.

Aus der Grafik wird ersichtlich, dass mit steigender Stack-Leistung der Coulomb-Wirkungsgrad sinkt, wohingegen der Spannungswirkungsgrad steigt. Die größeren Stacks sind in diesem Anwendungsbeispiel überdimensioniert und werden meist bei niedrigen Stromdichten betrieben. Nachdem die Spannungsverluste über den Zellwiderstand bestimmt werden, entstehen bei niedrigen Strömen geringere Überspannungen. Der entstehende Selbstentladungsstrom (insbesondere bedingt durch den Transport über die Membran) ist jedoch relativ zum Klemmstrom hoch und resultiert daher in einem sinkenden Coulomb-Wirkungsgrad. Mit sinkender Stack-Leistung kehrt sich dieser Effekt entsprechend um. Für den höchsten Systemwirkungsgrad muss daher der Punkt identifiziert werden in dem das Produkt der beiden Wirkungsgrade (Spannung und Coulomb) möglichst hoch ist. Wenn der Stack nur noch ein Viertel der ursprünglichen Größe hat, kann in diesem Fallbeispiel ein Systemwirkungsgrad von über 70 % erzielt werden, was in diesem Anwendungsbeispiel dem Optimum

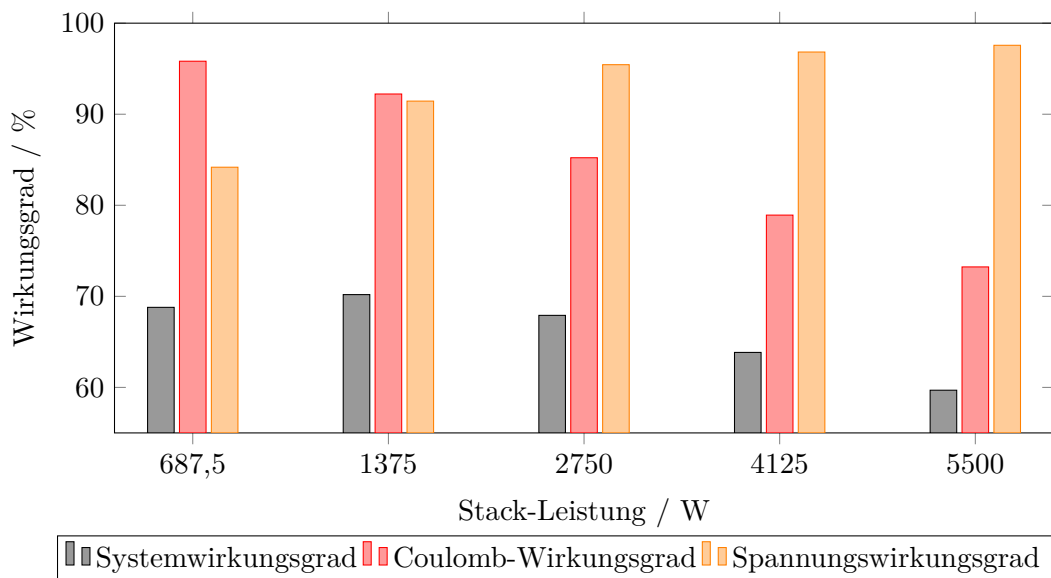


Abbildung II.13: Auswirkung der Stack-Leistung auf den Wirkungsgrad bei 7,5 kW Photovoltaik-Leistung und 6,5 MWh Jahresverbrauch.

entspricht. Aus diesem Beispiel wird ersichtlich, dass die Auslegung des Stacks den Systemwirkungsgrad stark beeinflusst.

Im nächsten Fallbeispiel wird untersucht, wie sich mehrere verteilte Heimspeicher im Vergleich zu einem Quartierspeicher verhalten. Hierzu wurden Haushaltsprofile der HTW Berlin verwendet, um verschiedene Haushalte mit variierendem Verbrauch abzubilden [57]. Zunächst wurden sieben Haushalte (A-G) mit je einem Heimspeicher modelliert. Der Speicher verfügt über einen Stack mit einer Nennleistung von 1,5 kW und einem Elektrolytssystem mit einer theoretischen Energiekapazität von 6 kWh, was einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 4 entspricht. Der Stack ist damit entsprechend der Erkenntnisse aus der vorherigen Untersuchung kleiner ausgelegt, um einen niedrigen Wirkungsgrad durch Überdimensionierung entgegen zu wirken. Ferner entspricht diese Speichergröße ungefähr dem von VoltStorage auf dem Markt befindlichen auf der RFB-Technologie basierenden Heimspeichersystem [59]. Zum Vergleich wurde ein siebenfach so großer Speicher hinsichtlich Leistung und Energie (10,5 kW, 42 kWh) modelliert der gleichzeitig den sieben Haushalten zugeordnet ist. Hierfür wurden die Profile der Haushalte A-G zu einem Cluster zusammengefasst. Für die PV-Anlage wurde jeweils angenommen, dass für 1 MWh Jahresverbrauch 1 kW PV-Leistung installiert ist.

In Abbildung II.14 sind der Systemwirkungsgrad, der Autarkiegrad, der Eigenverbrauch sowie der Jahresverbrauch der verschiedenen Haushalte mit Heimspeicher und des Quartierspeichers für den Haushalts-Cluster dargestellt. Der Eigenverbrauch

entspricht dabei dem Anteil des produzierten Solarstroms der durch den eigenen Haushalt verwendet wird. Hierbei wird sowohl der direkt genutzte und der über den Heimspeicher zwischengespeicherte Strom berücksichtigt. Beim Autarkiegrad handelt es sich um den Anteil, des Stromverbrauchs der über den Solarstrom gedeckt werden kann.

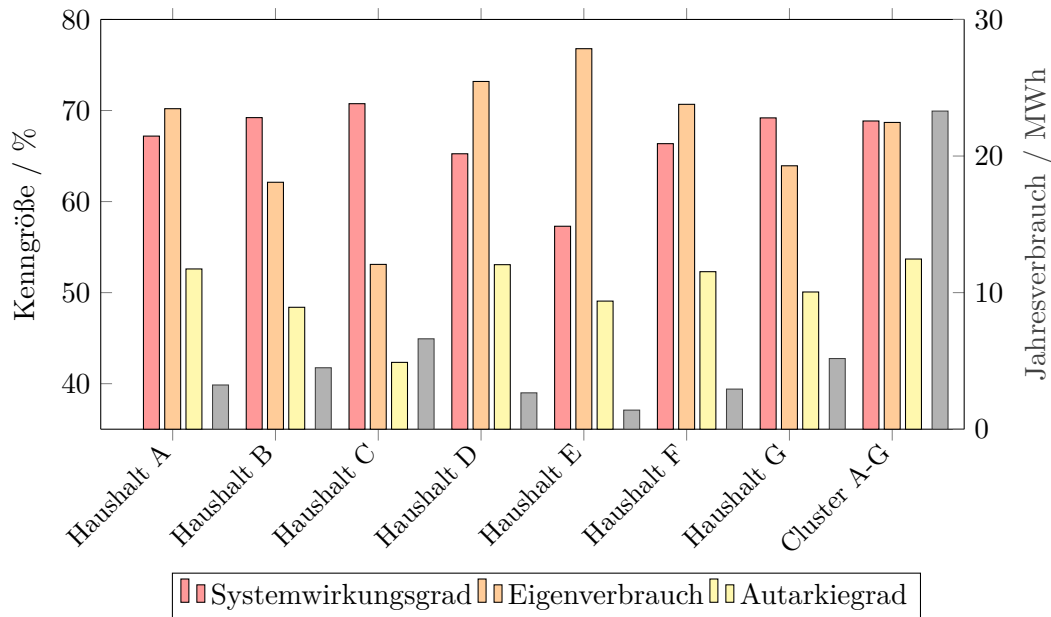


Abbildung II.14: Vergleich zwischen mehreren Heimspeicher und einem Quartierspeicher für ein Cluster aus Haushalten.

Die Haushalte haben je einen Verbrauch zwischen 1,4 MWh und 6,6 MWh pro Jahr. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass auch bei einer Nennleistung des Stacks von 1,5 kW Haushalte mit höherem Jahresverbrauch einen höheren Systemwirkungsgrad ermöglichen. Wie zu erwarten, kann bei Haushalten mit kleinem Jahresverbrauch der Eigenverbrauch stärker gesteigert werden. Das Quartiersystem performt in diesem Beispiel ähnlich wie die Heimspeichersysteme bei Haushalten mit höherer Last und erzielt einen Systemwirkungsgrad von ca. 70 %. Durch die Überlagerung der Haushaltslasten ist in diesem Fall keine zusätzliche Wirkungsgrad-Steigerung erkennbar, welche beispielsweise durch ein ausgeglicheneres Lastprofil hätte entstehen können. Da Haushalte mit sehr niedrigem Haushaltsverbrauch tendenziell einen niedrigeren Systemwirkungsgrad haben, könnte es für mehrere stromsparende Haushalte rentabler sein ein gemeinsames Speichersystem anzuschaffen, da passende Speichersysteme mit sehr kleinen Leistungsklassen (< 1 kW) nicht verfügbar sind. Je nach System kann ein Autarkiegrad von ca. 50 % erzielt werden. Weitere Punkte, die bei der Auswahl von kleinen Heimspeichersystemen bzw. eines größeren Quartierspeichers eine Rolle

spielen könnten, sind die entstehenden Systemkosten, da mit steigender Systemgröße tendenziell die relativen Kosten sinken [60].

1.5.2 Lastspitzenglättung - Industriespeicher

Industrielle Stromverbraucher haben in der Regel einen deutlich höheren Stromverbrauch als Privathaushalte. Daher wird bei den Stromkosten neben dem Energieverbrauch auch der maximale Leistungsbedarf berechnet. Beim Auftreten von hohen Lastspitzen können die Netzentgelte entsprechend erheblich ansteigen. Durch den Einsatz von Speichersystemen können die Lastspitzen geglättet und so Kosten reduziert werden [61]. Die Anwendung der Lastspitzenglättung wird im englischen auch Peak-Shaving genannt.

Im Folgenden werden analog zum Kapitel der Heimspeicher-Anwendung zunächst die Ergebnisse der Standardprofil-Publikation bezogen auf die Peak-Shaving Anwendung dargestellt [2]. Anschließend werden die Profile zur Analyse der Passfähigkeit von RFB-Systemen für die Peak-Shaving-Anwendung genutzt.

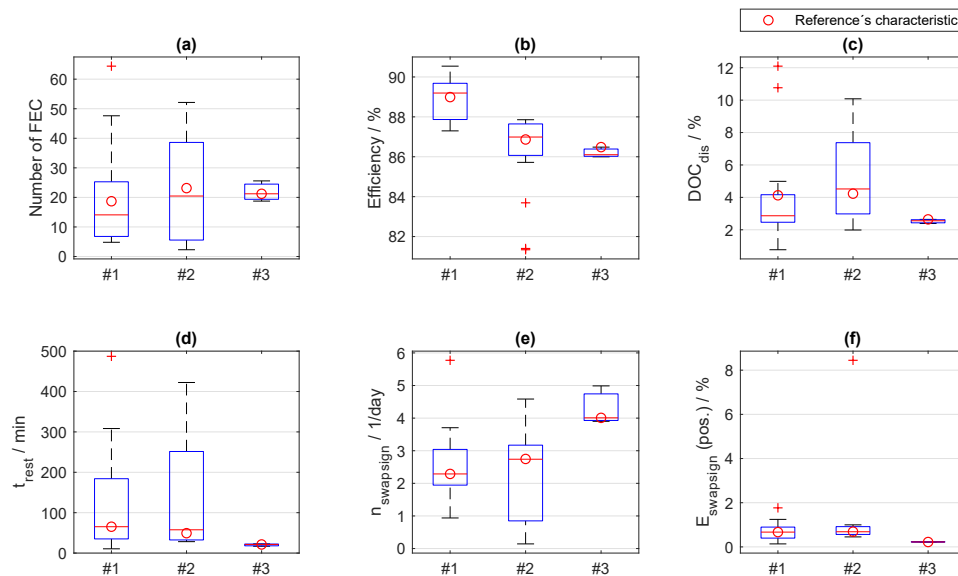


Abbildung II.15: Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die Peak-Shaving-Anwendung. Jeweils aufgeteilt in drei Cluster.

Als Inputprofile für SimSES wurden für die Peak-Shaving-Anwendung Industrieprofile eines Industriepartners genutzt. Da die Industrieprofile größere Differenzen und verschiedenartigere Verläufe als die Haushaltslastprofile aus dem vorherigen Abschnitt aufwiesen, wurden die Industrieprofile vor der Nutzung in SimSES in drei Cluster aufgeteilt. So werden repräsentative Speicherbelastungsprofile für drei Arten von

Industrieprofilen gebildet. In Abbildung II.15 sind die Boxplots der Charakteristika der drei Cluster dargestellt. In dieser Anwendung zeigt sich, dass die Charakteristika der Cluster eine relativ große Spreizung aufweisen. Die mittleren Entladetiefen (*DOCs*) von Cluster 2 liegen bspw. zwischen 2 % und 10 %.

Darüber hinaus unterscheiden sich vor allem die Profile der Cluster 1 und 2 in einigen Charakteristika relativ wenig, wie den Ruhephasen (t_{rest}) und den Vorzeichenwechseln ($n_{swapsign}$). Wie in der Abbildung der Heimspeichercharakteristika stellen die roten Kreise den Wert des Referenzprofils dar. Trotz der vermeintlichen Ähnlichkeit der Profile zeigt Abbildung II.16 anhand einer beispielhaften Woche die Unterschiede der Referenzprofile auf. Ein Vergleich der Referenzprofile der unterschiedlichen Anwendungen erfolgt im Anschluss an die Darstellung der Anwendungen.

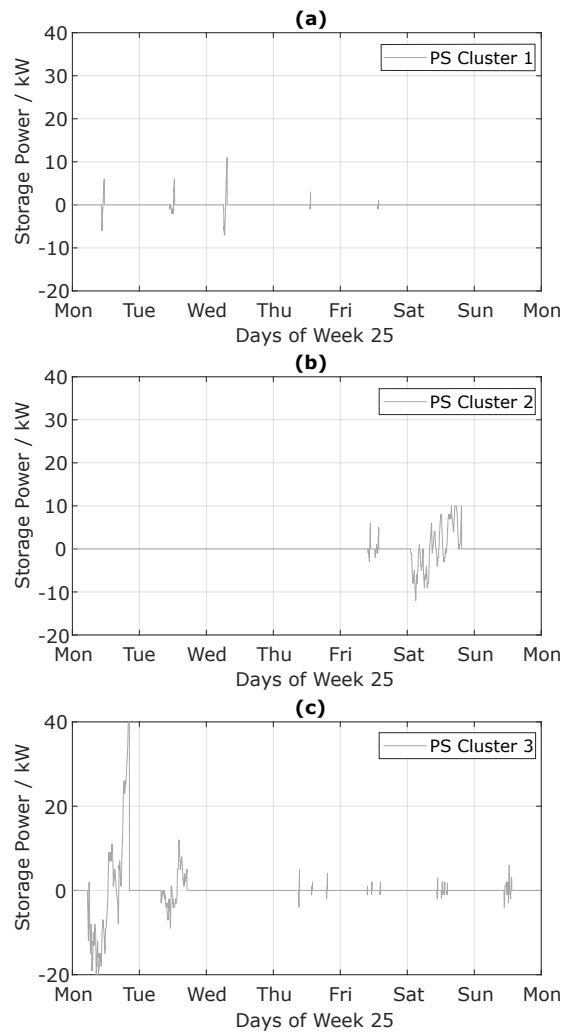


Abbildung II.16: Beispielhafte Woche der Referenzprofile der drei Cluster in der Peak-Shaving-Anwendung.

Im Folgenden werden zwei verschiedene beispielhafte Industrieprofile zur Analyse einer Peak-Shaving mit RFB-Systemen betrachtet. Die von Kucevic et al. [2] beschriebenen Profile wurden auf eine maximale Leistung von 2 MW hochskaliert. In Abbildung II.17 ist beispielhaft je ein Wochenausschnitt der zwei Profile A und B dargestellt. Der Speicher wird im Folgenden so eingesetzt, dass er die Leistung zwischen der maximalen Leistung und der gewünschten Grenzleistung liefert. Daher ist die Batterieleistung bzw. die Leistung des Wechselrichters entsprechend darauf ausgelegt, dass diese der Differenz aus maximaler und Grenzleistung entspricht. Die Energiekapazität wird so gewählt, dass gerade jede Energiespitze durch den Speicher bereitgestellt werden kann und er in Zeiten mit niedriger Leistung wieder nachgeladen werden kann.

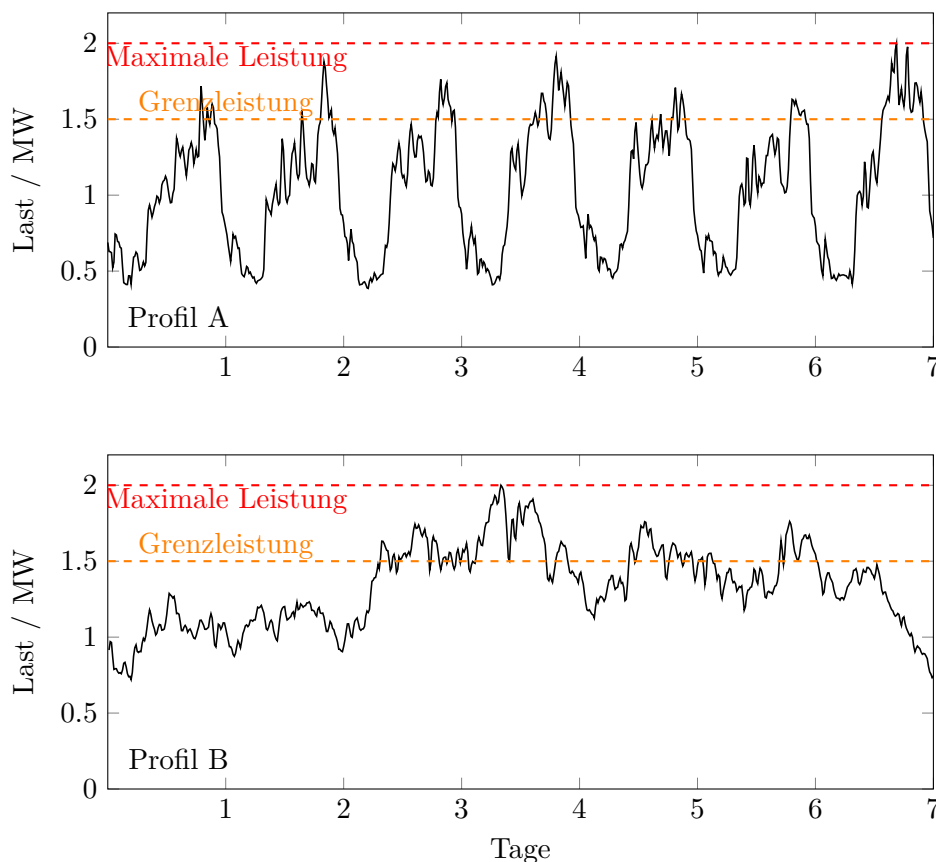


Abbildung II.17: Wochenausschnitt zwei verschiedener Lastprofile mit markierter Maximalleistung und Grenzleistung für die Peak-Shaving Anwendung.

Abbildung II.18 zeigt den Systemwirkungsgrad und das Energie-zu-Leistungs Verhältnis eines RFB-Systems in Abhängigkeit der Grenzleistung für die beiden Profile. Der Systemwirkungsgrad liegt je nach Profil und Speicherauslegung im Bereich von 66 % bis 72 %. Das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis steigt, wie zu erwarten, mit sinkender Grenzleistung. Bei Profil A entstehen Leistungsspitzen im Tagesverlauf. Im Vergleich

dazu hat das Profil B tendenziell breitere Lastspitzen (vergleiche Abbildung II.17). Die benötigte Kapazität ist beim Profil A niedriger, da der Speicher zwischendurch immer wieder vollgeladen werden kann. Ein hohes Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ist technisch prinzipiell mit einer RFB umsetzbar, jedoch steigen entsprechen die Investitionskosten für den Speicher stark an. Im nächsten Schritt soll daher geprüft werden, wie wirtschaftlich rentabel der Einsatz eines RFB-Speichers für Peak-Shaving ist und wie dazu im Vergleich eine LIB performt.

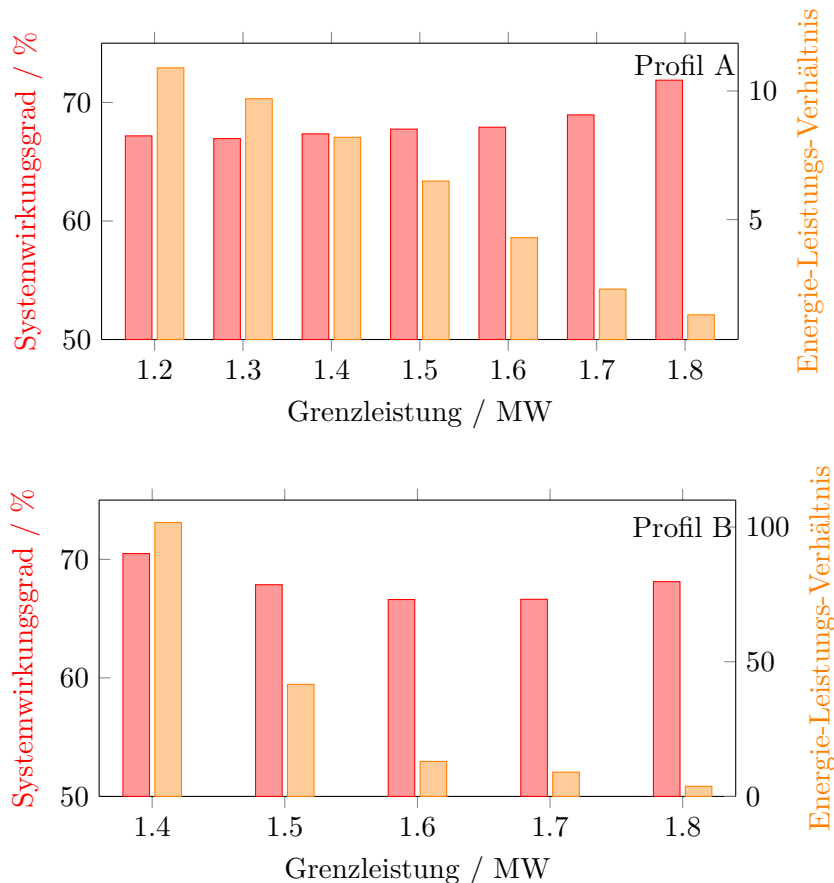


Abbildung II.18: Systemwirkungsgrad und Energie-zu-Leistungs-Verhältnis zur Lastspritzenglättung mit einer Redox-Flow-Batterie in Abhängigkeit der Grenzleistung für zwei Profile A und B mit 2 MW Maximalleistung.

Die Investitionskosten der RFB setzen sich nach Minke et al. [62] durch einen Anteil für die leistungsbezogenen Kosten von 1080 €/kW und einem Anteil für die energiebezogenen Kosten von 385 €/kWh zusammen. Hierbei ist für die Kapazität ein Ladezustandsbereich von 20 % bis 80 % angenommen, entsprechend wird die theoretische Energie mit dem Faktor 0.6 zur real nutzbaren Kapazität für die Kostenermittlung umgerechnet. Daher ergeben sich Kosten von 231 €/kWh für die theoretische Energiekapazität. Für die Modellierung der LIB wird eine LFP-basierte

Zelltechnologie betrachtet. Die Kosten für das LIB-System werden mit 570 €/kWh angenommen [63]. Für die ökonomische Einschätzung wird berechnet, nach wie vielen Jahren sich die Investition beim entsprechenden Jahresgewinn begleicht. Preisänderungen oder Zinseffekte wurden hierbei nicht berücksichtigt. In Tabelle II.4 ist ein Vergleich zwischen RFB und LIB in der Anwendung für Profil A dargestellt.

Tabelle II.4: Vergleich zwischen einer Lithium-Ionen-Batterie und einer Redox-Flow-Batterie für Lastspritzenglättung mit Profil A mit einer maximalen Leistung von 2 MW.

Grenzleistung in MW	Lithium-Ionen-Batterie			Redox-Flow-Batterie		
	Energie-zu-Leistungs-Verhältnis	System-wirkungsgrad	Investitions-Rückerstattung in Jahren	Energie-zu-Leistungs-Verhältnis	System-wirkungsgrad	Investitions-Rückerstattung in Jahren
1,8	0,7	82,4%	2,8	1,3	71,9%	9,9
1,7	1,3	85,2%	5,5	2,3	69,0%	11,5
1,6	2,4	86,5%	9,7	4,3	67,9%	14,8
1,5	3,7	86,9%	15,2	6,5	67,8%	18,5

Es ist ersichtlich, dass das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis bei der LIB ca. 50 % bis 60 % kleiner ist, als bei der RFB. Dies hängt vor allem damit zusammen, dass bei der RFB nur ein Ladezustandsbereich von 20 % bis 80 % genutzt wird. Ferner ist der Systemwirkungsgrad beim der LIB je nach Konfiguration um ca. 10 % bis 20 % höher, was unter anderem mit den zusätzlichen Hilfsenergie für Pumpen zusammen hängt, aber in diesem Simulationsbeispiel vor allem auch bedingt ist durch den vergleichsweise niedrigen Coulomb-Wirkungsgrad des RFB-Stacks. Der höhere Systemwirkungsgrad der LIB reduziert weiter die benötigte Energiekapazität. Trotz der verhältnismäßig niedrigen Energiekosten der RFB ist daher die LIB in diesem Fallbeispiel auch bei niedrigeren Grenzleistungen ökonomischer und resultiert in schnelleren Investitions-Rückerstattungszeiträumen. Es ist ersichtlich, dass sich bei niedrigeren Grenzleistungen und größeren Energie-zu-Leistungs-Verhältnissen die Investitions-Rückerstattungszeiträumen zwischen den Technologien angleichen, da die niedrigen energiebezogenen Kosten der RFB stärker ins Gewicht fallen. Zu beachten ist, dass in dieser Analyse kein Fokus auf die Alterungseffekte gelegt wurde, welche die benötigte Energiekapazität mit dem Untersuchungszeitraum insbesondere für die LIB erhöhen. Um mit der RFB konkurrenzfähig zu sein, ist insbesondere bei niedrigeren Energie-zu-Leistungs-Verhältnissen eine Reduktion der leistungsbezogenen Kosten anzustreben.

1.5.3 Primärregelleistung

Im deutschen Stromnetz ist es das Ziel, dass sich Energieerzeugung und Energieverbrauch zu jeder Zeit ausgleichen. Als Indikator für diesen Ausgleich fungiert die Frequenz, die in einem Intervall um 50 Hz zu halten ist. Treten Abweichungen

zwischen Erzeugung und Verbrauch auf, weicht die Frequenz von diesem Nennwert ab. Ein von den Übertragungsnetzbetreibern zur Korrektur dieser Abweichungen installiertes Werkzeug ist die Regelleistung, die sich in die Märkte PRL, Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) gliedert. Die PRL setzt innerhalb von 30 Sekunden ein und muss bis zu 15 Minuten erbracht werden. Wer mit seiner Erzeugungsleistung am PRL-Markt teilnehmen möchte muss präqualifiziert sein und zu Zeiten, in denen er oder sie am Markt teilnimmt, die präqualifizierte Leistung in beide Richtungen bereitstellen können. Hierzu muss bei zu niedriger Netzfrequenz Leistung ins Netz eingespeist werden und bei zu hoher Frequenz Leistung aus dem Netz bezogen werden. Ein Energiespeicher ermöglicht die Bereitstellung von Regelleistung in beide Richtungen. Das EMS des modellierten Speichers arbeitet in den im Folgenden betrachteten Fallbeispielen entsprechend der deutschen Regularien für PRL, wie in verschiedenen Veröffentlichungen beschrieben [2, 64].

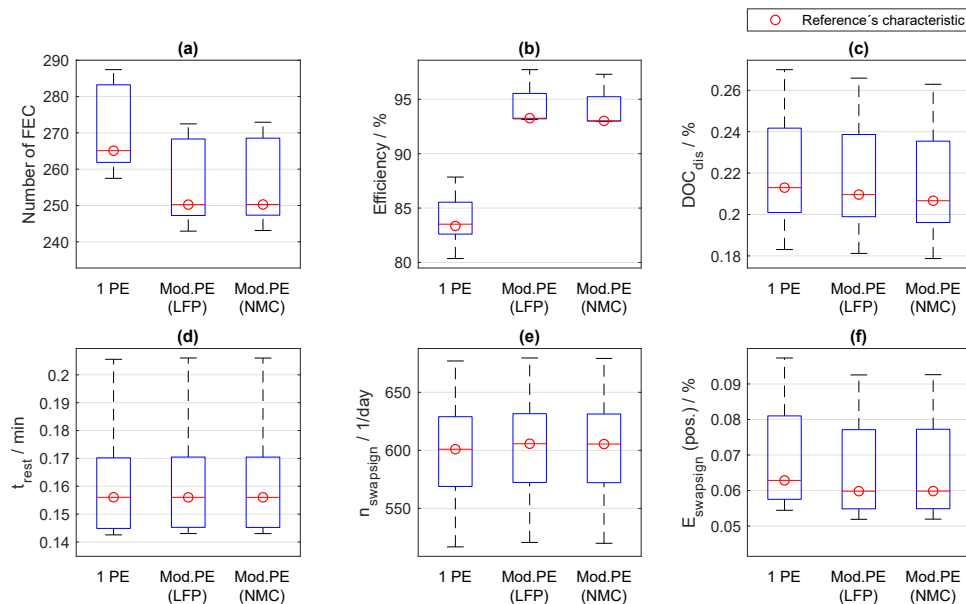


Abbildung II.19: Boxplots der sechs Charakteristika des „Profile Analyzer Tools“ für die PRL-Anwendung (engl. FCR). Aufteilung in die Art der Leistungselektronik: eine Einheit oder modular. Außerdem Aufteilung in Batterietechnologie: LFP und NMC.

In Abbildung II.19 sind wie in den Beschreibungen der vorherigen beiden Anwendungen die Boxplots der PRL-Anwendung dargestellt [2]. Diese stellen wiederum die sechs Charakteristika der Menge an Speicherbelastungsprofilen dar. Nachdem bei Heimspeichern die Strategien variiert und bei Peak-Shaving die Lastprofile in Cluster eingeteilt wurden, wurde in dieser Anwendung einmal nach Art der Leistungselektronik (eine Einheit oder modularer Aufbau) und einmal nach Batterietechnologie (LFP und NMC) differenziert. Durch diese Art der Unterscheidung, sind die Speicherbelastungsprofile hinsichtlich einiger Kriterien gleich: Die Ruhephasen (t_{rest}) und die

Vorzeichenwechsel ($n_{swapsign}$) bleiben bei Veränderung der Leistungselektronikeinheiten und Batterietechnologie gleich. Die Zyklentiefe (DOC_{dis}) und die durchsetzte Energie in Ladephasen ($E_{swapsign}$) unterscheiden sich nur geringfügig. Auffällig ist die Effizienzsteigerung von etwa 10 % durch die modulare Leistungselektronik. Außerdem führt die modulare Leistungselektronik zu einer leicht geringeren Anzahl an Vollzyklen. Durch die Kombination aus insgesamt hoher Anzahl an Vollzyklen mit geringer Zyklentiefe, sollte eine Batterie für diese Anwendung eine hohe Zyklenstabilität im mittleren SOC-Bereich aufweisen.

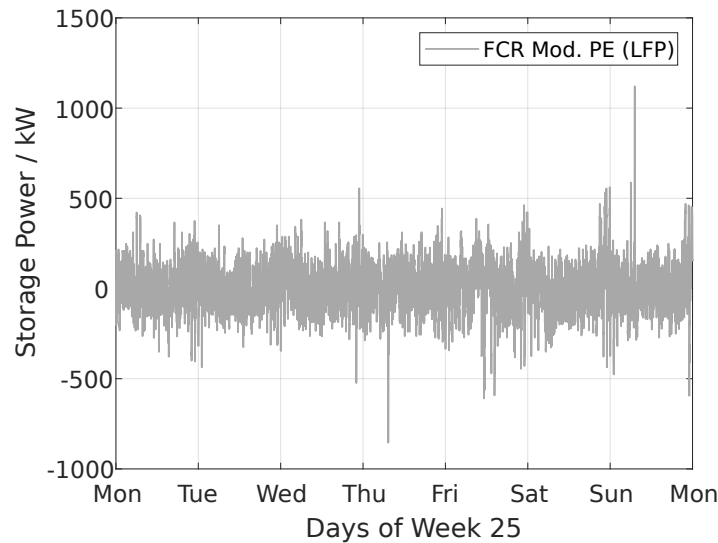


Abbildung II.20: Beispielhafte Woche des Referenzprofils (modulare Leistungselektronik und LFP Batterie) der FCR-Anwendung.

In Abbildung II.20 ist eine beispielhafte Woche des Referenzprofils eines PRL-Speichers mit modularer Leistungselektronik und LFP-Batterie dargestellt. Darin zeigt sich der häufige Wechsel von Laden und Entladen, der im Boxplot mit etwa 600 Vorzeichenwechseln pro Tag angegeben ist. Außerdem sind Ruhephasen nicht erkennbar und somit im Mittel vergleichsweise kurz in dieser Anwendung. Im Folgenden wird die Nutzung eines RFB-Systems für diese Anwendung geprüft. Anschließend werden die Charakteristika der Referenzprofile der drei Anwendungen in Kapitel 1.5.4 nochmal verglichen.

Da mit RFB-Stacks eine Reaktionszeit von unter 0,5 ms erreichbar ist, eignen sie sich prinzipiell für den Einsatz in einer PRL-Anwendung [65]. Im Folgenden wird untersucht, wie sich technische und ökonomische Systemparameter auf die wirtschaftliche Rentabilität auswirken. Damit der Speicher immer die erforderliche Regelleistung im erforderlichen Zeit-Intervall zur Verfügung stellen kann, muss er innerhalb eines bestimmten SOC-Fensters betrieben werden. Bei unterschreiten bzw. überschreiten der Grenzladezustandswerte wird der Speicher im betrachteten Anwendungsfall

durch Handel auf den Intra-Day-Markt (IDM) geladen bzw. entladen [66]. Für die Einnahmen zur Bereitstellung der PRL wurde ein fester Wert von 0,2 €/kW und für die Kosten am IDM ein Wert von 0,4 €/kW angenommen [37]. Die Investitionskosten des RFB-Systems sind von Minke et al. entnommen [62]. Kapazitätsverluste durch Wasserstoffentwicklung wurden in den Simulationen vernachlässigt, da angenommen wurde, dass der Elektrolyt regelmäßig rückbalanciert wird, beispielsweise durch Additive oder eine Counterzelle [67, 68].

In Tabelle II.5 sind die Ergebnisse der Simulation für eine RFB mit einer Leistung von 1 MW und einer Energiekapazität von 1,2 MWh aufgeführt. Wenn sich der Speicher außerhalb des für die PRL erforderlichen SOC-Intervalls befindet, wird über den IDM mit einer Leistung von 0,7 MW nachgeladen oder entladen.

Für die ökonomische Einschätzung wird wieder berechnet nach wie vielen Jahren sich die Investition beim entsprechenden Jahresgewinn beglichen hat. Nachdem in diesem Fallbeispiel erst nach 20,95 Jahren die Investitionssumme beglichen ist, würde, selbst bei Annahme einer Lebenszeit von 20 Jahren, dieser Anwendungsfall unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht rentabel werden. Der Systemwirkungsgrad fällt mit 55 % verhältnismäßig niedrig aus.

Tabelle II.5: Technische und ökonomische Kennzahlen eines Redox-Flow-Batterie-Systems mit 1 MW Leistung und 1,2 MWh Energiekapazität für Primärregelleistung.

Kenngrößen	Werte
Einnahmen PRL /Jahr	73.000 €
Ausgaben IDM / Jahr	8.225 €
Gewinn / Jahr	64.775 €
Investitionskosten	1.357.200 €
Rückerstattung der Investition	20,95 Jahre
Systemwirkungsgrad	55,09 %
Spannungswirkungsgrad	95,92 %
Coulomb-Wirkungsgrad	69,58 %

Im Folgenden wird geprüft, wie sich eine Veränderung der ökonomischen und technischen Kenngrößen auf das wirtschaftliche Ergebnis auswirken. In Abbildung II.21 sind die Variationen von leistungsbezogenen Kosten, energiebezogenen Kosten, Innenwiderstand und Selbstentladungsstrom (bedingt durch Shunt-Strom und Reaktanten Transport über die Membran) auf den Zeitraum der Rückerstattung der Investition in Jahren dargestellt.

Der stärkste Hebel zur Reduktion der Investitionskosten-Rückerstattung kann durch eine Senkung der leistungsbezogenen Kosten erzielt werden, da die RFB in dieser Konfiguration über ein niedriges Energie-zu-Leistungs-Verhältnis verfügt und die

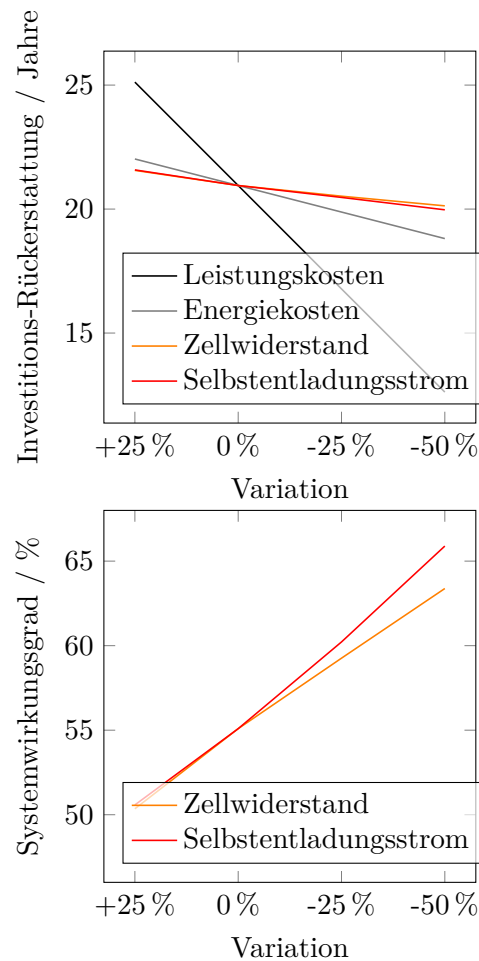


Abbildung II.21: Auswirkung der Kenngrößenvariation auf den Systemwirkungsgrad sowie dem Zeitraum der Investitions-Rückersstattung für eine Redox-Flow-Batterie in einer Primärregelleistungs-Anwendung.

Kosten für leistungsbezogene Komponenten, wie die Stacks deutlich höher ausfallen, als die Kosten für energiebezogenen Bauteile, wie der Elektrolyt. Durch die Senkung der Investitionskosten kann der Investitions-Rückersstattungszeitraum um 40 % auf 12,6 Jahre reduziert werden. Durch eine Änderung des Zellwiderstands oder des Selbstentladungsstroms wird vor allem der Wirkungsgrad beeinflusst. Dadurch können sich die jährlichen Kosten für das Laden des Speichers über eingekaufte Leistung am IDM reduzieren. Allerdings ist hier die theoretische Reduktion der Investitions-Rückersstattung auf minimal 18,7 Jahre möglich, wenn der Speicher nie geladen werden muss. Zu beachten ist, dass hierbei die Effekte isoliert betrachtet wurden. Bei einer Reduktion des Zellwiderstands erhöht sich die Nennleistung des Stacks. Daher sind für die gleiche Leistungsbereitstellung weniger Stacks erforderlich. Dies erzeugt ein weiteres Potential für die Reduktion der leistungsbezogenen Kosten.

Wirkungsgrad steigernde Maßnahmen können jedoch auch die Kosten für den Stack steigern, weshalb dies nur für gezielte Maßnahmen geprüft werden kann.

Der Systemwirkungsgrad wird in dieser Konfiguration stärker von einer Reduktion des Selbstentladungsstroms beeinflusst, als durch den Zellwiderstand. Dies hängt damit zusammen, dass der Coulomb-Wirkungsgrad, wie auch in den vorherigen Beispielen bedingt durch einen hohen Teillastanteil den Energiewirkungsgrad stark beeinflusst. Durch eine Reduktion des Selbstentladungsstroms kann der Systemwirkungsgrad von 55 % auf 66 % angehoben werden.

Beide Maßnahmen, eine Reduktion des Selbstentladungsstroms und eine Reduktion der leistungsbezogenen Kosten, können beispielsweise durch den Einsatz innovativer Membranen realisiert werden. Insbesondere beim Einsatz von Nafion-Membranen werden die Stack-Kosten dominiert von den Membran-Kosten [62, 69]. Durch den Einsatz einer kostengünstigeren Membran besteht daher ein hohes Potential die leistungsbezogenen Kosten zu senken und damit die wirtschaftliche Rentabilität der RFB in Anwendungen mit niedrigem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis zu steigern. Ferner gibt es derzeit viele Bestrebungen, Membranen mit gesteigerter Selektivität und niedrigerem ionischen Widerstand zu entwickeln, welche die Performance entsprechend erhöhen können [70].

1.5.4 Vergleich der Anwendungen stationärer Speicher

Nach der Darstellung der einzelnen Anwendungen stationärer Speicher folgt nun ein Vergleich der Anwendungen hinsichtlich der Belastung des Speichersystems. Dazu werden die in der Veröffentlichung zu Standardbelastungsprofilen stationärer Speicher veröffentlichten Referenzprofile verglichen [2]. In Abbildung II.22 sind die Charakteristika der Referenzprofile als Spinnendiagramme dargestellt. Für einen einfachen Vergleich ist die Skalierung aller Diagramme gleich gewählt. Die Heimspeicher-Anwendung ist für die beiden Strategien Greedy und Feed-in-Damping dargestellt (oben). Das Spinnendiagramm der Peak-Shaving-Anwendung zeigt die Ergebnisse der drei Cluster. Dasjenige, der PRL-Anwendung zeigt einmal das Ergebnisse mit einem Leistungselektronik-Modul und einmal mit einer modularen Leistungselektronik. Hierbei beziehen sich beide Profile auf die LFP-Technologie, da der Unterschied zu den Ergebnissen der NMC-Technologie marginal war.

Im direkten Vergleich der Anwendungen, führt die PRL-Anwendung zu einer hohen Anzahl an Zyklen (>240) bei gleichzeitig kleiner Zyklientiefe ($<0,2\%$). Zudem ist die mittlere Ruhephasenlänge relativ kurz (< 10 s) und die Anzahl an Vorzeichenwechseln groß (600 pro Tag). Das liegt daran, dass die Netzfrequenz um den Nennwert von 50 Hz fluktuiert und das Speichersystem schnell auf diese Veränderungen reagiert.

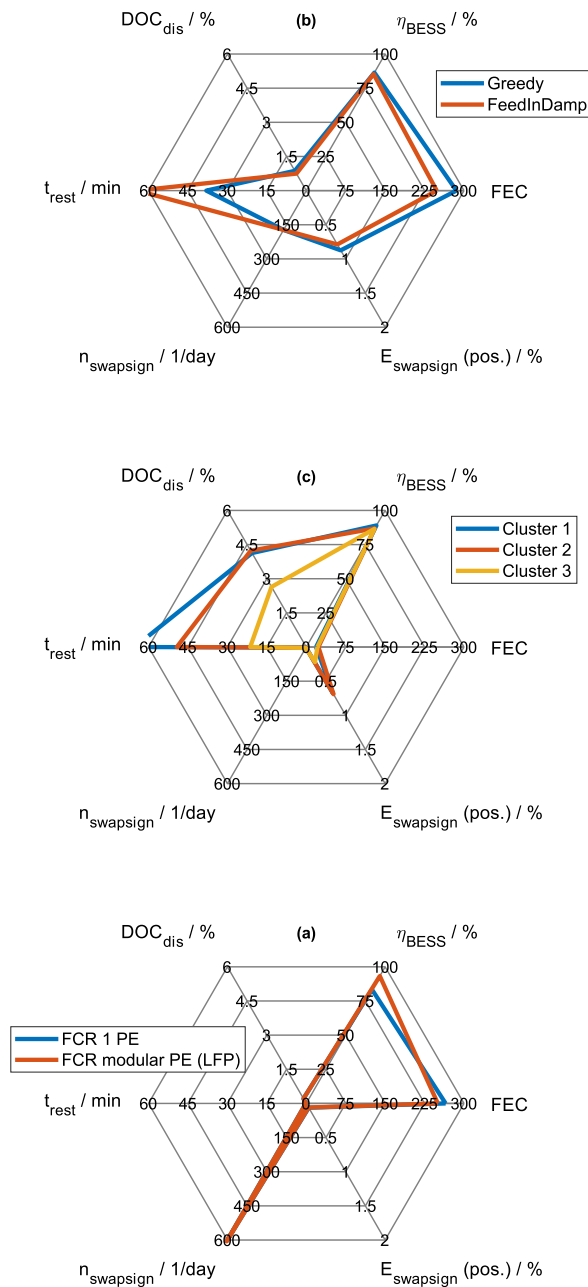


Abbildung II.22: Spinnendiagramme der Charakteristika der Referenzprofile in den unterschiedlichen Anwendungen. Oben: Heimspeicher-Anwendung. Mitte: Peak-Shaving-Anwendung. Unten: PRL-Anwendung (engl. FCR).

Aufgrund der geringen Leistungselektronik-Effizienz im Teillastbereich, führt die Nutzung eines einzigen Leistungselektronik-Moduls zu einer Effizienz von nur 83 %, während die modulare Leistungselektronik 93 % erreicht.

Die Heimspeicher-Anwendung führt zu einer ähnlichen Anzahl an Vollzyklen wie die PRL-Anwendung. Die Effizienz ist im Vergleich zur modularen Leistungselektronik-Variante der PRL-Anwendung etwas geringer (ca. 85 %). Dagegen ist die Zyklentiefe mit etwa 0,75 % im Mittel höher. Die Heimspeicher-Anwendung führt zu mittleren Ruhephasen-Längen von 38 bis 65 Minuten. In Winternächten ruht der Speicher beispielsweise über mehrere Stunden, was die mittlere Ruhephasenlänge vergrößert. Die Anzahl der Vorzeichenwechsel pro Tag ist mit etwa 170 wesentlich kleiner als in der PRL-Anwendung. Nichtsdestotrotz erscheint diese Anzahl an Vorzeichenwechseln für einen Heimspeicher als hoch. Die vielen Wechsel entstehen daraus, dass beispielsweise während des Ladens eine kurze Spitze der Haushaltslast zu einem Entladen führt. Ebenso kann eine kurze Verschattung zu einem Einbruch der PV-Erzeugung führen, wodurch sich das Vorzeichen ändern kann.

Die Peak-Shaving-Anwendung führt zu einer wesentlich geringeren Anzahl an Vollzyklen (< 30) und Vorzeichenwechseln (< 4 pro Tag) im Vergleich zu den anderen beiden Anwendungen. Dagegen ist die mittlere Zyklentiefe mit 2 % bis 5 % vergleichsweise hoch. Die mittlere Ruhephasenlänge entspricht in etwa der der Heimspeicher-Anwendung. Folglich befindet sich der Speicher häufig in Ruhephase, wechselt nicht oft zwischen Laden und Entladen und wird, sobald er entladen wird, relativ tief entladen. Die Effizienz des Speichers in dieser Anwendung liegt zwischen 86 % und 89 %. Die kleine Anzahl an Vollzyklen in Kombination mit langen Ruhephasen weist auf ein großes Potential für Anwendungskombinationen (sogenanntes Multi-Use) hin.

Insgesamt unterscheiden sich die Anforderungen, die die jeweiligen Anwendungen an die Speichersysteme stellen. Eine Auslegung von Speichersystemen bzw. die Entwicklung von EMS sollte dementsprechend mit Blick auf die gewünschte Anwendung erfolgen.

1.6 Anwendungsmöglichkeiten mobiler Speicher

Neben dem Fokus auf Anwendungen stationärer Speicher, wurde im Projekt auch das Thema Elektromobilität behandelt. Während das Kapitel 2 des Berichtes die Modellierung batterieelektrischer Fahrzeuge in Stromnetzsimulationen behandelt, wird nun zunächst das Potential der Erbringung von klassischen stationären Anwendungen mit EVs dargestellt. Dieses Potential wurde projektübergreifend mit dem vom BMBF geförderten und PTJ-betreuten Projekt SimBAS (Förderkennzeichen 03XP0338A) untersucht. Dabei entstanden in Zusammenarbeit mit dem ISEA der RWTH Aachen zwei Publikationen auf die im Folgenden eingegangen wird [71, 12].

Für open_BEAs waren in diesen Arbeiten vor allem folgende Fragen interessant und relevant: Wie ist das Potential der Erbringung klassischer stationärer Anwendungen mit bidirektional operierenden EVs? Wie wirkt sich die Erbringung von Vehicle-to-grid (V2G) auf die Alterung der Fahrzeugbatterien aus? Könnten die Einnahmen durch die Erbringung von V2G die Kosten der zusätzlichen Batteriealterung decken? Das Projekt SimBAS, in dem die TUM gemeinsam mit zwei RWTH Instituten und zwei Fraunhofer Instituten kooperiert, startete im Januar 2021. In diesem Projekt wird die Passfähigkeit von verschiedenen Batteriezelltypen für unterschiedliche mobile und stationäre Anwendungen untersucht. Da dabei auch Kombinationen von Anwendungen untersucht werden, ist für dieses Projekt die Nutzung von EVs zur Erbringung von klassischen stationären Anwendungen ebenfalls relevant. In SimBAS soll außerdem das SimSES-Tool erweitert werden, sodass auch mobile Anwendungen simuliert werden können. So soll der Betrieb von stationären und mobilen Speichern in unterschiedlichen Anwendungen explizit abgebildet werden können.

Die Idee von V2G ist grundsätzlich, EVs bidirektional zu betreiben und somit Leistung zurück ins Netz zu speisen. Ende 2020 waren weltweit bereits 10 Millionen EVs unterwegs [72]. Für Deutschland war bereits 2019 der Plan, bis 2030 sieben bis zehn Millionen EVs auf deutschen Straßen zu haben [73]. Diese Anzahl an mobilen, jedoch zeitweise stationären Speichern, bietet ein großes Potential: Sieben Millionen EVs mit einer angenommenen mittleren Kapazität von 50 kWh haben eine Gesamtkapazität von 350 GWh. Wenn jedes dieser Fahrzeuge mit einer Leistung von 11 kW an das Stromnetz angeschlossen wird, ergibt dies eine maximale Leistung von 77 GW. Dies entspricht in etwa dem maximalen deutschen Leistungsbedarf von 2019 [74]. Folglich könnte sich, wenn alle EVs zeitgleich zur Zeit des maximalen Strombedarfs laden wollten, die Spitzenlast verdoppeln. Andererseits könnten die Fahrzeuge zumindest für eine kurze Zeit den gesamten Strombedarf von Deutschland decken. Da in Deutschland Fahrzeuge zu 97 % der Zeit geparkt sind, ist die Nutzung dieser für das Stromnetz während Parkzeiten ein vielversprechender Ansatz [75].

In den zwei publizierten Arbeiten wurden anhand von Fahrdaten Energie- und Leistungspotentialprofile einzelner gewerblicher Fahrzeuge erstellt [71, 12]. In der ersten Publikation wurde untersucht, welche Einnahmen Pools von EVs mittels V2G am PRL-Markt generieren können [71]. Die Preise am PRL-Markt sind in den letzten Jahren von etwa 3.000 € bis 4.000 € pro MW zwischen 2008 und 2015 auf nur noch 1.000 € bis 2.000 € pro MW zwischen 2019 und 2020 schrittweise gefallen. Gleichzeitig wurden die Vermarktungszeiträume aber flexibler: von monatlicher Erbringung auf wochenweise auf tageweise und mittlerweile auf 4-Stunden-Zeitscheiben. Insgesamt hätten Pools von Elektrofahrzeugen trotz gefallener Preise aufgrund der höheren Flexibilisierung in 2020 mehr Einnahmen generieren können als in 2018 oder 2019. Der Markt für Primärregelleistung ist demnach weiterhin attraktiv für Pools von

V2G-fähigen EVs, auch wenn der Markt begrenzt ist und bei Teilnahme vieler Fahrzeuge eine Sättigung eintreten könnte.

In der zweiten Arbeit wurde ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, um anhand der Potentialprofile Pools von Elektrofahrzeugen für verschiedene Märkte optimiert zusammenzustellen [12]. Darin wurden die Anwendungen Regelleistung (PRL-Markt) und Arbitrage (IDM und Day-Ahead Handel) analysiert. Es zeigte sich, dass durch die optimierte Zusammenstellung der Fahrzeugpools die Einnahmen am PRL-Markt von 220 € pro Fahrzeug und Jahr um 72 % auf 378 € steigen können (siehe Abbildung II.23). Die Einnahmen am Intraday- und Day-Ahead Markt steigen prozentual noch stärker, jedoch absolut gesehen auf niedrigerem Niveau. Die Erbringung von PRL für Pools von EVs erscheint ökonomisch folglich attraktiver als der Arbitrage-Handel.

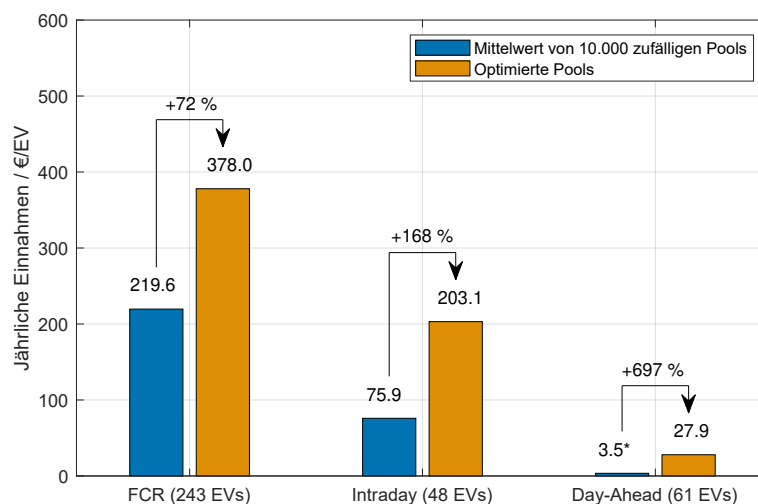


Abbildung II.23: Vergleich der Einnahmen der Elektrofahrzeugpools in den drei Märkten (PRL, engl. FCR) zwischen den 10.000 zufälligen Pools und den optimierten Pools (*Mittelwert von den zufälligen Day-Ahead Pools, die überhaupt Einnahmen generieren konnten. 94 % der 10.000 zufälligen Pools konnten gar keine Einnahmen generieren.)

Nachdem sich die vorherigen Analysen ausschließlich auf die erzielbaren Einnahmen bezogen, wurde anschließend die Alterung der Fahrzeugbatterien analysiert. Zur Abbildung von Fahrten wurden gemessene Daten der RWTH Aachen genutzt [76]. Dieses Fahrzeug ist teil einer Pflegedienst-Flotte und fährt in zwei Schichten am Tag (6 Uhr bis 14 Uhr und 15 Uhr bis 22:30 Uhr). Bei dem Fahrzeug handelt es sich um einen Smart fortwo electric drive mit einer Batteriekapazität von 18 kWh. Für die Analyse wurde angenommen, dass dieses EV teil der jeweiligen Pools ist. Dazu wurden fünf Leistungs- bzw. SOC-Profile erstellt, die unterschiedliche Szenarien abdecken (siehe Abbildung II.24):

- Unkontrolliertes Laden (UC)

- Primärnutzenorientiertes Laden (PUC)
- Dual use-orientiertes Laden mit PRL-Erbringung (DUC-FCR)
- Dual use-orientiertes Laden mit Intraday Arbitrage Handel (DUC-ID)
- Dual use-orientiertes Laden mit Day-Ahead Arbitrage Handel (DUC-DA)

Beim unkontrolliertem Laden wird das Fahrzeug sofort nach Anschließen ans Stromnetz komplett aufgeladen. Dagegen wird das Fahrzeug beim primärnutzenorientierten Laden in den Hauptarbeitszeiten nur bis zu einem Ladezustand von 60 % und außerhalb dieser Zeiten auf 30 % aufgeladen. Dadurch hat das Fahrzeug stets genug Energie für spontane Fahrten, wird jedoch nicht unnötig vollgeladen. Diese Art von Strategie ist aus Batterieperspektive intelligent, da hohe Ladezustände vermieden werden, die zu einer beschleunigten Alterung führen [77, 78].

In den drei Dual use Strategien erbringt das Fahrzeug während Standzeiten am Firmenstandort PRL bzw. nimmt am Arbitrage-Handel teil. Dazu wurde ein Standard-Ladezustand von 68 % gewählt. Dieser Ladezustand erlaubt die Erbringung von V2G ohne das Mobilitätverhalten einzuschränken. Für die Simulation der PRL-Erbringung des einzelnen Fahrzeugs wurde das in Abschnitt 1.5 erläuterte und publizierte Standardprofil verwendet [2]. Der Arbitrage-Handel wurde anhand der für die optimierten Pools simulierten Handelsvolumina ermittelt.

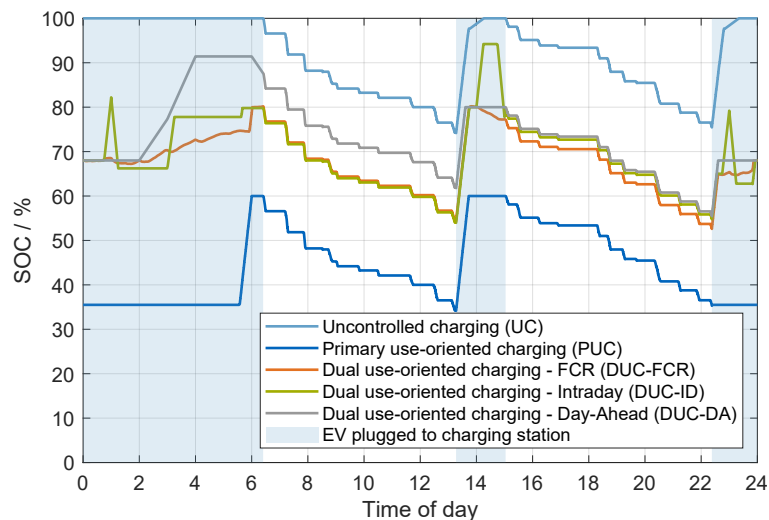


Abbildung II.24: Tägliche Ladezustandsprofile der fünf betrachteten Szenarien.

Da das Fahrzeug Teil einer Pflegedienstflotte war, wurden die erstellten täglichen Ladezustands-Profile für die Simulation eines Jahres 365 Mal aneinandergehängt und dann über mehrere Jahre iteriert. Um die Ladezustandsverläufe zu simulieren und das Alterungsverhalten zu charakterisieren, wurden die Profile mit SimSES

nachgefahren. Dabei wurde eine Auflösung von einer Minute gewählt. Die Kapazität wurde realitätsgetreu auf 18 kWh gesetzt und eine Lithium-Ionen Batterie auf NMC-Basis ausgewählt. Diese NMC-Batterie inklusive Alterungsmodell basiert auf einer Publikation von Schmalstieg et al. [77]. Als Umgebungstemperatur wurde in den Simulationen konstant 15 °C angenommen und als End of Life (EOL) 80 % Restkapazität gewählt.

Die Ergebnisse der Simulationen sind in Abbildung II.25 dargestellt. Das obere Diagramm (a) zeigt die Lebensdauer bis zum Erreichen des EOL. Das EV, das unkontrolliert geladen wurde, kommt auf eine Lebensdauer von knapp 8 Jahren. Das primärnutzenorientierte Laden führt dagegen zu einer Lebensdauer von fast 13 Jahren und damit zu einer Lebensdauererlängerung von fast 60 %. Die Lebensdauern der Dual Use Strategien liegen abgesehen von der Intraday-Strategie zwischen diesen beiden unidirektionalen Strategien. Die Intraday-Strategie führt im Vergleich zur unidirektionalen Strategie zu einer leichten Verringerung der Lebensdauer.

Die Dual Use Strategien haben gegenüber der unidirektionalen Ladestrategie den Vorteil, dass die kalendarische Alterung aufgrund des geringeren mittleren SOC geringer ist. Bei der Intraday-Strategie ist jedoch die zyklische Alterung im Vergleich zur unidirektionalen Strategie so viel größer, dass die gesamte Lebensdauer etwas verkürzt ist. Die PRL und die Day-Ahead Strategien führen im Vergleich zu Intraday zu weniger Zyklen, sodass hier die zusätzliche zyklische Alterung nicht so stark ins Gewicht fällt. Diese beiden V2G-Strategien führen folglich zu einer geringeren Alterung als das (sehr schädliche) unkontrollierte Laden. Im Vergleich zur batterieschonenden, primärnutzenorientierten Strategie wird die Lebensdauer jedoch um 9 % (DUC-FCR) bzw. 19 % (DUC-DA) verringert.

Die sich aus den Ergebnissen zur Lebensdauer ergebende Frage ist nun, ob sich die V2G-Erbringung aufgrund der Einnahmen an den Strommärkten nicht dennoch rentieren könnte. Um dahingehend eine Einschätzung zu treffen, wurde eine Übersichtsrechnung gemacht: Ein durchschnittliches LIB-Pack kostete nach einer Studie in 2020 etwa 137 \$/kWh. Dies entspricht ca. 114 €/kWh, was bei einer 18 kWh Batterie zu Kosten von 2.052 € führt. Würden diese Kosten gleichmäßig auf die Anzahl an Lebensdauerjahren aufgeteilt, ergäben sich jährliche Batteriekosten zwischen 160 € (PUC) und 276 € (UC) für das Beispieljahr 2020. Diese Kosten sind in Abbildung II.25 b) als negative monetäre Werte geplottet. Als positive Werte (durchkreuzt) sind die mittleren Einnahmen der EVs in den optimierten Fahrzeugpools für die jeweilige Anwendung dargestellt.

In den unidirektionalen Strategien ohne V2G konnten entsprechend keine Einnahmen generiert werden. Als jeweils dritter Balken ist in der Abbildung die Differenz aus Einnahmen und Batteriekosten abgebildet. Der Vergleich der potentiellen Einnahmen,

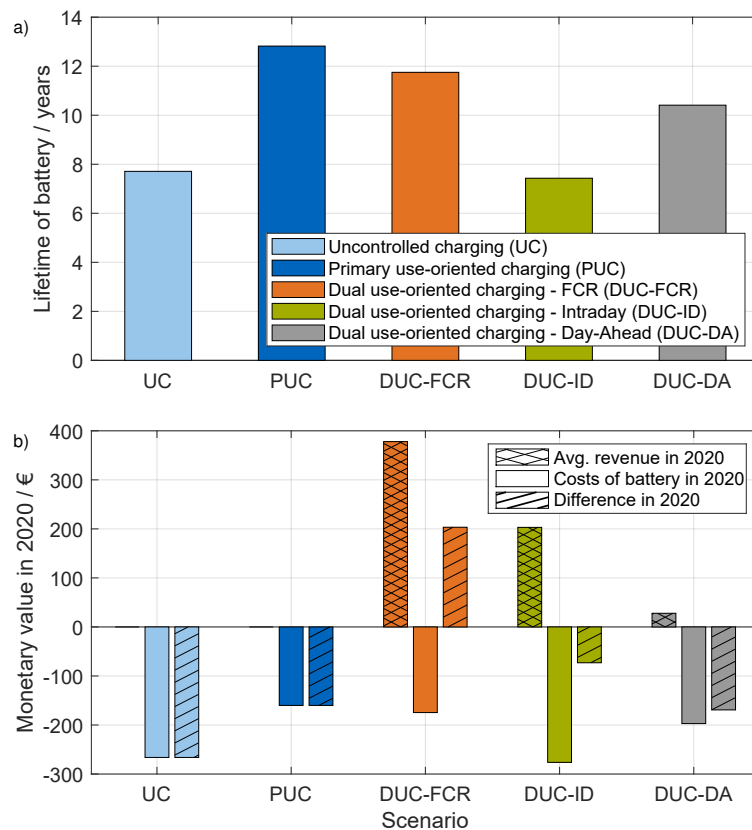


Abbildung II.25: Vergleich der Lebensdauern (a) sowie der Kosten und mittleren Einnahmen (b) der fünf Szenarien.

Batteriekosten und deren Differenz zeigt, dass alle Szenarien besser sind als das unkontrollierte Laden. Im Day-Ahead-Szenario ist die Differenz zwischen Einnahmen und Kosten leicht geringer als die „Differenz“ im Szenario des primärnutzenorientierten Ladens. Ein smartes Laden nach PUC erscheint daher attraktiver als das Arbitrage-Handeln am Day-Ahead Markt. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass für den Fall der PRL (DUC-FCR), die Einnahmen die Batteriekosten übersteigen. Für das Intraday-Szenario ergibt sich eine negative Differenz, die jedoch kleiner ist als im reinen primärnutzenorientierten Laden. In diesen Berechnungen sind zusätzliche Kosten für bidirektionale Ladesäule, Messstellenbetrieb und mögliche Aggregatorkosten vernachlässigt worden. Für das PRL-Szenario (DUC-FCR) ergibt sich demnach, dass diese Kosten 203 € nicht übersteigen dürfen, um Profit zu generieren. Außerdem dürften diese Kosten 363 € nicht übersteigen, um gegenüber smartem Laden nach PUC ökonomisch lohnenswerter zu sein.

Bei diesen Analysen sollte beachtet werden, dass unterschiedliche Annahmen getroffen wurden. Zum einen, wurden die potentiellen Einnahmen an den Strommärkten gleichmäßig auf die EVs aufgeteilt, obwohl das betrachtete Fahrzeug des Pflegedienstes 59% der Zeit unterwegs war. Aggregatoren könnten die Einnahmen auch

je nach Erbringungszeit verteilen, sodass das Beispielfahrzeug weniger Einnahmen generieren würde. Außerdem wurden Batteriekosten verwendet, die vermutlich nicht Endkundenpreisen entsprechen. Zudem könnten die potentiellen Einnahmen am PRL-Markt durch Kannibalisierungseffekte sinken. Andererseits wird mit weiter fallenden Batteriekosten gerechnet, wodurch die V2G-Anwendungen ökonomisch attraktiver werden. Darüber hinaus ist das verwendete Alterungsmodell von 2014, sodass heutige Batteriezellen vermutlich längere Lebensdauern erreichen würden. Zuletzt wurde in diesen Analysen ein EV verwendet, das durch seinen Primärnutzen (Mobilität) schon viel zyklisiert wird. Eine Analyse mit privaten Fahrzeugen, die 97 % der Zeit geparkt sind, könnte zu anderen Ergebnissen kommen.

Nachdem in diesem Kapitel die Anwendungsmöglichkeiten mobiler Speicher und deren potentiellen Erlöse dargestellt wurden, wird im folgenden Kapitel das Simulationstool *SimBEV* vorgestellt, das die Integration von Elektrofahrzeugen ins Stromnetz abbildet.

2 Modellierung batterieelektrischer Fahrzeuge

Im Folgenden wird zunächst die Erstellung zeitlich aufgelöster Nachfragezeitreihen des Mobilitätssektors mit dem Tool *SimBEV* und anschließend die Bestimmung potenzieller Standorte für Ladeinfrastruktur zur örtlichen Auflösung des Ladebedarfs mit dem Tool *TracBEV* vorgestellt.

2.1 Aufbau Simulationstool für zeitlich aufgelöste Nachfragezeitreihen des Mobilitätssektors

Mit *SimBEV* wurde ein Tool zur Simulation des Fahr- und Ladeverhaltens von batterieelektrischen Fahrzeugen entwickelt. Damit wird der zukünftige Ladebedarf zeitlich aufgelöst prognostiziert. *SimBEV* steht auf *GitHub* [79] frei zur Verfügung und ist auf *ReadTheDocs* [80] dokumentiert.

Eine schematische Darstellung des *SimBEV* Modellaufbaus ist in Abbildung II.26 gegeben.

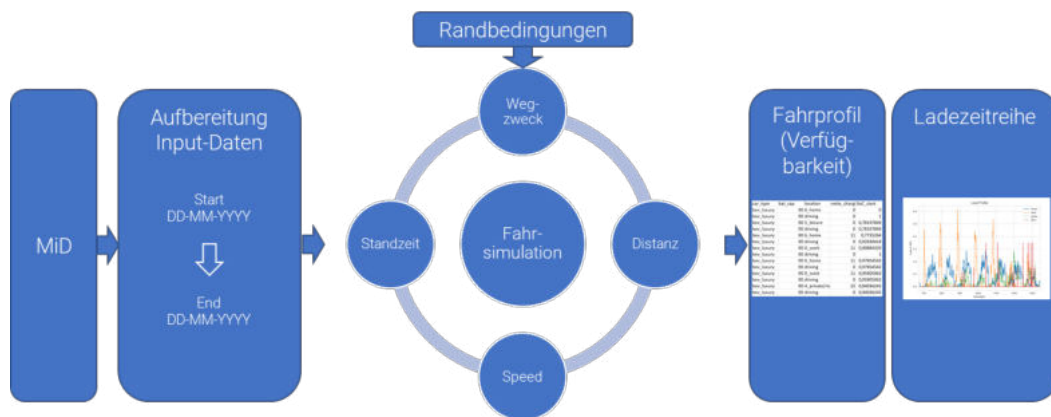


Abbildung II.26: Schematische Darstellung des Ablaufmodells von *SimBEV*

Der Fokus des *SimBEV* Tools liegt auf Fahrzeugen, die eine externe Lademöglichkeit besitzen (BEV und PHEV). Die Fahrprofile von Einzelfahrzeugen werden dabei auf Grundlage von Angaben zum Mobilitätsverhalten aus der MiD-Befragung [81] erstellt und enthalten Informationen zur Verfügbarkeit (Fahren/Parken/Laden) und den Ladevorgängen der Fahrzeuge. Die zeitliche Auflösung der Fahrprofile beträgt 15 Minuten. Der Simulationszeitraum kann beliebig gewählt werden. Räumlich werden verschiedene Regionaltypen unterschieden. Zudem werden jahreszeitliche Unterschiede im Mobilitätsverhalten berücksichtigt.

Fixe Eingangsdaten in die Simulation sind statistische Auswertungen des MiD-Datensatzes zu Wegzweck, zurückgelegter Distanz, etc., während alle weiteren Randbedingungen, wie technische Parameter der Fahrzeuge und Verfügbarkeiten von Lademöglichkeiten, für jedes Szenario frei wählbar sind. Default-Werte aller Randbedingungen sind für eine einzelne Region (im Code *single_region*) und eine Multi-Region (im Code *multi_region*) Simulation hinterlegt.

Im Folgenden wird zunächst die statistische Auswertung des MiD-Datensatzes als Datengrundlage von *SimBEV* vorgestellt, anschließend auf die Methodik zur Erstellung der Fahrprofile eingegangen und abschließend Ergebnisse einer Beispielanwendung des Tools präsentiert.

2.1.1 Datengrundlage

Grundlage für die Erstellung der Fahrprofile in *SimBEV* ist die statistische Erfassung des regionspezifischen Mobilitätsverhaltens aus dem Datensatz Mobilität in Deutschland 2017 [81]. Der Datensatz umfasst die Angaben von 156 000 Haushalten in ganz Deutschland mit Informationen zu rund eine Million Wege. Zur Verwendung kommt hier das B.1-Datensatzpaket. Darin liegt die räumliche Auflösung auf Bundesland-Ebene bzw. mit der Kategorisierung nach regionalstatistischen Raumtypen vor. Für die statistische Auswertung wird der Regionaltyp RegioStaR 7 verwendet. Folgende sieben Regionaltypen werden unterschieden (Angabe in Klammern entspricht der Bezeichnung in *SimBEV*):

- Stadtregion - Metropole (*SR_Metro*)
- Stadtregion - Regiopole, Großstadt (*SR_Gross*)
- Stadtregion - Mittelstadt, städtischer Raum (*SR_Mitte*)
- Stadtregion - Kleinstädtischer, dörflicher Raum (*SR_Klein*)
- Ländliche Region - Zentrale Stadt (*LR_Zentr*)
- Ländliche Region - Mittelstadt, städtischer Raum (*LR_Mitte*)
- Ländliche Region - Kleinstädtischer, dörflicher Raum (*LR_Klein*)

Für jede Region wird der vorliegende Wege-Datensatz statistisch ausgewertet, um die Wahrscheinlichkeiten zum Start eines Weges, den Wegzweck, die Geschwindigkeit, die Distanz und die Standzeit am Zielort zu ermitteln. Die zeitliche Auflösung des B.1-Datensatzpakets ist Minuten. Eine minütliche Auflösung liefert eine nicht zufriedenstellende Datengrundlage für die weitere Simulation, da die Tätigkeiten oft in 15 Minuten Schrittweite angegeben wurden (z.B. Start einer Fahrt um 8:15 Uhr statt 8:13 Uhr). Die statistische Auswertung erfolgt somit auch in einer Auflösung von 15 Minuten.

Für die Verwendung in *SimBEV* werden ausschließlich Wege-Daten herangezogen, bei denen als Hauptverkehrsmittel der MIV (Motorisierter Individualverkehr, Fahrer oder Mitfahrer) angegeben wurde. Wege mit Geschwindigkeiten über 200 km/h werden nicht berücksichtigt.

Wegzweck

Im Datensatz gibt es unterschiedliche Zuordnungen der zurückgelegten Wege zu Wegzwecken. Die Auswertung erfolgt über die Position 49 (*zweck*). Für *SimBEV* werden folgende Wegzwecke unterschieden (Angabe in Klammern entspricht der Bezeichnung in *SimBEV*):

- *Arbeit* - Erreichen des Arbeitsplatzes (*0_work*)
- *Dienstlich* - Dienstlich/geschäftlich (*1_business*)
- *Ausbildung* - Erreichen der Ausbildungsstätte/Schule (*2_school*)
- *Einkauf* - Einkauf (*3_shopping*)
- *Erledigung* - Private Erledigung, Bringen/Holen/Begleiten von Personen (*4_private/ridesharing*)
- *Freizeit* - Freizeitaktivität (*5_leisure*)
- *Nach Hause* - Nach Hause (*6_home*)

Startwahrscheinlichkeit

Die Ermittlung der Startwahrscheinlichkeiten erfolgt auf Grundlage der angegebenen Daten zur Startzeit der einzelnen Wege im Format 00:00 bis 23:59. Daraus wird zunächst für jede Minute des Tages die Anzahl an Fahrten zu den einzelnen Wegzwecken bestimmt. Die Werte werden anschließend auf die gewünschten 15 Minuten Zeitschritte angepasst. Es ergibt sich für jede Jahreszeit und für jeden Regionaltypen eine Zeitreihe mit der Wahrscheinlichkeit für eine Fahrt zu den unterschiedlichen Wegzwecken. Beispielhaft ist dies für die Wegzwecke *Nach Hause* und *Arbeit* für eine Metropolregion im Sommer in Abbildung II.27 dargestellt.

Geschwindigkeit

Die angegebenen Werte im Datensatz zur Geschwindigkeit (Position 61 *tempo*) werden pro Regionstyp und Wegzweck ausgewertet. Daraus wird die Häufigkeitsverteilung bestimmt, die als Eingangsdatensatz für die Fahrsimulation verwendet wird (siehe Abbildung II.28).

Distanz

Die angegebenen Werte im Datensatz zur Distanz (Position 59 *wegkm_imp*) werden pro Regionstyp und Wegzweck ausgewertet. Daraus wird die Häufigkeitsverteilung

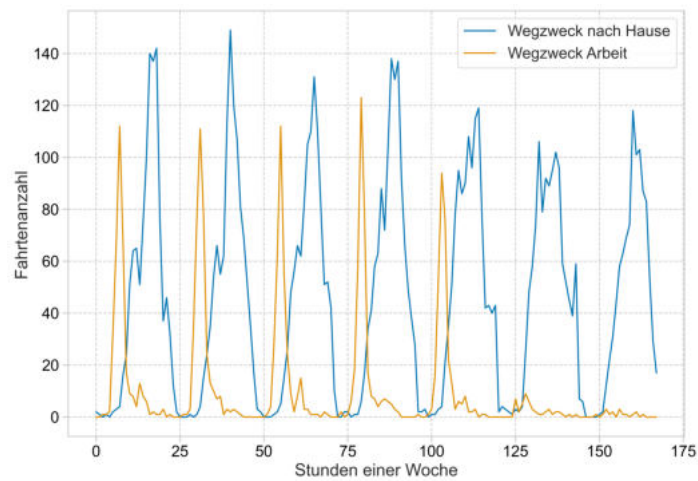


Abbildung II.27: Anzahl der Fahrten zum Wegzweck *Nach Hause* und *Arbeit* in einer Metropolregion im Sommer

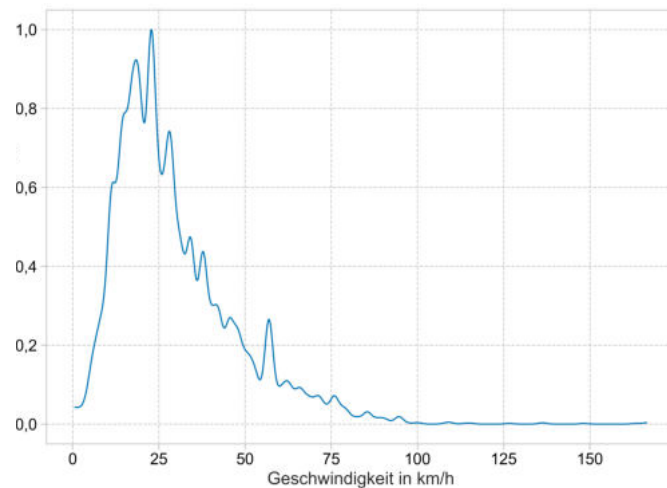


Abbildung II.28: Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeiten für den Wegzweck *Arbeit* in einer Metropolregion

bestimmt, die als Eingangsdatensatz für die Fahrsimulation verwendet wird (siehe Abbildung II.29).

Standzeit

Die Standzeit wird aus der Ankunfts- und Abfahrtszeit vom jeweiligen Standort berechnet. Wie auch bei der Geschwindigkeit und Distanz wird für jeden Regionstypen und für jeden Wegzweck eine Verteilung der Standzeiten ermittelt. Abbildung II.30 zeigt beispielhaft die Auswertung für den Wegzweck *Arbeit* in einer Metropolregion.

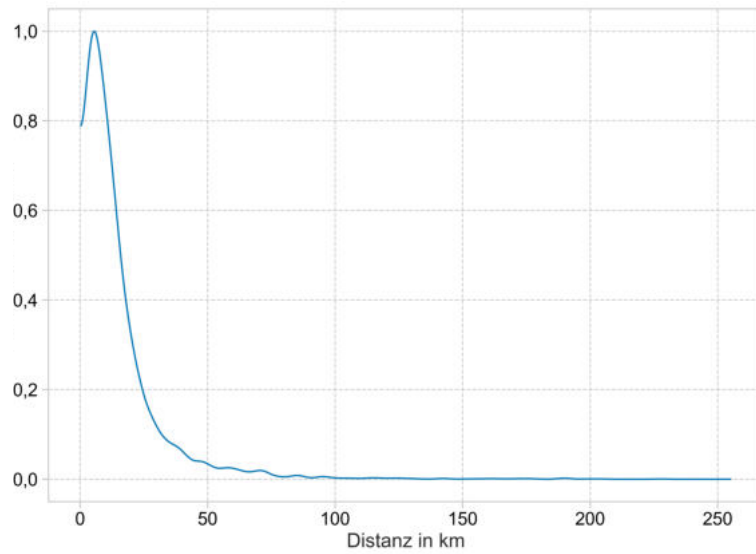


Abbildung II.29: Häufigkeitsverteilung der zurückgelegten Distanzen für den Wegzweck *Arbeit* in einer Metropolregion

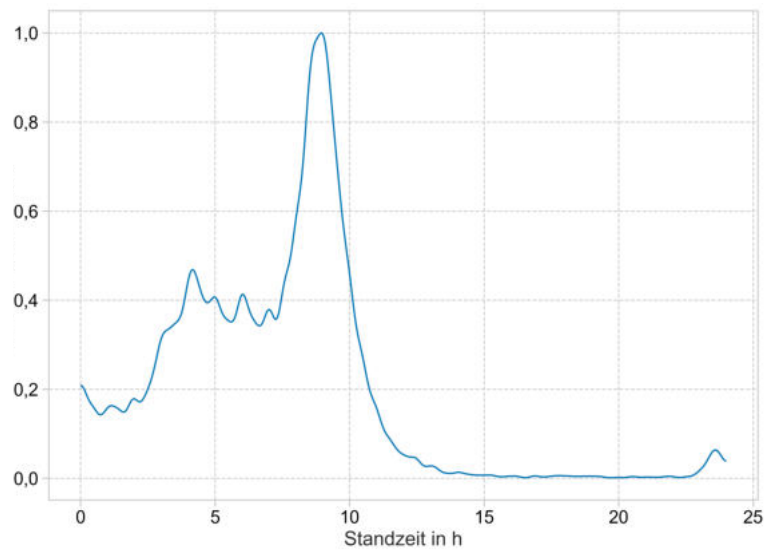


Abbildung II.30: Häufigkeitsverteilung der Standzeiten für den Wegzweck *Arbeit* in einer Metropolregion

2.1.2 Erstellung der Fahrprofile

Die Simulation des Fahrzeugverhaltens beinhaltet die gewichtete Zufallsziehung von Wegzweck, Distanz, Geschwindigkeit und Standzeit am Zielort, deren Häufigkeitsverteilungen auf Grundlage des Mobilitätsverhaltens aus den MiD-Daten ermittelt wurden. Feste Randbedingungen für die Zufallsziehung sind:

- Fahrten zum Wegzweck *Dienstlich* sind nur mit dem vorausgehenden Wegzweck *Arbeit* möglich.
- Zwei gleiche Wegzwecke hintereinander sind nicht erlaubt.
- Mindestdistanz für Fahrten sind 2 km.
- Mindestgeschwindigkeit für Fahrten sind 5 km/h.
- Standzeiten müssen größer als 5 min sein.
- Schnellladung erfolgt in einem 15 min Zeitschritt.

Neben diesen festen Daten muss der Nutzende weitere Daten in Form eines Szenarios angeben. Folgende Parameter sind notwendig:

- Zeitraum der Simulation mit Start- und Endzeit
- Fahrzeugtypen mit technischen Parametern - Batteriekapazität, Verbrauch und maximal möglicher Ladeleistung
- Fahrzeuganzahl - je Fahrzeugtyp wird die Anzahl an zu simulierenden Fahrzeugen definiert
- Regionaltyp - Angabe des Regionaltyps nach 2.1.1
- Wahrscheinlichkeiten zur Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten am Zielort für AC- und DC-Ladeinfrastruktur

Aus den technischen Daten des Fahrzeugs und Angaben zu Lademöglichkeiten wird zusammen mit dem Fahrprofil eine energetische Zeitreihe je Fahrzeug abgeleitet. Darin werden Standzeiten zu reinem Parkzweck und Ladezeiten unterschieden. Insgesamt ergibt sich für jedes Fahrzeug ein Profil der Verfügbarkeit für den ausgewählten Zeitraum und eine zeitlich aufgelöste Energiezeitreihe mit Verbrauchs- und Ladewerten. Die Energiezeitreihe stellt dabei nur das ungesteuerte Laden dar. Dabei wird das Fahrzeug direkt nach Ankunft an die Ladesäule angeschlossen und sofort mit der maximal möglichen Ladeleistung geladen, bis die interne Fahrzeugbatterie wieder den maximalen Speicherstand erreicht hat. Für die Analyse weiterer Ladestrategien ist im Profil der Verfügbarkeit abzulesen, welche insgesamt Standzeit dem Fahrzeug an der Ladesäule zur Verfügung steht und wie viel Energie nachgeladen werden muss. Diese Informationen werden an *eDisGo* übergeben, um die für die netzdienlichen Ladestrategien zur Verfügung stehende Flexibilität zu bestimmen (vgl. Kapitel 3.4).

Die Details zu den einzelnen Schritten im Ablauf werden nachfolgend erläutert.

- Datenaufbereitung - Die aus den MiD-Daten erhaltene Wahrscheinlichkeitsverteilung zu Startwahrscheinlichkeiten je Wegzweck liegt zeitschrittaufgelöst für jede Jahreszeit und jeden Regionaltypen vor. Für die Fahrzeugsimulation werden die Wahrscheinlichkeitsdaten weiter aufbereitet, um den gewählten Simulationszeitraum abzubilden. Dazu werden die entsprechenden Wahrscheinlichkeiten je Wochentag sowie in Abhängigkeit der jeweiligen Jahreszeit zu einem Gesamtprofil zusammengefügt. Daraus ergibt sich die Start-Wahrscheinlichkeit für jeden Wegzweck im betrachteten Zeitraum in 15 Minuten Zeitschritten.
- Randbedingungen - Die notwendigen Randbedingungen für die Simulation werden in Form einer config-Datei eingelesen. Darin werden technische Daten je Fahrzeugtyp (Batteriekapazität, Verbrauch, fahrzeugseitige Ladeleistung), Ladeleistung und Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur, Fahrzeuganzahl je Typ und der betrachtete Regionstyp (RegioStaR 7) definiert. Vordefinierte Parameter sind als default-Werte für Einzel- und Multi-Regions-Simulationen verfügbar. Neue Szenarien können von den Nutzenden hinzugefügt werden.
- Simulation - Auf Grundlage der zeitschrittabhängigen Wahrscheinlichkeiten werden Fahr- und Parkzeiten für jedes Fahrzeug ermittelt. Für den ausgewählten Zeitraum wird die Verfügbarkeit des Fahrzeugs zu jedem Zeitschritt definiert: driving, parking oder charging. Das Laden (Status charging) ist ein ungesteuertes Laden mit sofortigem Start des Ladevorgangs bei Ankunft am Ladepunkt und Laden mit maximal möglicher Leistung bis zum Erreichen eines Füllstands der internen Fahrzeugbatterie von 100 %.
- Auswertung und Output - Das Profil der Verfügbarkeit wird in Form einer Tabelle exportiert, in der alle Zustände mit Start- und Endzeit, der Zustand der Batterie (SOC) sowie der Energieverbrauch beim Fahren angegeben ist. Zusätzlich ist die Ausgabe einer Energiezeitreihe möglich, bei der auf Grundlage des ungesteuerten Ladens die Energiemengen zeitlich aufgelöst dargestellt sind. Die Ladevorgänge werden in vier Lade Use Cases unterschieden: Home, Work, Public und HPC. Eine genaue Definition der Lade Use Cases wird im Kapitel 2.2 vorgenommen.

Da die Ladung an Schnellladesäulen (Lade Use Case HPC) nicht als eigener Wegzweck in den Ausgangsdaten existiert, wird eine eigene Methodik verwendet. Das Laden an Schnellladeinfrastruktur, engl. high power charging (HPC)-Standorten wird initiiert, sobald das Fahrzeug die nächste Fahrt nicht mit der aktuell verfügbaren Batteriekapazität bewältigen kann. Es wird angenommen, dass ein Zeitschritt mit 15 Minuten genutzt wird, um an einem HPC-Standort zu laden. Dabei kommt die DC-Ladetechnik mit Ladeleistungen über 100 kW zum Einsatz. Die Schnellladung erfolgt auch bei Langstreckenfahrten. Dazu wird die mögliche Reichweite der aktuellen

Fahrzeugkonfiguration ermittelt und nacheinander Schnellladeevents ausgelöst, bis der Zielort erreicht ist. Mit dieser Methodik ergibt sich der weitere Wegzweck HPC, der anschließend auch als Lade Use Case verwendet wird (siehe Kapitel 2.2).

2.1.3 Beispielanwendung

Die Anwendung des Tools kann für beliebige Zeiträume sowie eine beliebige Anzahl von Fahrzeugen erfolgen. Als Beispiel wird hier die Region Berlin gewählt. Das Bezugsjahr ist 2040 mit einer angenommenen elektrischen Fahrzeuganzahl für ganz Deutschland von 48,2 Millionen. Für Berlin werden dabei 1,2 Millionen elektrische Fahrzeuge angenommen. Die Skalierung erfolgt auf Grundlage der Anzahl der Einwohnenden. Die energetische Nachfragezeitreihe für eine Beispielwoche im Februar ist in Abbildung II.31 dargestellt. Dabei ist dies eine Summierung der Ladeleistungen aller Lade Use Cases. Abbildung II.32 zeigt den Ladebedarf an Ladepunkten des

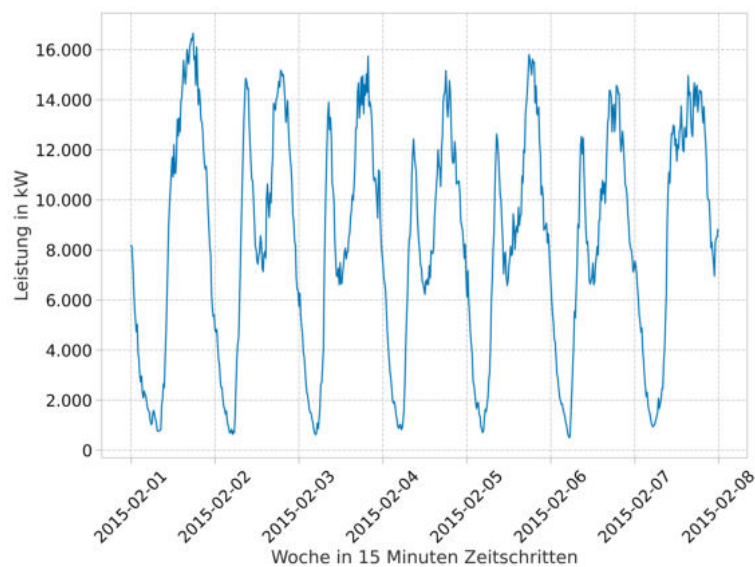


Abbildung II.31: Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche bei ungesteuertem Laden

Lade Use Case Work. Die Werktage sind klar erkennbar durch die Peaks in den Morgenstunden. Dieses Verhalten resultiert aus dem ungesteuerten Laden. Die Fahrzeuge werden direkt nach Ankunft am Arbeitsplatz an die Ladesäule angeschlossen und mit voller Leistung geladen. Dadurch sind die meisten Ladevorgänge bis zum Mittag abgeschlossen und die nachgefragte Energiemenge sinkt stark ab. Das Wochenende ist durch die sehr geringen Ladeleistungen an Work Ladepunkten erkennbar. Die Nachfragezeitreihe im Lade Use Case Home ist in II.33 dargestellt. Dabei ist der stets hohe Bedarf am Abend auffällig, welcher auch hier aufgrund des ungesteuerten

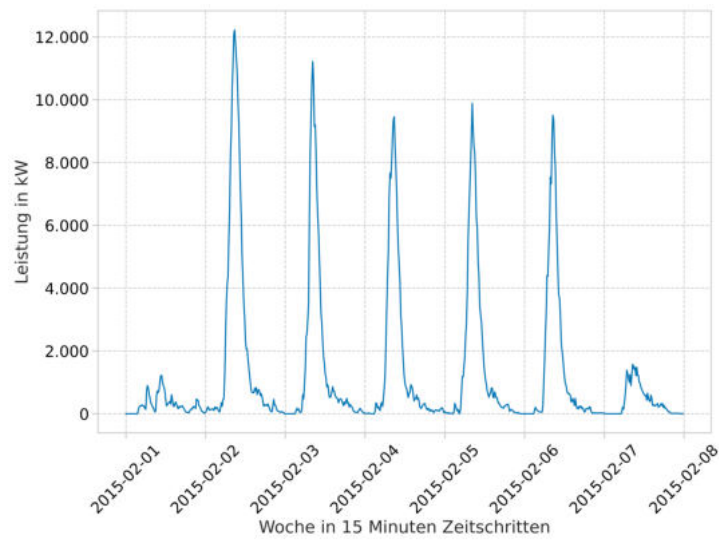


Abbildung II.32: Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche im Lade Use Case Work bei ungesteuertem Laden

Ladens der Fahrzeuge entsteht, die direkt nach Ankunft am Wohnort mit maximaler Leistung geladen werden.

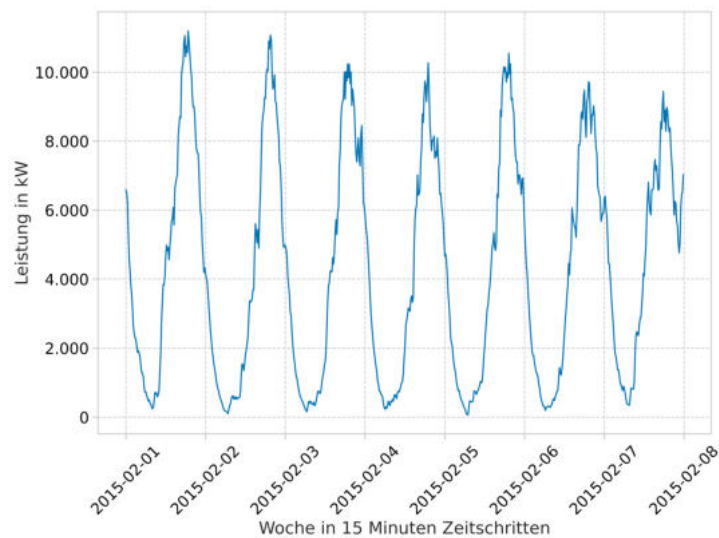


Abbildung II.33: Nachfragezeitreihe der Elektromobilität für eine Beispielwoche im Lade Use Case Home bei ungesteuertem Laden

2.2 Aufbau Verortungstool zur räumlichen Auflösung der Nachfragezeitreihen des Mobilitätssektors

Das Tool *TracBEV* wurde im Projektverlauf entwickelt, um Nachfragezeitreihen der Elektromobilität räumlich zu verorten. *TracBEV* steht auf *GitHub* [82] frei zur Verfügung.

Damit das Open-Source-Tool *TracBEV* von jedem Interessierten genutzt werden kann, war es eine Anforderung, dass die erforderlichen Eingangsdaten frei verfügbar sein. Nachfolgend werden die Quellen dieser offenen Daten vorgestellt. Sämtliche benötigte Informationen, die aus Kartendaten herausgefiltert werden können, werden von OSM [83] bezogen. OSM-Objekte besitzen zusätzlich zu ihren Geokoordinaten eine Reihe von Attributen, die aus je einem Schlüssel und einem zugehörigen Wert bestehen. Über den Schlüssel wird die Art des Objekts gesetzt, der Wert spezifiziert den Typ. Eine Linie mit dem Attribut „highway=motorway“ wird von OSM beispielsweise als Straße interpretiert, spezifisch handelt es sich um eine Autobahn. Über diese Merkmale können OSM-Objekte gefiltert werden. Folgende Schlüssel und Werte wurden verwendet:

- Points of Interest für den Lade Use Case Public: Schlüssel *amenity*, *leisure*, *shop*, *tourism* - Wert *restaurant*, *hotel*, *bakery*, *etc.*
- Flächen für den Lade Use Case Work: Schlüssel *landuse* - Wert *industrial*, *commercial*, *retail*

Neben Daten aus OSM werden weiterhin Daten aus dem Zensus 2011 [84] verwendet. Der Zensus 2011 stellt eine Momentaufnahme der Bevölkerung am 9. Mai 2011 dar. Hierbei wurden auf Basis von vorhandenen Registerdaten und ergänzenden Befragungen Daten zur Bevölkerung und zu Wohngebäuden erhoben. Aus dem Zensus werden sowohl die Bevölkerungsdichte als auch die vorhandenen Gebäude in einem Raster bezogen. Sie dienen als Input für den Lade Use Case Home in *TracBEV*.

Die Datengrundlage wird für die Ermittlung von Standorten für vier Lade Use Cases verwendet. Die in den MiD-Daten enthaltenen Wegzwecke werden dazu jeweils einem Lade Use Case gemäß Tabelle II.6 zugeordnet.

Tabelle II.6: Zuordnung Wegzwecke zu Lade Use Cases

Lade Use Case	Enthaltene Wegzwecke
HPC	Schnellladeevents in <i>SimBEV</i>
Work	<i>0_work</i> , <i>1_business</i>
Home	<i>6_home</i>
Public	alle restlichen Wege

Für jeden Lade Use Case wird eine individuelle Methodik angewendet, um die Verteilung und Gewichtung der Ladestandorte zu erhalten. Die Gewichtung eines Standortes beschreibt dabei die Attraktivität eines Ladestandortes gegenüber anderen Standorten in einer Region. Bei der Verteilung von Ladevorgängen aus *SimBEV* auf einzelne Standorte werden zunächst die höher priorisierten Standorte verwendet. Damit wird gewährleistet, dass Standorte mit einer hohen Attraktivität und resultierend hoher Gewichtung mehr Ladevorgänge verzeichnen.

- **HPC** - Die Grundlage für die Allokation von HPC Ladestationen sind die Standorte bestehender Tankstellen, die in OSM registriert sind. Die Standorte werden anhand des Verkehrsaufkommens von umliegenden Straßen in einem Radius von 900 Metern gewichtet. Für die Angaben zum Verkehrsaufkommen werden die automatischen Zählstellen der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) ausgewertet. Es handelt sich dabei um 2039 Zählstellen, die an Bundesautobahnen und Bundesstraßen installiert sind. Der aktuelle Datensatz ist aus dem Jahr 2020. Da dieses Jahr auf Grund der Pandemie ein geringeres Verkehrsaufkommen aufwies, wird stattdessen auf die Daten aus dem Jahr 2019 zurückgegriffen [85].
- **Work** - Die Grundlage für die Zuweisung von Work-Ladestationen ist die aus OSM gewonnene Flächenklassifizierung unter Verwendung des Landnutzungsschlüssels. Die Ladestationen werden den Gebieten zugeordnet, die mit *commercial* (Gewerbe), *retail* (Einzelhandel) oder *industrial* (Industrie) gekennzeichnet sind. Die Gewichtung der einzelnen Gebiete hängt von der Größe des Gebiets sowie von der Klassifizierung ab. Gewerbegebiete erhalten den höchsten Gewichtungsfaktor, gefolgt von Einzelhandelsgebieten. Industriegebiete werden am niedrigsten gewichtet.
- **Home** - Die Grundlage für die Zuteilung von Heimpladestationen ist die Anzahl der Wohnungen pro 100x100m-Raster innerhalb der jeweiligen Region, die dem Zensus 2011 entnommen wird. In jeder Rasterzelle wird die Gesamtzahl der registrierten Wohnungen ermittelt. Die Rasterzelle mit der höchsten Anzahl an Wohnungen erhält den höchsten Gewichtungsfaktor.
- **Public** - Die Grundlage für die Zuweisung öffentlicher Ladestationen sind Points of interest (POI) aus OSM. POI können Schulen, Einkaufszentren, Supermärkte, usw. sein. Die Gewichtung der einzelnen POI wurde durch empirische Studien in früheren Projekten ermittelt.

Als Ergebnis werden Punkt-Koordinaten für die ermittelten Ladestandorte je Lade Use Case in der betrachteten Region ausgegeben. Für die Raster-Daten des Zensus

wird der Mittelpunkt des Rasters ausgewählt. Abbildung II.34 zeigt die ermittelten Ladestandorte für eine Beispielregion.



Abbildung II.34: Ermittelte Ladestandorte je Lade Use Case für eine Beispielregion

Die Zuweisung der Ladevorgänge aus *SimBEV* zu den ermittelten Ladestandorten erfolgt in *eDisGo* (siehe Kapitel 3.3).

3 Modell zur Integration batterieelektrischer Speicher und Fahrzeuge in Verteilnetze

In diesem Kapitel erfolgt die Beschreibung der relevanten Methodik zur Untersuchung netzbezogener Fragestellungen. Hierzu zählen die Darlegung der verwendeten Netztopologien und -analysen, die Beschreibung der Netzintegration der Elektromobilität und untersuchten Ladestrategien, sowie das Vorgehen bei der Netzintegration von Batteriespeichersystemen und deren netzdienlicher Positionierung.

3.1 Netztopologien und -analyse

Im Folgenden werden die für die Untersuchung von Netzauswirkungen der Elektromobilität und Batteriespeicher verwendeten Stromnetze vorgestellt. Zudem wird auf das Vorgehen zur Ermittlung von Netzproblemen sowie auf die Bestimmung des Netzausbaubedarfs bzw. des Bedarfs an Abregelung, welcher jeweils notwendig ist, um entstehende Netzprobleme vollständig aufzulösen, eingegangen.

3.1.1 Verteilnetztopologien

Im Rahmen des Projektes werden synthetische Verteilnetztopologien verwendet, welche mittels des im *open_eGo* Projekt [86] entwickelten Open Source Tools *ding0* erstellt werden. Mit *ding0* können ländliche und suburbane Netzdaten für Deutschland generiert werden, während urbane Netzdaten während der Projektlaufzeit nicht erstellt werden können. *ding0* steht auf *GitHub* [87] frei zur Verfügung und ist auf *ReadTheDocs* [88] dokumentiert.

Abbildung II.35 zeigt ein mit Hilfe von *ding0* erzeugtes MS-Netz. Bei der Generierung der MS-Netztopologien in *ding0* werden sowohl die historisch lastorientierte Entwicklung der Netze als auch aktuelle Planungsgrundsätze berücksichtigt. So wird beispielsweise beachtet, dass Netze in urbanen und suburbanen Gebieten in der Regel aus Erdkabeln bestehen und mit einer Spannung von 10 kV betrieben werden, während Netze in ländlichen Gebieten meist mit Freileitungen bei einer Nennspannung von 20 kV betrieben werden. Die MS-Netze werden als offene Ringtopologien modelliert, während die NS-Netze auf Grundlage von Referenznetzsträngen aus der Literatur als radiale Netze modelliert werden. Die Netztopologien werden entsprechend der Datengrundlage für das Jahr 2015 erstellt. Eine ausführliche Beschreibung der Datengrundlage sowie der Methodik zur Erstellung der Netztopologien findet sich in der Arbeit von Amme et al. [89] und dem *open_eGo* Abschlussbericht [86].

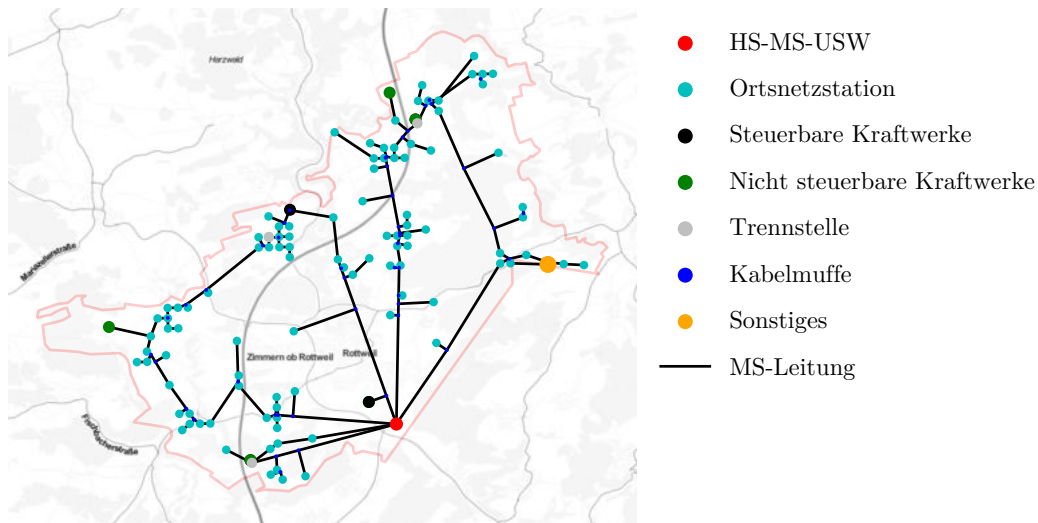


Abbildung II.35: Beispielhaftes mit *ding0* erstelltes MS-Netz [3]

3.1.2 Netzanalyse

Durch die Netzintegration von Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern in den zu untersuchenden Zukunftsszenarien kann es in den Verteilnetzen zu Netzproblemen kommen. Die Identifikation von Netzproblemen erfolgt mittels einer nichtlinearen Lastflussanalyse. Innerhalb dieses Projektes werden marktorientierte und netzdienliche Maßnahmen auf ihre Auswirkungen auf die Verteilnetz untersucht. Um den Erfolg der Maßnahmen bewerten zu können, wird der jeweils resultierende Netzausbaubedarf bzw. der Bedarf an Abregelung bestimmt, welcher notwendig ist, um Netzprobleme vollständig aufzulösen. Die Netzanalyse sowie die Bewertung der Maßnahmen erfolgt mit Hilfe des Open-Source-Tools *eDisGo*. *eDisGo* steht auf *GitHub* [90] frei zur Verfügung und ist auf *ReadTheDocs* [91] dokumentiert.

Im Folgenden wird zunächst das Vorgehen zur Analyse von Netzproblemen erläutert und anschließend auf die Ermittlung des Netzausbaubedarfs sowie die notwendige Abregelung zur Auflösung von Netzproblemen eingegangen.

Ermittlung von Netzproblemen

Die Ermittlung von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird eine nichtlineare Lastflussanalyse durchgeführt, welche den Wirk- und Blindleistungsfluss über jede Leitung und jeden Transformator sowie die Spannung an jedem Knoten im Netz liefert. Anschließend wird die Einhaltung der Spannungsanforderungen sowie der technischen Richtlinien bezüglich der Betriebsmittelbelastungen überprüft.

Die Lastflussanalyse erfolgt mit Hilfe von *eDisGo*, welches die Funktionalitäten des Open-Source-Tools *PyPSA* [92] nutzt. Eine genaue Beschreibung der Lastflussanalyse in *PyPSA* kann auf *ReadTheDocs* [93] abgerufen werden.

Eine Übersicht über den Umfang der Lastflussanalyse in *eDisGo* gibt Abbildung II.36. Es werden die Spannungsebenen MS und NS und die MS-NS-Umspannebene berücksichtigt. Die Sekundärseite des HS-MS-Umspannwerks (UW) wird als Bilanzknoten gewählt. Dies bedeutet, dass Spannung und Phasenwinkel an diesem Knoten bekannt sind. Da die Spannung der Sekundärseite des HS-MS-UW auch in der Realität eingestellt werden kann, eignet sich dieser Punkt besonders gut als Bilanzknoten. Anhand der durch die Lastflussanalyse ermittelten Scheinleistung am Bilanzknoten können dann Aussagen über etwaige Überlastungen des HS-MS-UW getroffen werden.

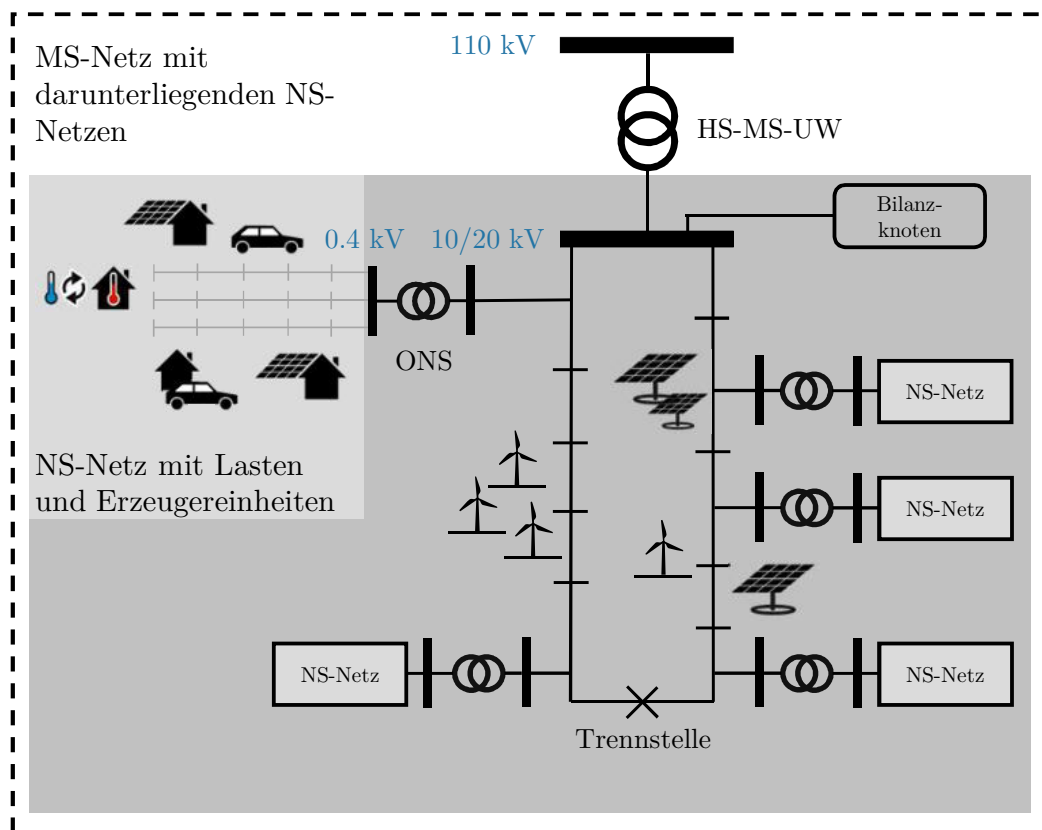


Abbildung II.36: Umfang der Lastflussanalyse in *eDisGo* [94]

Mit Hilfe der durch die Lastflussanalyse ermittelten Betriebsmittelbelastungen und Knotenspannungen können nun Überlastungen und Spannungsprobleme festgestellt werden. Im Rahmen dieser Arbeit gilt als Planungsgrundsatz, dass der auf Scheinleistung bezogene zulässige Belastungsfaktor aller Betriebsmittel 100 % beträgt. Die zulässigen Spannungsabweichungen liegen für Endkunden in der NS-Ebene bei $\pm 10\%$. Dieses Spannungsband wird nach Tabelle II.7 auf die Spannungsebenen

aufgeteilt. Die Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes nach Tabelle II.7 wird aus Müller et al. [95] entnommen und basiert auf der Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [96]. Im Lastfall spiegelt das in der NS-Ebene größere zulässige Spannungsband wider, dass in dieser Ebene die Mehrzahl der Verbraucher angeschlossen ist. Demgegenüber wird im Rückspeisefall ein größeres Spannungsband für die MS-Ebene reserviert.

Tabelle II.7: Zulässige Spannungsabweichungen je Spannungsebene [96]

Spannungsebene	Lastfall	Rückspeisefall
MS	-1,5 %	+5,0 %
MS-NS	-2,0 %	+1,5 %
NS	-6,5 %	+3,5 %

Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Wie bereits einleitend genannt, wird der jeweils zur Auflösung von Netzproblemen erforderliche Netzausbaubedarf zur Bewertung der untersuchten Maßnahmen herangezogen. Zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs wird der in *eDisGo* implementierte automatisierte Netzausbau verwendet. Dieser basiert auf der Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [96]. Im Folgenden wird die Netzausbaumethodik zusammenfassend dargelegt. Eine ausführliche Beschreibung kann der *eDisGo* Dokumentation [91] entnommen werden.

Im ersten Schritt der Netzausbaumethodik werden Maßnahmen zur Lösung von thermischen Überlastungsproblemen in MS- und darunter liegenden NS-Netzen ergriffen. Dies geschieht entweder durch die Installation eines parallelen Betriebsmittels desselben Typs oder, falls dies nicht ausreicht, durch den Austausch des vorhandenen Betriebsmittels durch so viele parallele Standardkabel oder -transformatoren wie nötig [96]. Die verwendeten Standardbetriebsmittel sind in der Tabelle II.8 aufgeführt.

Anschließend werden die Spannungsprobleme iterativ gelöst. Spannungsbandverletzungen in Ortsnetzstationen werden durch die Installation eines parallelen Standardtransformators gelöst. Bei Spannungsbandverletzungen in Strängen erfolgt eine Strangauftrennung bei zwei Dritteln der Leitungslänge von der Sekundärseite der Umspannstation bis zum Netzanschlusspunkt mit der höchsten Spannungsabweichung. Lässt sich das Spannungsproblem durch diese Maßnahmen nicht lösen, wird der beschriebene Vorgang wiederholt. Falls dies nicht möglich ist, werden schrittweise so viele parallele Standardkabel bzw. -transformatoren wie nötig installiert.

Tabelle II.8: Standardbetriebsmittel für den Netzausbau in MS- und NS-Netzen nach [9].

^a Kosten beinhalten Kosten für Erdarbeiten in Gebieten mit einer Bevölkerungsdichte von ≤ 500 Personen/km².

^b Kosten beinhalten Kosten für Erdarbeiten in einem Gebiet mit einer Bevölkerungsdichte von >500 Personen/km².

Betriebsmittel	Investitionskosten in kEUR	Einheit
MS-Kabel, NA2XS2Y 3x1x185 RM/25	20 / 80 ^a / 140 ^b	km
NS-Kabel, NAYY 4x1x150	9 / 60 ^a / 100 ^b	km
HS-MS-Transformator, 40 MVA	1000	-
MS-NS-Transformator, 630 kVA	10	-

Die Netzausbaukosten werden aus den getroffenen Netzausbaumaßnahmen anhand der in Tabelle II.8 aufgeführten Kosten berechnet. Dabei werden die Kosten für Transformatoren ausschließlich nach Spannungsebene differenziert; die Kosten für Kabel werden ebenfalls nach Spannungsebene sowie nach der Bevölkerungsdichte des jeweiligen Netzgebietes differenziert, um die höheren Kosten für Erdarbeiten in höher besiedelten Gebieten zu berücksichtigen [9].

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Netzausbaubetrachtungen basieren zumeist auf der Verwendung von Zeitreihen. Dies unterscheidet sich von der konventionellen Netzplanung, bei der üblicherweise die beiden Auslegungsfälle Starklastfall und Rückspeisefall auf der Grundlage fester Gleichzeitigkeiten von Last und Erzeugung betrachtet werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt, in dem sich der in diesem Projekt durchgeführte Netzausbau von der konventionellen Netzplanung unterscheidet, ist die Anwendung einer vorausschauenden Netzplanung. In der Praxis sind der Umfang des Zubaus sowie die konkreten Standorte zukünftiger Erzeugungsanlagen und neuer Verbraucher oft nicht genau bekannt, so dass individuelle Netzausbaumaßnahmen für jede neue Anlage kaum ausgeschlossen werden können. Bei der vorausschauenden Netzplanung werden einzelne Maßnahmen zur Integration neuer Anlagen gebündelt, wodurch Mehrfachinvestitionen vermieden werden, was zu geringeren Netzausbaukosten führt [9].

Ermittlung des notwendigen Abregelungsbedarfs

Der Abregelungsbedarf von Generatoren und Lasten wird herangezogen, um Aussagen darüber treffen zu können, wann Netzprobleme aufgrund hoher Einspeisung bzw.

Last auftreten und inwieweit die verschiedenen untersuchten Maßnahmen dazu in der Lage sind, kritische Netzbelastungen zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Für die Ermittlung des Abregelungsbedarfs zur Auflösung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberbelastungen wurde in der Arbeit von Schachler [94] ein iterativer Prozess entwickelt. Wie zuvor beschrieben, werden vorerst etwaige Netzprobleme sowie die betroffenen Zeiträume mit Hilfe einer Lastflussanalyse ermittelt. Anschließend erfolgt in 5 %-Schritten eine last- bzw. erzeugungsseitige Abregelung, bis alle Netzprobleme gelöst sind.

Da die Auflösung von Netzproblemen auf niedrigeren Spannungsebenen auch die darüber liegenden Spannungsebenen beeinflusst, werden vorerst Netzprobleme auf der NS-Ebene, anschließend auf der MS-NS-Ebene und nachfolgend auf der MS- und HS-MS-Ebene aufgelöst. Aus gleichem Grund werden die Netzprobleme der NS- und MS-Ebene anhand ihrer Entfernung zur übergeordneten Umspannebene priorisiert.

Für die Auflösung der Netzprobleme wird für jeden betroffenen Zeitschritt bestimmt, ob die Netzprobleme aufgrund hoher Einspeisung oder hoher Nachfrage auftreten. Entsprechend dieser Information erfolgt entweder eine Abregelung von Einspeisung oder Last. In Abbildung II.37 findet sich eine schematische Darstellung des Vorgehens.

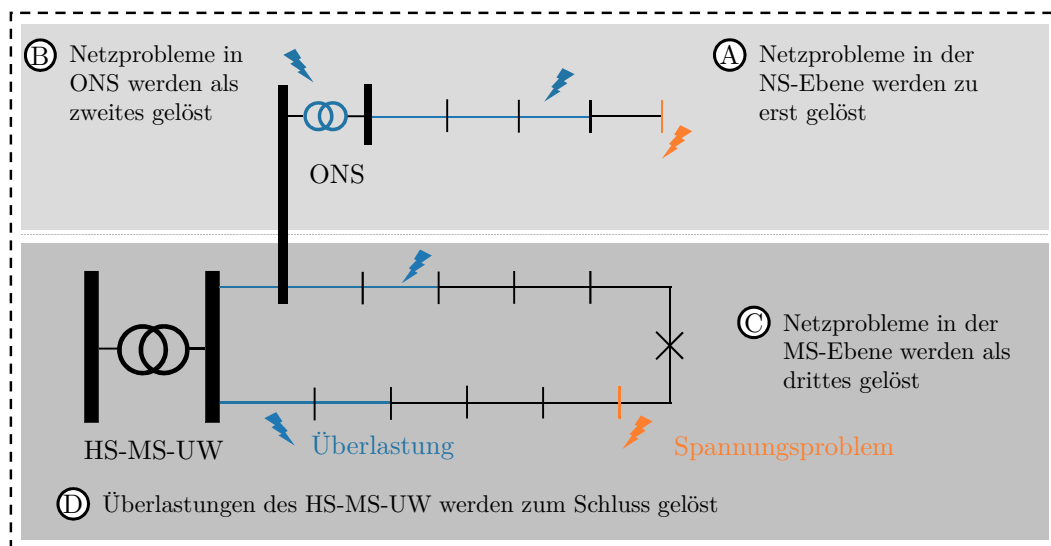


Abbildung II.37: Vorgehen zur Ermittlung des Abregelungsbedarfs zur Auflösung von Netzproblemen [94]

Kommt es aufgrund hoher Ausbautzahlen neuer Verbraucher und EE in den betrachteten Zukunftsszenarien zu Konvergenzproblemen bei der Lastflussanalyse, werden zunächst die NS-Netze eines Netzgebiets einzeln betrachtet und bei Bedarf Last bzw. Einspeisung abgeregelt, um dort extreme Belastungssituationen abzufangen,

welche eine Konvergenz der Lastflussanalyse für das gesamte MS-Netz mit darunter liegenden NS-Netzen verhindern.

3.2 Netzintegration batterieelektrischer Speicher

Zur Analyse der Effekte verschiedenener Betriebsstrategien von EES in Verteilnetzen war es notwendig, das Simulationstool SimSES mit *eDisGo* zu koppeln. Somit können die Spitzenlasten an verschiedenen Knoten sowie am PCC und mögliche Netzprobleme ermittelt werden. Abbildung II.38 zeigt den grundsätzlichen Ablauf der Analysen und die Verbindung der einzelnen Simulationstools. Der Quellcode des übergeordneten Tools *open_BEA* ist ebenfalls in Python programmiert. Das Hauptmerkmal ist die Möglichkeit, individuelle Zeitreihen den verschiedenen Akteuren im Netz zuzuordnen, wie z.B. privaten oder industriellen Verbrauchern. Außerdem können EV-Ladeparks (vgl. Abschnitt 3.3) an verschiedenen Knotenpunkten integriert werden, um die Auswirkungen der Erhöhung des Anteils der Elektromobilität zu untersuchen.

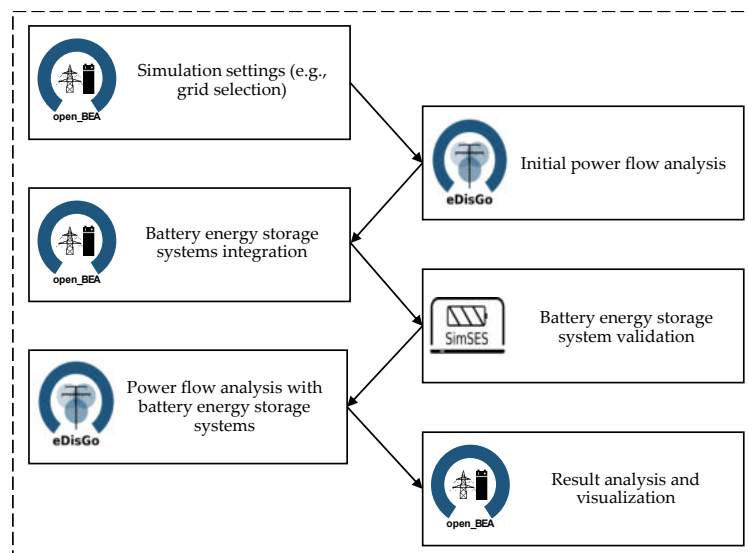


Abbildung II.38: Ablauf der Analysen und die Verbindung der einzelnen Simulationstools SimSES und *eDisGo*.

Im Rahmen des Projekts wurden mit dem kombinierten Tool drei Studien durchgeführt, welche in verschiedenen Publikationen im Detail beschrieben sind [4, 5, 7]. Im Folgenden wird auf die Methodik der einzelnen Paper eingegangen. Die Ergebnisse der Studien werden anschließend in Kapitel 4 vorgestellt.

3.2.1 Peak Shaving mit elektrischen Energiespeichern in Verteilnetzen

Ziel ist es, verschiedene Betriebsstrategien für eine Reihe von autonomen EES zu entwickeln, um die lokale Spitzenlast (Strategie α) oder die Spitzenlast am PCC (β) oder beides (γ) zu reduzieren. Die EES, die sich an verschiedenen Knotenpunkten im Verteilnetz befinden, werden mit Hilfe eines linearen Programmieransatzes optimal dimensioniert. Zunächst werden diese Speichersysteme mit einer Standard Peak-Shaving-Strategie betrieben. Im zweiten Schritt werden die identischen EES verwendet und ein zentraler Steuerungsansatz gewählt, um die Spitzenlast am Transformator zum HS-Netz (PCC) zu reduzieren. Schließlich werden in einem neu entwickelten Ansatz die beiden zuvor genannten Ansätze kombiniert, um sowohl eine lokale als auch eine globale Spitzenlast Reduzierung zu erreichen. Abbildung II.39 gibt eine grafische Übersicht über die drei verschiedenen Betriebsstrategien.

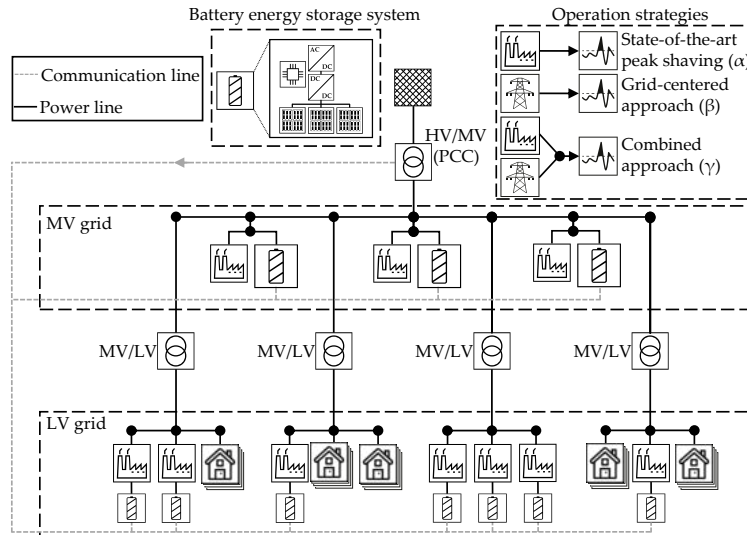


Abbildung II.39: Grafische Übersicht der drei verschiedenen Betriebsstrategien der EES [4].

Um die Algorithmen mathematisch beschreiben zu können, werden zuerst einige Definitionen zum Verteilnetz eingeführt. Gleichung II.12 definiert den Vektor \mathbf{N} für alle industriellen Verbraucher b innerhalb eines exemplarischen Verteilnetzes, mit einer Gesamtzahl von B Knoten.

$$\mathbf{N} = [1, \dots, b, \dots, B]^T \quad (\text{II.12})$$

Der aktuelle Zeitschritt t innerhalb eines definierten Zeithorizonts T wird durch einen Vektor \mathbf{H} definiert, wie in Gleichung II.13 dargestellt:

$$\mathbf{H} = [1, \dots, t, \dots, T] \quad (\text{II.13})$$

Schließlich ist die Scheinleistung S_t^b an jedem Knoten b für jeden Zeitschritt t definiert durch eine Matrix S (Gleichung II.14). Die individuellen Lastprofile für diese industriellen Verbraucher sowie allen anderen Verbraucher im Netz entsprechen den in Abschnitt 1 beschriebenen Profilen.

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} S_1^1 & \cdots & S_t^1 & \cdots & S_T^1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^b & \cdots & S_t^b & \cdots & S_T^b \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^B & \cdots & S_t^B & \cdots & S_T^B \end{pmatrix} \quad (\text{II.14})$$

Strategie α

Motiviert durch ein Tarifsystem, das aus einem Energietarif und einem Spitzenleistungstarif besteht, besteht das Ziel konventionellen Peak Shavings darin, den maximalen Leistungsspitzenwert an einem bestimmten Knoten b innerhalb eines definierten Abrechnungszeitraums zu minimieren. Der Netzbetreiber verspricht sich von der Anwendung dieses Tarifsystems die Vermeidung von Netzüberlastungen und eine geringere Spitzenbelastung des Transformators [97].

Insbesondere große Stromverbraucher mit einem Jahresbedarf oberhalb einer bestimmten Grenze (in Deutschland 100 MWh [98]) können die vom Stromnetz bereitgestellte Spitzenleistung reduzieren, was sich direkt in reduzierten Betriebskosten in Form von geringeren Netzentgelten niederschlägt. Um die Spitzenleistung an einem bestimmten Knoten b zu reduzieren, muss der Überschussbedarf entweder durch eine andere stromerzeugende Einheit, z. B. einen Dieselgenerator, oder in unserem Fall durch ein EES gedeckt werden. Das EES wird verwendet, um Angebot und Nachfrage über einen bestimmten Zeitraum zu entkoppeln. Folglich ist es notwendig einen Schwellenwert für die Spitzenlastreduzierung $S^{\text{thresh},b}$ zu finden, bei dessen Überschreitung die benötigte zusätzliche Leistung vom EES bereitgestellt wird.

In dieser Arbeit gehen wir von einem einfachen Ladeverfahren aus, wie es in den Gleichungen II.15 und II.16 beschrieben ist: Das EES wird immer dann aufgeladen, wenn die Scheinleistung S_t^b des gegebenen Lastprofils unter einen zuvor festgelegten Wert für die Spitzenlastreduzierung $S^{\text{thresh},b}$ fällt und entladen, wenn der Schwellenwert überschritten wird. Bei dieser Strategie ist das EES die meiste Zeit voll geladen und wird nur dann genutzt, wenn die lokale Last über dem Spitzenlastschwellenwert $S^{\text{thresh},b}$ liegt. Dieser Betriebsmodus ist daher unabhängig von der Last am PCC und damit die zuverlässigste Strategie für einen Verbraucher mit dem einzigen Ziel, die lokale Spitzenlast zu reduzieren.

$$\text{Charging : } S_t^b < S^{\text{thresh},b} \quad \forall t \quad (\text{II.15})$$

$$\text{Discharging : } S_t^b > S^{\text{thresh},b} \quad \forall t \quad (\text{II.16})$$

Strategie β

In diesem Abschnitt wird ein Ansatz zur Nutzung von EES von dezentralen Industriekunden zur Reduzierung von Leistungsspitzen am PCC des Netzbetreibers vorgestellt. Um dies zu erreichen, wird anstelle des lokalen Lastprofilvektors der Vektor der Scheinleistung \mathbf{S}^{PCC} am PCC verwendet, um die Betriebsstrategie der EES von Industriekunden zu berechnen.

$$\mathbf{S}^{\text{PCC}} = [S_1^{\text{PCC}}, \dots, S_t^{\text{PCC}}, \dots, S_T^{\text{PCC}}] \quad (\text{II.17})$$

Das Optimierungsziel dieser Betriebsstrategie ist die Minimierung der Leistungsspitze am PCC und nicht die Leistungsspitze an einem bestimmten Knoten b (Strategie α). Dementsprechend werden die Schwellwerte der Speichersysteme der Industriekunden neu berechnet, um die Leistungsspitze mit einer gegebenen EES-Kapazität reduzieren zu können. Der Vektor \mathbf{S}^{PCC} dient nun als Eingangsgröße für die Planung der Spitzenlastreduzierung. Der neue Schwellenwert $S^{\text{thresh},\text{PCC}}$ wird mit einem iterativen Ansatz berechnet [99].

Strategie γ

In diesem Unterabschnitt wird ein Ansatz zur Nutzung der EES von Industriekunden zur Reduzierung sowohl der Spitzenlast am PCC als auch der lokalen Spitzenlast vorgestellt. Zunächst wird ein Skalierungsfaktor σ_b für jeden Knoten b berechnet, der die höchste PCC-Leistung ins Verhältnis zur höchsten Leistung an einem bestimmten Knoten b setzt, wie in Gleichung II.18 beschrieben.

$$\sigma_b = \frac{\max(S_t^b)}{\max(\mathbf{S}^{\text{PCC}})} \quad (\text{II.18})$$

In Gleichung II.19 wird jede Last des Vektors \mathbf{S}^{PCC} mit σ_b multipliziert, um das PCC-Lastprofil auf die Dimensionen des Lastprofils an einem bestimmten Knoten b skalieren zu können. Der skalierte Vektor wird als $\mathbf{S}^{\text{Scaled},b}$ bezeichnet.

$$\mathbf{S}^{\text{Scaled},b} = \mathbf{S}^{\text{PCC}} \cdot \sigma_b \quad (\text{II.19})$$

Auf der Grundlage von $\mathbf{S}^{\text{Scaled},b}$ und dem lokalen Lastprofil \mathbf{S}_t^b am Knoten b wird ein kombiniertes Lastprofil $\mathbf{S}_t^{\text{comb}}$ erstellt (vgl. Gleichung II.20). Für jeden Zeitpunkt t in T wird der maximale Wert von $\mathbf{S}_t^{\text{Scaled},b}$ und \mathbf{S}_t^b verwendet, um das kombinierte Lastprofil $\mathbf{S}_t^{\text{comb}}$ zu erhalten, welches sowohl die Spitzen am PCC als auch die lokalen Spitzen berücksichtigt.

$$\mathbf{S}^{\text{comb},b} = \max(\mathbf{S}_t^{\text{Scaled},b}, \mathbf{S}_t^b) \quad \forall t \quad (\text{II.20})$$

Anschließend dient $\mathbf{S}_t^{\text{comb}}$ als Eingangsgröße für die Peak-Shaving-Strategie. Die Peak-Shaving-Schwellwerte der Speichersysteme der Industriekunden werden wiederum mit einem iterativen Ansatz neu berechnet [99]. Alle drei Strategien sind schematisch in Abbildung II.40 dargestellt. Alle durchgezogenen Linien markieren die Ergebnisse der Lastflussanalyse ohne EES und die gestrichelten Linien markieren die Ergebnisse der Lastflussanalyse mit einem EES an einem bestimmten Knoten b . Die schwarze durchgezogene Linie auf der rechten y-Achse zeigt die Lastdifferenz an, welche durch die EES erreicht wird.

3.2.2 Koordinierte Steuerung von Energiespeichern

Ergänzend zu den im vorherigen Abschnitt vorgestellten Betriebsstrategien wurde eine weitere Methode zur Reduzierung der Spitzenleistung am PCC in städtischen Verteilnetzen mit einem hohen EV-Anteil entwickelt. Die EES werden dazu an verschiedenen Ladeparks platziert und die einzelnen EMS mit Hilfe eines linearen Optimierers koordiniert gesteuert. Dieser Optimierer (lp_opt) wurde im Rahmen dieses Projekts angepasst und erweitert. Eine erweiterte Übersicht über die koordinierte Strategie ist in Abbildung II.41 dargestellt.

Zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt gezeigten Bezeichnungen sind für die Optimierungssoftware noch weitere Definitionen notwendig. Der Strom eines Kabels zwischen zwei bestimmten Knoten b zu jedem Zeitschritt t vor der Integration von Ladeparks ist definiert durch einen Vektor $\mathbf{I}^{b_j \rightarrow b_k}$, wie in Gleichung II.21 gezeigt.

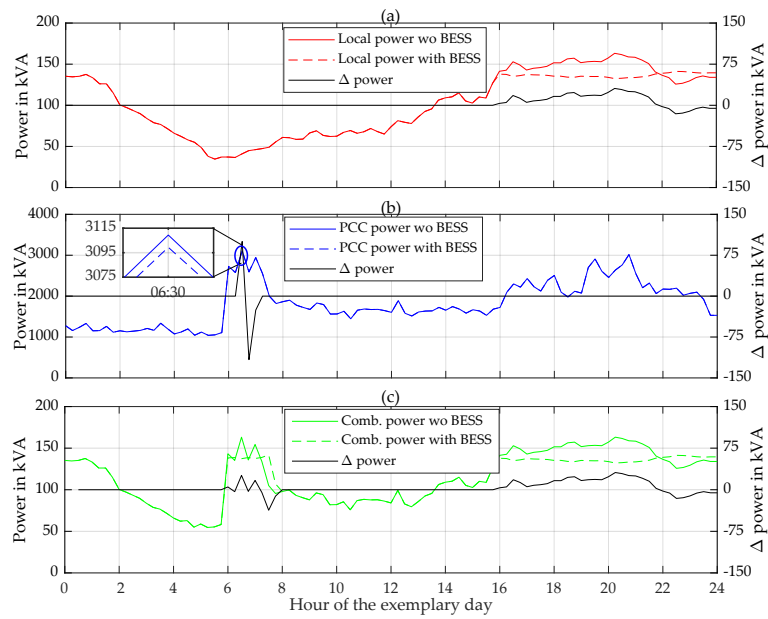


Abbildung II.40: Grafische Darstellung aller drei Peak Shaving Strategien. Subplot (a) zeigt ein beispielhaftes Lastprofil für einen industriellen Verbraucher an einem bestimmten Knoten b. Die Leistung am PCC ist in Subplot (b) dargestellt und Subplot (c) zeigt das kombinierte Profil [4].

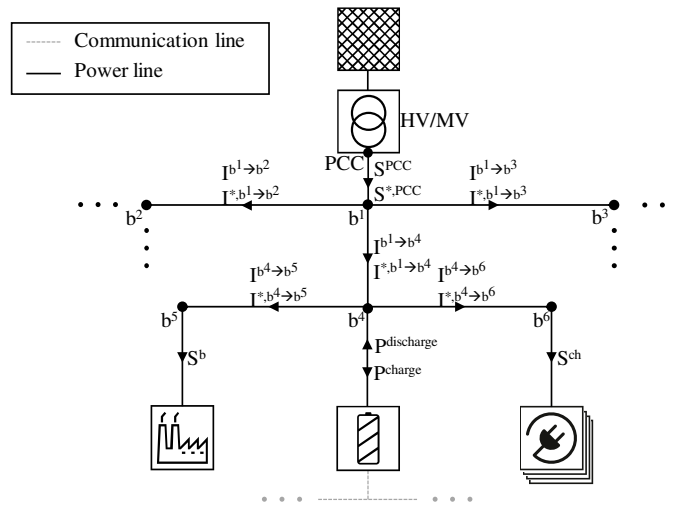


Abbildung II.41: Erweiterte grafische Übersicht inklusive aller Bezeichnungen für die koordinierte Strategie [5].

Wenn zwei Knoten nicht miteinander verbunden sind, bleibt dieser Wert in der Matrix 0.

$$\mathbf{I}^{b_j \rightarrow b_k} = \left[I_1^{b_j \rightarrow b_k}, \dots, I_t^{b_j \rightarrow b_k}, \dots, I_T^{b_j \rightarrow b_k} \right] \quad \forall b_j \in \mathbf{N}, b_k \in \mathbf{N}, b_j \neq b_k \quad (\text{II.21})$$

Die Leistung des Ladeparks $S_t^{\text{CP},b}$ für jeden Zeitschritt t an den verschiedenen Knoten resultiert in der Matrix \mathbf{S}^{CP} , wie in Gleichung II.22 zu sehen.

$$\mathbf{S}^{\text{CP}} = \begin{pmatrix} S_1^{\text{CP},1} & \dots & S_t^{\text{CP},1} & \dots & S_T^{\text{CP},1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^{\text{CP},b} & \dots & S_t^{\text{CP},b} & \dots & S_T^{\text{CP},b} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^{\text{CP},B} & \dots & S_t^{\text{CP},B} & \dots & S_T^{\text{CP},B} \end{pmatrix} \quad (\text{II.22})$$

Die resultierende Last am PCC inklusive der integrierten Ladeparks ist in Gleichung II.23 definiert, die resultierenden Ströme der einzelnen Kabel in Gleichung II.24

$$\mathbf{S}^{*,\text{PCC}} = [S_1^{*,\text{PCC}}, \dots, S_t^{*,\text{PCC}}, \dots, S_T^{*,\text{PCC}}] \quad (\text{II.23})$$

$$\mathbf{I}^{*,b_j \rightarrow b_k} = [I_1^{*,b_j \rightarrow b_k}, \dots, I_t^{*,b_j \rightarrow b_k}, \dots, I_T^{*,b_j \rightarrow b_k}] \quad \forall b_j \in \mathbf{N}, b_k \in \mathbf{N}, b_j \neq b_k \quad (\text{II.24})$$

Koordinierte Strategie

Das Ziel der Strategie ist die Minimierung der Spitzenlast $\max(S_t^{*,\text{PCC}})$ am PCC für den Zeithorizont T nach Integration der Ladeparks an verschiedenen Knoten im Verteilnetz. Somit lautet die Zielfunktion:

$$\text{minimize} : \left\{ \max(S_t^{*,\text{PCC}}) \right\} \quad \forall t \quad (\text{II.25})$$

Die Last am PCC für alle Zeitschritte nach Integration der Ladeparks mit einem gekoppelten EES wird nach Gleichung II.26 berechnet. η_b bezeichnet den Wirkungsgrad zwischen dem PCC und einem bestimmten Knoten b . Die Ladeleistung sowie die Entladeleistung der EES an einem bestimmten Knoten b gehen in die koordinierte Strategie zusammen mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ein. Der Leistungsfaktor und der Wirkungsgrad wurden im Rahmen der Optimierung auf einen konstanten Faktor (in dieser Studie auf 1) gesetzt.

$$S_t^{*,\text{PCC}} = S_t^{\text{PCC}} + \sum_{b \in \mathbf{N}} \left(\frac{S_t^{\text{CP},b}}{\eta_b} + \frac{P_t^{\text{charge},b}}{\eta_b \cdot \cos \varphi} - \frac{P_t^{\text{discharge},b}}{\cos \varphi} \cdot \eta_b \right) \quad \forall t \quad (\text{II.26})$$

Die Lösung des Optimierungsproblems ist von verschiedenen Nebenbedingungen abhängig. Neben der Einhaltung der maximalen Belastungen der einzelnen Kabel ist auch die Einhaltung der Betriebsgrenzen der Speichersysteme notwendig.

3.3 Netzintegration batterieelektrischer Fahrzeuge

Die räumliche Verteilung der mit Hilfe von *SimBEV* ermittelten Ladevorgänge der EVs erfolgt auf Grundlage einer geoinformatischen Auswertung der zu untersuchenden Netzgebiete. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen dieses Projektes das Open-Source-Tool *TracBEV* [82] (vgl. Kapitel 2.2) entwickelt, mit welchem basierend auf frei verfügbaren Datensätzen mögliche Standorte für Ladeinfrastruktur identifiziert und gewichtet werden können. Grundsätzlich kann hierbei zwischen privater Ladeinfrastruktur der Lade Use Cases Home und Work und öffentlicher Ladeinfrastruktur der Lade Use Cases Public und HPC unterschieden werden (vgl. Kapitel 2.1). Eine Beschreibung zur Ermittlung und Gewichtung der Standorte für Ladeinfrastruktur findet sich in Kapitel 2.2. Weiterhin wurde in der Arbeit von Helfenbein [3] im Rahmen dieses Projektes eine Methodik zur Zuteilung der Ladevorgänge auf die möglichen Ladepunkte entwickelt, welche innerhalb dieses Projektes unverändert angewandt wird. Die folgenden Erläuterungen beruhen in weiten Teilen auf der Arbeit von Helfenbein [3].

Zuordnung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur

Je nach untersuchtem Gebiet und Lade Use Case können unter Umständen auf nur wenige mögliche Netzanschlusspunkte deutlich mehr Ladevorgänge entfallen als realistisch anzunehmen ist. Aus diesem Grund wird je Lade Use Case ein minimales Verhältnis zwischen möglichen Netzanschlusspunkten und EVs im untersuchten Gebiet festgelegt. Im Falle des Lade Use Case Home wird ein minimales Verhältnis zwischen möglichen Netzanschlusspunkten und EVs von 1 : 2, im Falle des Lade Use Case Work von 1 : 4, bei öffentlicher Normalladeinfrastruktur von 1 : 10 und bei Schnellladeinfrastruktur von 1 : 200 festgelegt. Um dieses Verhältnis zu garantieren, werden die mit Hilfe von *TracBEV* ermittelten möglichen Netzanschlusspunkte solange vervielfacht, bis das gewünschte Verhältnis erreicht wird.

Grundlage für die Zuordnung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur bildet die mit Hilfe von *TracBEV* vorgenommene Gewichtung der einzelnen Netzanschlusspunkte je Lade Use Case. Es erfolgt eine zufällige und gewichtete Auswahl eines Netzanschlusspunktes je Ladevorgang. Bei privater Ladeinfrastruktur wird für jedes EV je Lade Use Case ein eigener Ladepunkt eingerichtet, wenn es zu Ladevorgängen der Lade Use Cases Home und/oder Work kommt. Wird ein Ladepunkt eingerichtet, dann werden diesem alle Ladevorgänge des EV mit dem jeweiligen Lade Use Case zugeordnet. Demgegenüber erfolgt bei öffentlicher Ladeinfrastruktur die Zuordnung der Ladevorgänge zu den einzelnen Ladepunkten unabhängig voneinander. Je Ladevorgang wird geprüft, ob bereits ein passender Ladepunkt zur Verfügung steht,

wobei beachtet wird, ob der Ladepunkt bereits durch ein anderes EV besetzt ist und ob der Ladepunkt die passende Ladeleistung zur Verfügung stellen kann. Sollte kein passender Ladepunkt zur Verfügung stehen, dann wird analog zum Vorgehen bei der privaten Ladeinfrastruktur ein Netzanschlusspunkt zufällig und gewichtet ausgewählt und ein entsprechender Ladepunkt eingerichtet.

Da die Erstellung der EV-Daten und die Zuordnung der Ladevorgänge auf Gemeindeebene erfolgt und die Netzgebiete Gemeinden teilweise nur anteilig abdecken, muss abschließend geprüft werden, ob die generierten Ladepunkte innerhalb des Netzgebietes liegen. Liegt ein Ladepunkt außerhalb des zu untersuchenden Netzgebietes, dann entfallen die Ladevorgänge auf ein angrenzendes Netzgebiet und werden somit nicht in das betrachtete Netzgebiet integriert.

In dieser Arbeit erfolgt die Verteilung der Ladevorgänge ausschließlich innerhalb des untersuchten Gebietes. In der Realität wird es vorkommen, dass EVs außerhalb ihres während der Regionalisierung zugewiesenen geografischen Gebietes geladen werden. Dies betrifft vor allem den Pendel- und Urlaubsverkehr. Ein Laden in anderen Regionen oder das Laden von EVs aus anderen Regionen im untersuchten Gebiet kann nicht abgebildet werden. Es ist anzunehmen, dass sich die hierdurch entstehende Verschiebung des Ladebedarfs zwischen den einzelnen Gebieten ungefähr ausgleicht und damit keinen großen Einfluss auf die Ergebnisse dieser Untersuchung hat. In einzelnen Fällen ist es vorstellbar, dass auch größere Verschiebungen entstehen, wenn beispielsweise in einer Region ein großer Ladepark besteht oder ein größeres Unternehmen ansässig ist, welche als Anlaufpunkte für eine Vielzahl von EVs aus anderen Gebieten dient. Ein solcher Fall kann somit hier nicht abgebildet werden.

Netzintegration der Ladeinfrastruktur

Die im vorangegangenen Schritt ermittelten Ladepunkte werden je Standort zu einem Ladepark zusammengefasst und als solcher in das jeweilige Netzgebiet integriert. Bis zu einer kumulierten maximalen Ladeleistung von 0,3 MVA erfolgt die Netzintegration hier in der NS-Ebene. Da in den verwendeten *ding0* Netzdaten die NS nicht georeferenziert ist, sondern nur der Standort der Ortsnetzstation (ONS), erfolgt der Anschluss innerhalb des NS-Netzes, dessen ONS dem Standort des Ladepunktes am nächsten liegt. Bei einer kumulierten Leistung von über 0,1 MVA erfolgt der Anschluss des Ladeparks direkt an der ONS. Liegt die kumulierte Leistung unter 0,1 MVA hängt die Art des Anschlusses von dem Lade Use Case ab. Im Falle des Lade Use Case Home wird der Ladepark einer zufällig ausgewählten Haushaltslast im NS-Netzgebiet zugeordnet und im Falle des Lade Use Case Work einem zufällig ausgewählten gewerblichen, industriellen oder landwirtschaftlichen Verbraucher. Bei

öffentlicher Ladeinfrastruktur erfolgt der Netzanschluss des Ladeparks an einem zufällig ausgewählten Netzanschlusspunkt.

Ab einer kumulierten maximalen Ladeleistung von über 0,3 MVA erfolgt der Anschluss des Ladeparks in der MS-Ebene. Dabei erfolgt der Anschluss des Ladeparks über ein Kabel an dem nächstgelegenen Netzknoten oder Kabel des MS-Netzes. Wird ein Kabel ausgewählt, wird die Leitung an der nächstgelegenen Stelle zum Ladepark aufgetrennt und eine neue Kabelmuffe hinzugefügt, an welcher der Ladepark angeschlossen wird. Liegt die Anschlussleistung des Ladeparks über 4,5 MVA, erfolgt ein Anschluss direkt an dem HS-MS-UW.

3.4 Netzdienliche Ladestrategien von Elektrofahrzeugen

Die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen bieten aufgrund des meist hohen Verhältnisses zwischen Standzeit und Ladezeitraum ein großes Flexibilisierungspotential. Netzdienliche Ladestrategien sollen Netzengpässe verhindern, welche durch hohe Gleichzeitigkeiten bei den Ladevorgängen entstehen können. Dabei lässt sich zwischen präventiven und aktiven Maßnahmen unterscheiden. Bei präventiven Ladestrategien wird durch monetäre Anreize das Verhalten der FahrzeughalterInnen so beeinflusst, dass die Ladevorgänge möglichst in Zeiten einer geringen lastbedingten Netzauslastung verlegt werden. Demgegenüber greift bei aktiven Ladestrategien der Netzbetreiber bei drohenden Netzengpässen aktiv in die Ladevorgänge ein, um eine Überlastung zu vermeiden.

Innerhalb dieses Projektes werden eine präventive und eine aktive, netzdienliche Ladestrategie untersucht, welche auf der Arbeit von Helfenbein [3] beruhen. Ein Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf der Bewertung, ob die aktive Ladestrategie deutliche Vorteile gegenüber den präventiven Ladestrategien bietet, da der Betriebsaufwand und der Bedarf an Technik bei aktiven Ladestrategien deutlich höher einzuordnen ist.

Die Ladestrategien sollen die Netzbelastungen möglichst stark senken ohne dabei den Komfort der EndverbraucherInnen einzuschränken. Aus diesem Grund gilt bei allen Ladestrategien, dass der Ladebedarf eines jeden Ladevorgangs immer zu 100 % innerhalb der Standzeit gedeckt werden muss. Zusätzlich steht bei öffentlichen Ladevorgängen die Erfüllung der Dienstleistung im Vordergrund, weshalb nur private Ladevorgänge der Lade Use Cases Home und Work flexibilisiert werden können.

Reduziertes-Laden

Die präventive Ladestrategie Reduziertes-Laden soll durch eine möglichst starke Reduktion der Ladeleistung eine Senkung der Netzbelastung erreichen. So wird bei dieser Ladestrategie möglichst die gesamte Standzeit des EV für den Ladevorgang genutzt, wobei die minimale Ladeleistung auf 10 % der Nennleistung des Ladepunktes begrenzt ist. Hierdurch soll ein Kompromiss zwischen einer möglichst großen Reduktion der Ladeleistung und den technischen Randbedingungen der Ladeinfrastruktur gefunden werden.

Residuallast-Laden

Die aktive Ladestrategie Residuallast-Laden ist angelehnt an das gesteuerte Laden der Agora Studie *Verteilnetzausbau für die Energiewende* [100]. Das Ziel der Ladestrategie ist es, eine möglichst starke Glättung der Residuallast im MS-Netzgebiet zu erreichen. Hierfür wird je flexibilisierbarem Ladevorgang in den Zeiten innerhalb der Standzeit geladen, welche die geringste Residuallast im MS-Netzgebiet aufweisen. Die Ladung erfolgt hierbei bei voller Ladeleistung.

Da die Residuallast von den einzelnen Ladevorgängen abhängig ist, sind auch die einzelnen Ladevorgänge voneinander abhängig. Dieser Zusammenhang führt zu einem Optimierungsproblem, welches bei längeren betrachteten Zeiträumen zu entsprechend langen Rechenzeiten führen würde. Um die Rechenzeit in einem akzeptablen Maß zu halten, wird mit Hilfe eines Approximationsalgorithmus eine Annäherung an eine optimale Lösung angestrebt. So wird für jeden Ladevorgang die überschüssige zur Verfügung stehende Standzeit ermittelt, welche nicht für die Ladung des Fahrzeugs benötigt wird. Die Ladevorgänge werden anschließend anhand dieses Kriteriums aufsteigend sortiert und betrachtet. Je Ladevorgang werden die Fahrzeuge innerhalb der Zeitschritte geladen in welchen die Residuallast am niedrigsten ausfällt. Nach jeder Zuweisung wird die Residuallast entsprechend angepasst, wodurch die Abhängigkeit der Ladevorgänge untereinander gewährleistet wird.

3.5 Netzdienliche Positionierung batterieelektrischer Speicher

Batteriespeicher können das Stromnetz entlasten, indem sie in Zeiten mit hoher Einspeisung und geringer Last Energie einspeichern und diese in Zeiten mit niedriger Einspeisung und hoher Last ausspeichern. Dazu muss jedoch sichergestellt sein, dass der SOC der Speicher die erforderliche Energieaufnahme bzw. -abgabe ermöglicht. Zudem ist der Standort im Netz relevant. In einer Masterarbeit, welche im Rahmen

des Projektes angefertigt wurde, wurde zur Bestimmung von optimalen Speicherstandorten und -einsätzen zur Netzentlastung der Ansatz des OPF untersucht [101]. Aus der Arbeit entstand eine Veröffentlichung, welche auf der 14. International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020) vorgestellt wurde [14]. Während im Folgenden die zugrundeliegende Methodik dargelegt wird, wird in Kapitel 4.3 eine Anwendung genauer beschrieben.

Implementiert ist die Optimierung in der Programmiersprache Julia und baut auf dem Tool *PowerModels.jl* [102] auf. Als Solver werden der globale Solver SCIP [103] sowie der lokale Solver IPOPT [104] eingebunden. Integriert ist die Optimierung in die bestehende Python-Software *eDisGo* [90]. Dazu wurde eine Schnittstelle geschaffen, welche die Netztopologien in das in Julia verwendete Format umwandelt, Julia aus Python heraus aufruft und die Ergebnisse der Optimierung wieder an die *eDisGo* Software zurück gibt.

Im Folgenden wird die MPOPF Formulierung mit Netzausbau und Speichern detailliert vorgestellt. Eine Übersicht über die verwendete Nomenklatur liefert Tabelle II.9.

Branch Flow Modell Wesentliche Nebenbedingungen des OPF sind die Lastflussgleichungen, welche hier durch das nicht-konvexe, nichtlineare BFM berücksichtigt werden, welches von Baran und Wu [105, 106] eingeführt wurde. Bei dem BFM werden Ströme und Leistungsflüsse über Leitungen betrachtet, im Gegensatz zu dem häufiger verwendeten Bus Injection Model (BIM), welches Größen an den Schienen, wie Knotenspannungen und -leistungen, betrachtet. Beide Formulierungen sind äquivalent, wie Subhoshmesh et al. [107] zeigen.

Der OPF soll in der vorliegenden Arbeit auf MS-Netze angewendet werden. Diese werden häufig als offene Halbringe betrieben [108] und können daher wie radiale Netze behandelt werden. $G = (N, E)$ sei ein zusammenhängender, gerichteter Graph, welcher ein radiales MS-Netz repräsentiert, in dem jeder Knoten N eine Schiene und jede Kante E eine Stromleitung repräsentiert. Die Schienen werden mit $i = 0, 1, \dots, n$ indiziert. Eine Leitung wird mit (i, j) gekennzeichnet, wenn sie Schiene i mit Schiene j verbindet.

Für jede Leitung $(i, j) \in E$ sei I_{ij} der komplexe Strom und $S_{ij} = P_{ij} + \mathbf{j}Q_{ij}$ der komplexe Leistungsfluss von Schiene i nach Schiene j , wobei P_{ij} und Q_{ij} den Wirk- und Blindleistungsfluss bezeichnen. Zudem sei $z_{ij} = r_{ij} + \mathbf{j}x_{ij}$ die komplexe Impedanz der Leitung zwischen Schiene i und j , mit dem Wirkwiderstand r_{ij} und dem Blindwiderstand x_{ij} . Für jede Schiene $i \in N$ sei V_i die komplexe Spannung und $s_i = p_i + \mathbf{j}q_i$ die komplexe Leistung, die an Schiene i eingespeist wird, wobei p_i die

Tabelle II.9: MPOPF Nomenklatur

Symbole	Definition
G	Graph $G = (N, E)$, welcher das Stromnetz repräsentiert
N	Set von Schienen (Knoten) in dem Stromnetz, $N = \{0, 1, \dots, n\}$
E	Set von Leitungen (Kanten) in dem Stromnetz
S	Set von Schienen mit Batteriespeichern in dem Stromnetz
$(i, j), ij$	Leitung von Schiene i nach Schiene j
j	Imaginäre Einheit
A^*	Komplex Konjugierte einer komplexen Variable A
\bar{y}	Obergrenze einer Variablen y
\underline{y}	Untergrenze einer Variablen y
\bar{S}_{ij}	Komplexer Leistungsfluss über Leitung ij , $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$
P_{ij}, Q_{ij}	Wirk- und Blindleistungsfluss über Leitung ij
I_{ij}	Komplexer Strom über Leitung ij
ℓ_{ij}	Quadrat des Betrags des Stroms über Leitung ij
z_{ij}	Impedanz von Leitung ij , $z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$
r_{ij}, x_{ij}	Wirk- und Blindwiderstand von Leitung ij
V_i	Spannung an Schiene i
v_i	Quadrat des Betrags der Spannung an Schiene i
s_i	Scheinleistung, welche in Schiene i eingespeist wird, $s_i = p_i + jq_i$
p_i, q_i	Wirk- und Blindleistung, welche in Schiene i eingespeist werden, $p_i := p_{i,g} + p_{i,c}$, $q_i := q_{i,g} + q_{i,c}$
$p_{i,g}, q_{i,g}$	Wirk- und Blindleistung, welche in Schiene i durch Generatoren eingespeist werden
$p_{i,c}, q_{i,c}$	Wirk- und Blindleistung, welche in Schiene i durch Lasten bezogen werden
\mathcal{T}	Zeithorizont mit t Zeitschritten der Länge \mathbf{T}_s
\mathbf{T}_s	Länge eines Zeitschritts
$u_{c,i}, u_{d,i}$	Lade- und Entladerate des Speichers an Schiene i
$\eta_{c,i}, \eta_{d,i}$	Lade- und Entladewirkungsgrad des Speichers an Schiene i
e_i^t, e_i^{t+1}	Ladestand des Speichers an Schiene i für die Zeitschritte t und $t + 1$
\mathbf{z}_{ij}^0	Initiale Impedanz von Leitung ij , $\mathbf{z}_{ij}^0 = \mathbf{r}_{ij}^0 + j\mathbf{x}_{ij}^0$
$\mathbf{r}_{ij}^0, \mathbf{x}_{ij}^0$	Initialer Wirk- und Blindwiderstand von Leitung ij
I_{ij}^{max}	Maximal erlaubter Strom über Leitung ij
$\mathbf{I}_{ij}^{max,0}$	Initialer maximal erlaubter Strom über Leitung ij
n_{ij}	Anzahl paralleler Leitungen zwischen Schienen i und j
c_{ij}	Kosten von Leitung ij

eingespeiste Wirk- und q_i die eingespeiste Blindleistung darstellt. Die Einspeisung von Wirk- bzw. Blindleistung setzt sich zusammen aus Einspeisung durch Generatoren und Entnahme durch Lasten $p_i := p_{i,g} - p_{i,c}$ bzw. $q_i := q_{i,g} - q_{i,c}$.

Betrachtet man ein radiales Stromnetz mit Orientierung zum UW, dann müssen die Variablen (S, V, I) für jede Schiene i und jede Leitung (i, j)

das Ohmsche Gesetz

$$V_i - V_j = z_{ij} I_{ij} \quad \forall (i, j) \in E, \quad (\text{II.27})$$

die Definition des komplexen Leistungsflusses

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad \forall (i, j) \in E, \quad (\text{II.28})$$

sowie die Leistungsbilanz

$$S_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (S_{ij} - z_{ij} |I_{ij}|^2) = s_j \quad \forall j \in N. \quad (\text{II.29})$$

erfüllen.

Die sekundärseitige Sammelschiene des UW wird als Bilanzknoten festgelegt, sodass die dortige komplexe Spannung gegeben ist.

Setzt man Gleichung (II.28) in Gleichung (II.27) ein, erhält man:

$$V_j = V_i - z_{ij} \frac{S_{ij}^*}{V_i^*} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.30})$$

Nimmt man das Quadrat des Betrags von (II.28) und (II.30) und schreibt die Gleichungen in Form von reellen Variablen, so erhält man das BFM [109]:

$$p_j = P_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij} - r_{ij} \ell_{ij}) \quad \forall j \in N \quad (\text{II.31})$$

$$q_j = Q_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij} - x_{ij} \ell_{ij}) \quad \forall j \in N \quad (\text{II.32})$$

$$v_j = v_i - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \ell_{ij} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.33})$$

$$v_i \ell_{ij} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.34})$$

wobei $l_{ij} = |I_{ij}|^2$ den quadrierten Betrag des Stroms und $v_i = |V_i|^2$ den quadrierten Betrag der Spannung bezeichnet.

In der Literatur wird diese Formulierung oft als *relaxed BFM* bezeichnet, da Informationen über die Spannungs- und Stromwinkel, $\angle V_i$ bzw. $\angle I_{ij}$, verloren gehen und die Menge der Variablen (P, Q, v, ℓ) eine Teilmenge der komplexen Variablen (S, V, I) ist [109], [110], [111]. In [109] wird jedoch bewiesen, dass man für radiale Netze, d.h. G ist ein Baum, die Winkel leicht aus der Lösung des *relaxed BFM* zurückgewinnen kann. Daher wird in dieser Arbeit der Begriff BFM für die Lastflussgleichungen (II.31) - (II.34) verwendet. Die Zeitabhängigkeit der Gleichungen wird der Kürze halber weggelassen.

Netzerweiterung Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Um diese Ziele zu erreichen, müssen die thermische Belastung von Betriebsmitteln sowie die Spannung innerhalb bestimmter Grenzen gehalten werden. Diese Grenzen werden durch folgende Nebenbedingungen abgebildet:

$$\ell_{ij} \leq |I_{ij}^{max}|^2 \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.35})$$

$$\underline{v}_i \leq v_i \leq \overline{v}_i \quad \forall i \in N \quad (\text{II.36})$$

Dabei ist I_{ij}^{max} der maximal zulässige Strom über die Leitung zwischen Schiene i und j und \underline{v}_i und \overline{v}_i die zulässige Unter- bzw. Obergrenze der Spannung an Schiene i .

Können diese Bedingungen nicht erfüllt werden, ist eine Netzerweiterung erforderlich. Die Netzerweiterung wird in der Regel durch das Lösen eines Mixed Integer Programming (MIP)-Problems angegangen, bei dem n identische parallele Leitungen zwischen zwei beliebigen Schienen installiert werden können, wie zum Beispiel bei Taylor [112] und Jabr [113] beschrieben. In diesem Fall sind die Leitungsimpedanzen technische Parameter und für jede Leitung festgelegt. Auch hier muss jede Schiene i und jede Leitung (i, j) in E die im vorigen Abschnitt vorgestellten Leistungsflussgleichungen erfüllen, woraus sich die folgenden, in Form von reellen Variablen geschriebenen Nebenbedingungen ergeben:

$$p_j = \sum_{k:j \rightarrow k} n_{jk} P_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} n_{ij} (P_{ij} - r_{ij} \ell_{ij}) \quad \forall j \in N \quad (\text{II.37})$$

$$q_j = \sum_{k:j \rightarrow k} n_{jk} Q_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} n_{ij} (Q_{ij} - x_{ij} \ell_{ij}) \quad \forall j \in N \quad (\text{II.38})$$

$$v_j = v_i - n_{ij} (2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \ell_{ij}) \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.39})$$

$$v_i \ell_{ij} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.40})$$

$$0 \leq \ell_{ij} \leq \bar{\ell}_{ij} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.41})$$

$$\underline{v}_i \leq v_i \leq \bar{v}_i \quad \forall i \in N \quad (\text{II.42})$$

$$1 \leq n_{ij} \leq \mathbf{n}_{max}, n_{ij} \in \mathbb{Z} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.43})$$

Da lediglich ganzzahlige Leitungen installiert werden können, werden die Nebenbedingungen (II.37)-(II.39), die die ganzzahlige Variable n enthalten, zu Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP)-Bedingungen. Da MINLP-Probleme im Allgemeinen schwieriger zu lösen sind als Nonlinear Programming (NLP)-Probleme, motiviert dies die Umformulierung des Netzausbauproblems in ein kontinuierliches NLP-Problem, das im Folgenden vorgestellt wird.

Die Umformulierung nutzt die Eigenschaften von Wirkwiderständen und Induktivitäten in Parallelschaltungen [114]. Der Gesamtwiderstand r einer Parallelschaltung mit N gleichen Wirkwiderständen r_0 und die Gesamtinduktivität L für N gleiche ungekoppelte (d.h. nicht wechselwirkende Magnetfelder) Induktivitäten L_0 lassen sich wie folgt berechnen:

$$r = \frac{r_0}{N} \quad (\text{II.44})$$

$$L = \frac{L_0}{N} \quad (\text{II.45})$$

Die Reaktanz einer Leitung x ist proportional zu seiner Induktivität und der Frequenz des Stroms im Stromnetz, weshalb (II.45) folgendermaßen geschrieben werden kann:

$$x = \frac{x_0}{N} \quad (\text{II.46})$$

Der maximal zulässige Strom über eine einzelne Leitung wird als $I^{max,0}$ bezeichnet. Bei N gleichen parallelen Leitungen kann dann der gesamte maximal zulässige Strom, bezeichnet als I^{max} , wie folgt geschrieben werden:

$$I^{max} = NI^{max,0} \Leftrightarrow N = \frac{I^{max}}{I^{max,0}} \quad (\text{II.47})$$

Wird (II.47) in (II.44) und (II.46) eingesetzt, so können der Wirkwiderstand sowie die Reaktanz jeder Leitung $(i, j) \in E$ wie folgt bestimmt werden:

$$r_{ij}I_{ij}^{max} = r_{ij}^0I_{ij}^{max,0} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.48})$$

$$x_{ij}I_{ij}^{max} = x_{ij}^0I_{ij}^{max,0} \quad \forall (i, j) \in E \quad (\text{II.49})$$

Für Leitungen die ausgebaut werden können, werden r_{ij} und x_{ij} zu Variablen, so dass die Lastflussgleichungen (II.31) - (II.34) und die in (II.35) und (II.42) eingeführten Nebenbedingungen mit der Variablenmenge $(P, Q, v, \ell, I^{max}, r, x)$ erfüllt werden müssen. Da das Verhältnis von I^{max} und $I^{max,0}$ kontinuierlich ist, wird das MINLP zu einem NLP.

Im Rahmen der Abschlussarbeit [101] wurden die MINLP- sowie die NLP-Formulierung der Netzerweiterung anhand von Testnetzen für bis zu 8 Zeitschritte miteinander verglichen. Es zeigte sich, dass die MINLP-Formulierung bereits bei kleinen Problemen nur in wenigen Fällen eine Lösung in annehmbarer Zeit liefert. Eine Anwendung auf reale Netzdaten und Problemgrößen sowie die zusätzliche Berücksichtigung von Speichern, welche die Problemgröße und -komplexität weiter erhöhen, wird daher ausgeschlossen. Es sei aber anzumerken, dass durch die Abbildung des Netzausbaus als kontinuierlicher Netzausbau die Netzausbaukosten im Optimierungsproblem unterschätzt werden, was zu einer Unterschätzung bspw. des Einsparpotenzials durch Batteriespeicher führen kann und bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden muss.

Neben dem Vergleich der NLP- mit der MINLP-Formulierung der Netzerweiterung wurde auch ein Vergleich mit einer kontinuierlichen Interpretation der MINLP-Formulierung (mit $n_{ij} \in \mathbb{R}$ in (II.43)) vorgenommen. Die kontinuierliche Interpretation der MINLP-Formulierung lieferte dabei deutlich höhere Rechenzeiten als die hier eingeführte NLP-Formulierung. Weitere Details können der Abschlussarbeit [101] entnommen werden.

Batteriespeicher Um das Potenzial von Speichern zur Netzentlastung sinnvoll bewerten zu können, muss der Speichereinsatz über einen längeren Zeitraum modelliert werden. Aufgrund der Notwendigkeit der Abbildung der Entwicklung des Speicherladdstands ergibt sich eine zeitliche Kopplung, was einen MPOPF erforderlich macht.

Sperstad und Korpas [115] geben eine Übersicht dazu, wie Speicher in MPOPF-Problemen abgebildet werden. Hier wird die Formulierung von Marley et al. [116] verwendet. Das Set von Schienen mit Batteriespeichern wird mit S bezeichnet. Sei $\mathcal{T} = \{0, \dots, T\}$ der betrachtete Zeithorizont, wobei der Zeitschritt der Länge T_s mit t bezeichnet wird und e^t der SOC zum Zeitschritt t ist. Die Entwicklung des SOC kann dann wie folgt formuliert werden:

$$\mathbf{T}_s \left(\boldsymbol{\eta}_{c,i} u_{c,i}^t - \frac{u_{d,i}^t}{\boldsymbol{\eta}_{d,i}} \right) = e_i^{t+1} - e_i^t \quad \forall i \in S, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{II.50})$$

Dabei repräsentieren η_c und η_d den Lade- und Entladewirkungsgrad, sowie u_c und u_d die Lade- und Entladerate. Darüber hinaus gelten Ober- und Untergrenzen für die Lade- und Entladerate sowie den SOC:

$$0 \leq u_{c,i} \leq \overline{u_{c,i}}, \quad 0 \leq u_{d,i} \leq \overline{u_{d,i}}, \quad 0 \leq e_i \leq \overline{e_i} \quad \forall i \in S \quad (\text{II.51})$$

Um ein gleichzeitiges Laden und Entladen von Batteriespeichern zu vermeiden, wird die folgende Komplementaritäts-Nebenbedingung eingeführt:

$$u_{c,i} u_{d,i} = 0 \quad \forall i \in S \quad (\text{II.52})$$

Diese nicht-konvexe Komplementaritäts-Nebenbedingung wird in Marley et al. [116] durch Einführung der konvexen Hülle der Nebenbedingung wie folgt relaxiert:

$$u_{c,i} u_{d,i} = 0 \quad \Rightarrow \quad u_{c,i} \leq - \left(\frac{\overline{u_{c,i}}}{\overline{u_{d,i}}} \right) u_{d,i} + \overline{u_{c,i}} \quad \forall i \in S \quad (\text{II.53})$$

Zudem wird ein periodischer Endwert des SOC gefordert, wobei e^0 den initialen SOC und e^{T+1} den finalen SOC des Batteriespeichers bezeichnet:

$$e_i^0 = e_i^{T+1} \quad \forall i \in S \quad (\text{II.54})$$

Komplexitätsreduktion Neben den bereits genannten Ansätzen zur Komplexitätsreduktion - der Umformulierung des Netzausbauproblems in ein kontinuierliches NLP-Problem sowie der Relaxation der nicht-konvexen Komplementaritäts-Nebenbedingung zur Vermeidung des gleichzeitigen Ladens und Entladens von Batteriespeichern - wurden im Rahmen der Masterarbeit von Pedersen [101] weitere Relaxationen nicht-konvexer Nebenbedingungen des Optimierungsproblems sowie im

Rahmen der Masterarbeit von Trommer [117] Ansätze zur zeitlichen Komplexitätsreduktion des Optimierungsproblems eingeführt und in das *eDisGo* Tool integriert. Die Ansätze werden im Folgenden kurz beschrieben. Details sowie Evaluierungsergebnisse können den jeweiligen Arbeiten entnommen werden.

Nichtkonvexitäten des Optimierungsproblems bestehen sowohl aufgrund der Lastflussgleichungen als auch der Netzausbauvariablen. Pedersen [101] führt zur Relaxation der nicht-konvexen BFM Nebenbedingung in Gleichung (II.34) die folgende SOCP Relaxation nach Gan et al. [118] ein und beweist, dass deren Exaktheit in radialen Netzen auch unter Berücksichtigung der in seiner Arbeit eingeführten Netzerweiterung gilt.

$$v_i \ell_{ij} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \Rightarrow \quad v_i \ell_{ij} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad (\text{II.55})$$

Zudem wird der McCormick Envelope verwendet, um die Nebenbedingung in Gleichung (II.35), mit welcher sichergestellt wird, dass der Strom über eine Leitung den maximal zulässigen Strom nicht überschreitet, zu relaxieren.

$$\ell \leq |I_{max}|^2 \quad \Rightarrow \quad \ell \leq (I_{lb} + I_{ub}) I_{max} - I_{lb} I_{ub} \quad (\text{II.56})$$

Zur zeitlichen Komplexitätsreduktion des Optimierungsproblems wurden in der Masterarbeit von Trommer [117] zwei Methoden untersucht. Bei der *Typical Periods Clustering* Methode wird die Eigenschaft genutzt, dass Sonneneinstrahlung, Wind und Stromlast wiederkehrenden Mustern folgen, die saisonal, wöchentlich, täglich oder sogar stündlich sein können. Somit können ähnliche Zeiträume identifiziert und zu einem Cluster zusammengefasst werden, welches jeweils durch einen Zeitraum in dem Cluster repräsentiert wird. In der Optimierung werden dann lediglich für die repräsentativen Zeiträume der identifizierten ähnlichen Perioden die vollständigen Lastflussgleichungen gelöst. Einzig die Speichergleichungen werden mit der vollen Auflösung betrachtet, um die Konsistenz der Speicherfüllstände über den gesamten betrachteten Zeitraum zu wahren. Für das Clustering wird der k-Means-Algorithmus verwendet. Statt das Clustering auf allen Bedarfs- und Erzeugungszeitreihen durchzuführen, was aufgrund der hohen Anzahl an Lasten und Generatoren in den Netzen je Zeitschritt Vektoren mit sehr hoher Dimensionalität zur Folge hätte, wird der Lastfluss über jede Leitung je Zeitschritt, welcher durch eine Lastflussberechnung ohne Speicher ermittelt wird, verwendet.

Als zweite Methode zur zeitlichen Komplexitätsreduktion wurde die *Peak Selection* Methodik entwickelt, bei der ausgenutzt wird, dass netzdienlich eingesetzte Speicher hauptsächlich in Zeiten auftretender Netzprobleme eingesetzt werden um

die Netzprobleme zu reduzieren und somit Netzausbaubedarfe zu minimieren, was Voruntersuchungen ergaben. Die kritischsten Zeitschritte für jedes Betriebsmittel werden mittels Lastflussanalyse ermittelt. Neben diesen Zeitschritten werden zusätzlich Zeitfenster vor und nach den kritischen Zeitschritten im Optimierungsproblem zur Speicherbe- und -entladung berücksichtigt. Die Länge der Zeitfenster kann flexibel eingestellt werden und sollte in Abhängigkeit der Speichertechnologie gewählt werden, von der abhängt, in welcher Zeit ein Speicher be- und entladen werden kann.

4 Untersuchung netzbezogener Fragestellungen

4.1 Auswirkungen marktorientierten Ladens auf Verteilnetze

Im Folgenden werden Untersuchungen zu marktorientiertem Laden von EVs präsentiert, die im Rahmen einer Veröffentlichung auf dem 5. E-Mobility Integration Symposium [6] vorgestellt wurden.

Die Untersuchung stützt sich auf eine Studie des Übertragungsnetzbetreibers Elia Group, in der der Nutzen eines marktorientierten Ladens von EVs für das Stromsystem bewertet wurde [119]. In der Studie der Elia Group [119] konnte gezeigt werden, dass ein marktorientiertes Laden von EVs die marktbedingten Abregelungen von fEE, bspw. bedingt durch negative Strompreise, erheblich reduzieren kann und sich somit vorteilhaft auf die Gesamtsystemkosten des Stromsystems auswirkt. Die Auswirkungen auf das Verteilnetz wurden dabei allerdings nicht berücksichtigt.

In einigen Studien wird kritisch angemerkt, dass das marktorientierte Laden zu einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führen kann, was zu signifikanten Netzproblemen in Verteilnetzen führen kann [100, 120]. Bislang gibt es aber nur wenige Studien, die die Auswirkungen marktorientierten Ladens auf die Verteilnetze bewerten. Im Rahmen dieser Untersuchung sollten daher die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden:

- Wie beeinflusst marktorientiertes Laden Überlastungs- und Spannungsprobleme in MS- und NS-Netzen im Vergleich zu ungesteuertem Laden?
- Kann marktorientiertes Laden eine sinnvolle Flexibilität bieten, um die Integration von fEE in MS- und NS-Verteilnetze zu befördern?

4.1.1 Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung

Im Folgenden soll der Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung nur kurz umrissen werden. Ausführliche Informationen finden sich in der zugrunde liegenden Veröffentlichung von Schachler et al. [6].

Allgemeiner Szenariorahmen und untersuchte Szenarien Da diese Untersuchung auf der Studie der Elia Group [119] aufbaut, wird der gleiche allgemeine Szenariorahmen verwendet, der durch das *B-2030*-Szenario des deutschen Netzentwicklungsplans (Version 2019) [121] gebildet wird. Die zugrunde liegende Annahme des Szenarios ist eine erneuerbare Durchdringung, die in einem moderaten Sektorkopplungsszenario 65 % der Last bedienen kann. Um einen schnelleren Anstieg der Durchdringung mit

EVs zu berücksichtigen, wird der Szenariorahmen so angepasst, dass 10 Millionen statt 6 Millionen EVs berücksichtigt werden.

Für Verteilnetzuntersuchungen sind räumlich hoch aufgelöste Daten zu Erzeugungsanlagen und Verbrauchern notwendig. Das Vorgehen zur Regionalisierung kann dem Paper von Schachler et al. [6] entnommen werden. Einspeise- und Verbrauchszeitreihen der regionalisierten Einheiten in stündlicher Auflösung werden dadurch erhalten, dass deutschlandweite Zeitreihen der verschiedenen Generator- und Lasttypen aus der Elia Group Studie [119] proportional zu der jeweiligen installierten Generatorleistung bzw. dem Jahresverbrauch der Last skaliert werden. Zur Bestimmung des Einsatzes von Generatoren und P2X-Einheiten wird in der Elia Group Studie [119] ein europäisches Strommarktmodell verwendet, in welchem die Gesamtsystemkosten minimiert werden.

Es werden in dieser Untersuchung zwei Szenarien betrachtet: eines mit ungesteuertem Laden von EVs und eines mit marktorientiertem Laden. Da sich der zeitliche Verlauf der Ladebedarfe zwischen den Szenarien unterscheidet, ist auch der durch das Strommarktmodell ermittelte kostenoptimale Generatoreinsatz in den beiden Szenarien unterschiedlich, während die weiteren Verbrauchszeitreihen in beiden Szenarien gleich sind.

Elektromobilitätsbedarf Wie zuvor angemerkt, werden deutschlandweite Elektromobilitätslastzeitreihen für beide Szenarien aus der Elia Group Studie [119] entnommen. In der Studie wird ein Verkehrsmodell zur Generierung des individuellen Fahrverhaltens von EVs verwendet. Das Modell nutzt historische Mobilitätsdaten aus Deutschland, die aus der Befragung MiD [81] entnommen wurden. Die Daten enthalten u.a. Informationen über Start- und Endzeiten, den Zweck sowie die zurückgelegte Strecke von Fahrten. Die Ergebnisse des Verkehrsmodells sind der Stromverbrauch und die verfügbaren Zeitfenster für das Laden jedes modellierten EVs. Außerdem werden Informationen über die Art des Ladepunktes gegeben. In dem Modell wird zwischen drei Arten unterschieden - das Laden zu Hause, am Arbeitsplatz und im öffentlichen Raum -, während bei öffentlichen Ladepunkten zusätzlich zwischen Langsam- und Schnellladung unterschieden wird. Dies ist wichtig, um die unterschiedlichen Wahrscheinlichkeiten der Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten sowie die unterschiedlichen verfügbaren Ladeleistungen zu berücksichtigen.

Der Ladebedarf beim ungesteuerten Laden ergibt sich aus der Annahme, dass jedes EV sofort nach Ankunft an einer Ladestation angeschlossen und mit der maximal verfügbaren Ladeleistung geladen wird. Für das marktorientierte Laden werden die

generierten Zeitfenster möglicher Ladezeiten jedes einzelnen EV mit einem europäischen Marktmodell kombiniert, um optimale Zeiträume zum Laden des Fahrzeugs zu bestimmen, mit dem Ziel, die Stromkosten für das Laden zu minimieren.

Der sich daraus ergebende durchschnittliche deutschlandweite Ladebedarf über einen Tag ist für beide Szenarien in Abbildung II.42 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass marktorientiertes Laden zu einer Verschiebung des Ladebedarfs weg von den Abendstunden hin zu den Nachtstunden sowie in die Mittagszeit führt. Aus der Abbildung nicht hervor geht, dass die deutschlandweite Spitzenlast des EV-Ladens durch das marktorientierte Laden fast verdreifacht wird, von 9,4 GW auf rund 26,7 GW. Die deutschlandweite Gesamtspitzenlast geht dagegen leicht zurück.

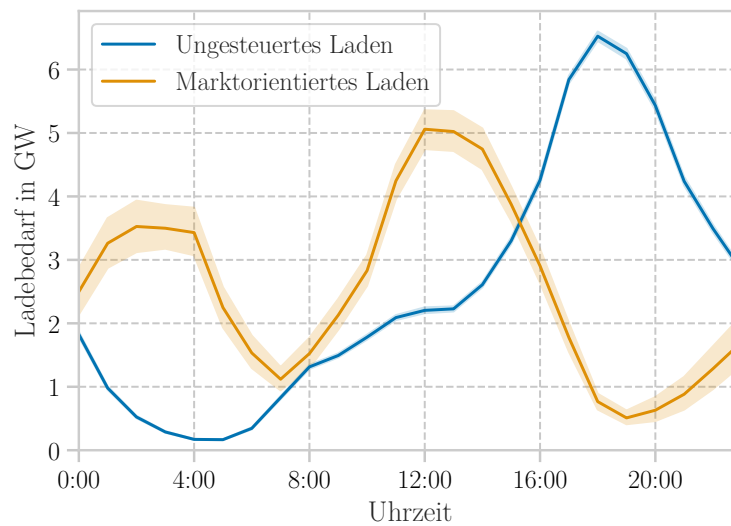


Abbildung II.42: Durchschnittlicher, deutschlandweiter Ladebedarf bei ungesteuertem und marktorientiertem Laden [6].

Zur Regionalisierung des Ladebedarfs wird zunächst der deutschlandweite Bedarf auf alle NUTS 3-Regionen nach Ebner et al. [122] aufgeteilt. Anschließend erfolgt die Regionalisierung innerhalb jeder NUTS 3-Region, indem für jede betrachtete Ladepunktart potenzielle Ladestandorte gemäß des in Kapitel 2.2 beschriebenen Vorgehens ermittelt werden und der Ladebedarf auf Basis der jeweils zugewiesenen Attraktivität auf die Ladepunkte im Netz aufgeteilt wird.

Verwendete Netztopologien Grundlage der Untersuchungen bilden die in Kapitel 3.1.1 beschriebenen synthetischen Verteilnetztopologien. Da die Analyse der Gesamtzahl der über 3300 MS-Netze den Rahmen der Untersuchung übersteigen würde, wird eine räumliche Komplexitätsreduktion durchgeführt, aus der sich eine repräsentative Teilmenge der Netze ergibt. Zu diesem Zweck wird der k-medoids-Algorithmus zur Identifizierung von Clustern ähnlicher Netze verwendet [86].

Die Netze werden anhand der folgenden vier unabhängigen Merkmale geclustert, von denen angenommen wird, dass sie den größten Einfluss auf die entstehenden Netzprobleme haben:

- Ausbau der PV vom Status quo bis 2030,
- Ausbau der Windkraft an Land vom Status quo bis 2030,
- Spitzenlast von Wärmepumpen (WP),
- Spitzenlast von EVs.

Aus jedem mittels des k-medoids-Algorithmus bestimmten Cluster dient ein Netz als Repräsentant, an dem weitere detaillierte Untersuchungen durchgeführt werden. Es wird hier eine Anzahl von 15 Clustern gewählt. Das Ergebnis des Clusterings sind damit 15 repräsentative MS-Netze, mit darunter liegenden NS-Netzen, die die Gesamtheit der ländlichen und vorstädtischen deutschen Verteilnetze repräsentieren.

Wie in Kapitel 3.1.1 genannt, können städtische Netze zum Zeitpunkt der Untersuchung nicht mit *ding0* modelliert werden. Um Aussagen über die Netzauswirkungen in urbanen Netzen treffen zu können, werden die drei am stärksten Last-dominierten, repräsentativen Netze, die durch das Clustering ermittelt wurden, als Grundlage für die Analyse der Auswirkungen auf städtische Netze herangezogen. Die Kapazitäten von PV und Wind, sowie die Nachfrage von WP und EVs werden so angepasst, dass sie typischen Werten in städtischen Netzen entsprechen. Somit ergeben sich insgesamt 18 Netze, welche im Rahmen der Untersuchung analysiert werden.

Die 18 Netze werden danach kategorisiert, ob sie PV-, Wind- oder Last-dominiert sind, um die Auswirkungen der untersuchten Ladestrategien auf unterschiedliche Netztypen bewerten zu können. Netze, die nicht eindeutig einer dieser Kategorien zuordenbar sind, werden als *Andere* kategorisiert. Aufgrund ihrer Diversität werden sie in dieser Studie nicht gesondert behandelt, sondern lediglich in den Ergebnissen für ganz Deutschland berücksichtigt.

Tabelle II.10 gibt die Anzahl der repräsentativen Netze, die für detaillierte Analysen jedes Netztyps verwendet werden, sowie den Anteil jedes Netztyps an der Gesamtheit der über 3300 MS-Netze. Es zeigt sich, dass Last-dominierte (nicht-städtische) Netze den größten Anteil der Netze ausmachen. Wind-dominierte Netze machen nur etwa 7 % der MS-Netze in Deutschland aus, da ein großer Teil der gesamten Windkapazität in der HS-Ebene angeschlossen ist.

Vorgehen zur Bewertung der Netzauswirkungen Um die Auswirkungen des markt-orientierten Ladens auf die MS- und NS-Netze zu bewerten und sie mit dem ungesteuerten Laden zu vergleichen, werden zunächst die in den beiden Szenarien auftretenden Spannungs- und Überlastungsprobleme gemäß dem in Kapitel 3.1.2

Tabelle II.10: Anzahl der repräsentativen Netze und Anteil je Netztyp

	Anzahl der repräsentativen Netze	Anteil der repräsentierten Netze
PV-dominiert	4	22,9 %
Wind-dominiert	3	6,7 %
Last-dominiert (nicht-urban)	4	53,0 %
Urban	3	6,6 %
Andere	4	10,8 %

geschilderten Vorgehen ermittelt. Diese Analyse basiert auf jährlichen Zeitreihen in stündlicher Auflösung. Anschließend wird die notwendige Abregelung von Last und Erzeugung zur Lösung der jeweils auftretenden Netzprobleme nach dem ebenfalls in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Vorgehen ermittelt.

Um Ergebnisse für die Gesamtheit der deutschen MS- und NS-Netze zu erhalten, werden die Ergebnisse für die repräsentativen Netze mit der Anzahl der von ihnen repräsentierten Netze hochskaliert.

4.1.2 Ergebnisse

Auswirkungen auf die Residuallast sowie die maximale Betriebsmittelbelastung

Tabelle II.11 gibt die Veränderung der maximalen positiven und negativen Residuallast (Strombedarf minus Einspeisung in MS- und darunter liegenden NS-Netzen) zwischen dem ungesteuerten und dem marktorientierten Szenario für die verschiedenen in dieser Studie differenzierten Netztypen an. Die Maximalwerte im Falle ungesteuerten Ladens dienen jeweils als Referenz. Somit zeigen Werte über 100 % eine Erhöhung der maximalen Residuallast durch marktorientiertes Laden auf, während Werte unter 100 % eine Verringerung darstellen. Während durch das marktorientierte Laden die maximale positive Residuallast vor allem in erzeugungsdominierten Netzen gesenkt wird, wird sie in urbanen Netzen teilweise stark erhöht. In Last-dominierten (nicht-urbanen) Netzen ist sowohl eine Zunahme als auch eine Abnahme zu beobachten. Hinsichtlich der maximalen negativen Residuallast, die den maximalen Rückspeisefall darstellt, zeigt Tabelle II.11, dass sie in erzeugungsdominierten Netzen ebenfalls abnimmt. Der Rückgang ist mit bis zu 15 % in PV-dominierten Netzen generell höher als in Wind-dominierten Netzen, wo sie nur um bis zu 2 % vermindert werden kann. Da in Last-dominierten nicht-urbanen und urbanen Netzen die Last immer höher ist als die Einspeisung, ist die Residuallast hier immer positiv.

Tabelle II.11: Veränderung der maximalen positiven und negativen Residuallast je Netztyp. Werte über 100 % zeigen eine Erhöhung der maximalen Residuallast im Falle marktorientierten Ladens auf.

Netztyp	Max. positive Residuallast	Max. negative Residuallast
PV-dominiert	87 % - 100 %	85 % - 98 %
Wind-dominiert	58 % - 91%	98 % - 100 %
Last-dominiert (nicht-urban)	96 % - 105%	-
Urban	111 % - 183%	-

Der Einfluss des unterschiedlichen Ladeverhaltens auf einzelne Betriebsmittel ist in Abbildung II.43 dargestellt. Sie zeigt die maximale Belastung aller Betriebsmittel, die in einem der beiden Szenarien überlastet sind. Im Falle der urbanen Netze ist zu erkennen, dass die maximale Belastung der Betriebsmittel durch ein marktorientiertes Laden deutlich erhöht wird. Außerdem ist eine Zunahme der Anzahl der überlasteten Betriebsmittel zu verzeichnen, was durch die erhöhte Anzahl an Datenpunkten mit Maximalbelastungen über 1 p.u. angezeigt wird. Sowohl die Anzahl der überlasteten Betriebsmittel als auch die maximale Belastung dienen als Indikator für den notwendigen Netzverstärkungsbedarf, sofern keine alternativen Flexibilitätsoptionen genutzt werden können. Bei PV- und Last-dominierten (nicht-urbanen) Netzen ist ebenfalls ein Anstieg der Anzahl überlasteter Betriebsmittel und der Maximalbelastung zu beobachten, wenn auch nicht in dem Maße wie in den urbanen Netzen. Für Wind-dominierte Netze kann festgestellt werden, dass sich die maximale Belastung nicht signifikant ändert, da sie für die meisten Betriebsmittel in diesen Netzen aufgrund der hohen Einspeisung erreicht wird und nur geringfügig durch die Verlagerung des Ladebedarfs in Zeiten hoher Einspeisung beeinflusst wird.

Notwendige Abregelung zur Lösung der auftretenden Netzprobleme Die zeitlich aufgelöste notwendige Abregelung zur Lösung von Netzproblemen kann den zeitlichen Flexibilitätsbedarf innerhalb eines Netzes visualisieren. Abbildung II.44 zeigt die notwendige Abregelung in allen deutschen MS- und NS-Netzen, die durch neue Verbraucher und Erzeugungsanlagen im Szenario mit ungesteuertem Laden hervorgerufen wird. Es ist zu erkennen, dass lastbedingte Netzprobleme vorwiegend in den Abendstunden und hier verstärkt in den Wintermonaten auftreten. In den Sommermonaten kommt es lediglich in den urbanen Netzen zu einer notwendigen Abregelung des Ladebedarfs. Einspeisebedingte Netzprobleme treten hauptsächlich im Sommer um die Mittagszeit aufgrund der hohen PV-Einspeisung sowie im Winter aufgrund der hohen Windenergieeinspeisung auf.

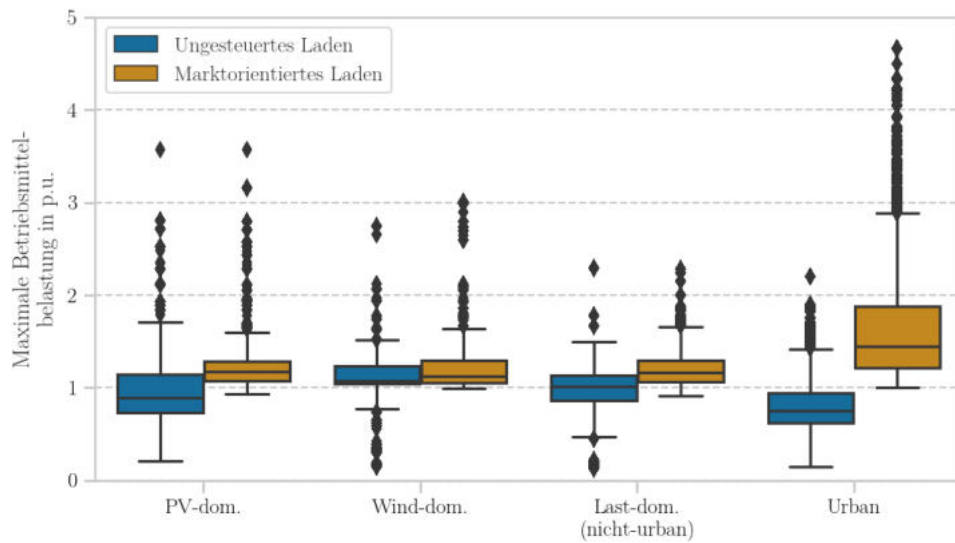


Abbildung II.43: Maximale Belastung von Leitungen und Transformatoren. Es werden nur Komponenten berücksichtigt, die in einem der beiden Szenarien überlastet sind.

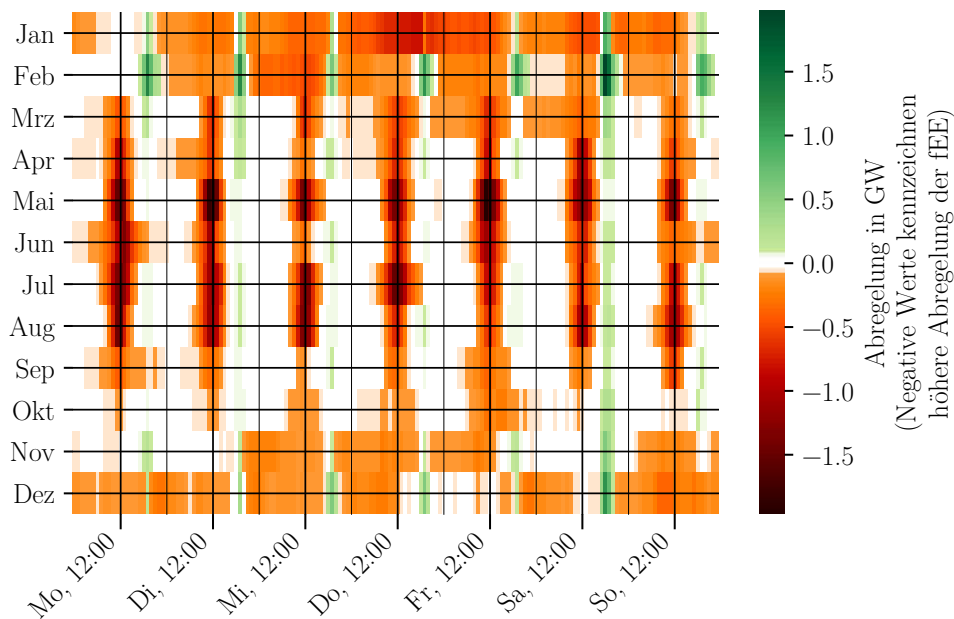


Abbildung II.44: Notwendige Abregelung des Ladebedarfs sowie der fEE-Einspeisung zur Lösung von Netzproblemen in allen deutschen MS- und NS-Netzen bei ungesteuertem Laden.

Durch das marktorientierte Laden wird das Laden der EVs von Zeiten mit hoher Residuallast in Zeiten mit hoher fEE-Einspeisung, welche durch niedrige Strompreise gekennzeichnet sind, verlagert. Die sich daraus ergebende Differenz zwischen der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs bei marktorientiertem und ungesteuertem Laden ist in Abbildung II.45 für urbane und Wind-dominierte Netze dargestellt.

Sie ist zur besseren Vergleichbarkeit auf den jeweils maximalen Ladebedarf im Falle marktorientierten Ladens skaliert. Die Abbildung zeigt, dass marktorientiertes Laden die Netzprobleme in den Abendstunden sowohl in urbanen als auch in Wind-dominierten Netzen reduziert. Dies gilt auch für die anderen, hier nicht dargestellten Netztypen. Insgesamt verringert das marktorientierte Laden den Abregelungsbedarf in den Abendstunden so stark, dass Netzprobleme fast vollständig gelöst werden können.

Zu anderen Zeiten ist jedoch ein starker Anstieg der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs zu beobachten, der auf eine hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen zurückzuführen ist. Diese Ereignisse treten hauptsächlich in Winternächten mit hoher Windenergieeinspeisung sowie im Sommer um die Mittagszeit, vorwiegend an Wochenenden, in Zeiten hoher PV-Einspeisung auf. Neben der hohen Einspeisung sind diese Zeiten dadurch gekennzeichnet, dass angenommen wird, dass viele Menschen zu Hause sind und dort eine hohe Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten besteht.

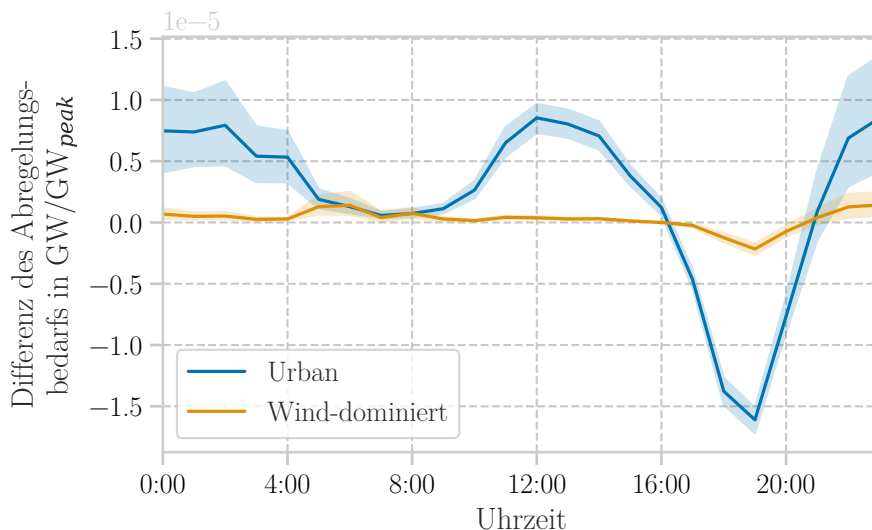


Abbildung II.45: Durchschnittliche Differenz der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs bei marktorientiertem und ungesteuertem Laden in urbanen und Wind-dominierten Netzen. Negative Werte kennzeichnen eine höhere Abregelung im Falle ungesteuerten Ladens.

Die hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt in urbanen Netzen zu stärkeren Netzproblemen als in Wind-dominierten Netzen, wie die höhere spezifische Abregelung des Ladebedarfs in den urbanen Netzen in Abbildung II.45 zeigt. In Wind-dominierten Netzen ist zu beobachten, dass durch das marktorientierte Laden die notwendige EV-Abregelung vor allem in der Nacht erhöht wird, während sie um die Mittagszeit nicht erhöht wird. Sie ist daher überwiegend auf Ladebedarfsspitzen, welche durch hohe Windeinspeisung hervorgerufen werden, zurückzuführen. Die notwendige Abregelung des Ladebedarfs in PV- und Last-dominierten (nicht-urbanen) Netzen, welche hier

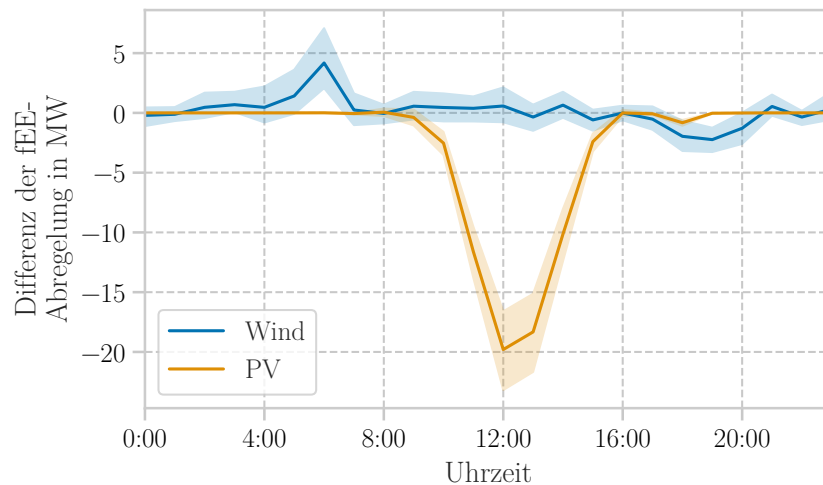


Abbildung II.46: Durchschnittliche Differenz der notwendigen Abregelung von fEE-Einspeisung bei marktorientiertem und ungesteuertem Laden in den deutschen MS- und NS-Netzen. Negative Werte kennzeichnen eine höhere Abregelung im Falle ungesteuerten Ladens.

nicht dargestellt ist, ist ähnlich wie in den Wind-dominierten Netzen. Auch hier führen PV-getriebene Ladebedarfsspitzen im Allgemeinen zu einer geringeren notwendigen Abregelung des Ladebedarfs als Windenergie-getriebene Ladebedarfsspitzen.

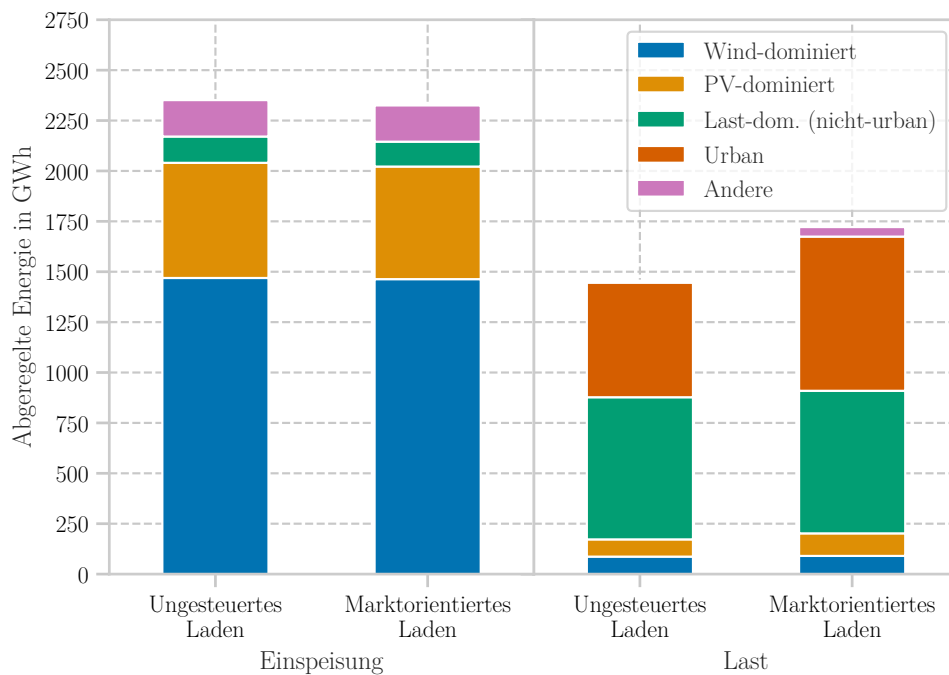


Abbildung II.47: Gesamte notwendige Abregelung des Ladebedarfs sowie der fEE-Einspeisung zur Lösung von Netzproblemen in den deutschen MS- und NS-Netzen, differenziert nach Netztyp.

Die durch PV-Einspeisung bedingten Ladebedarfsspitzen führen nicht nur zu einer geringeren notwendigen Abregelung des Ladebedarfs, sondern auch zu einer stärkeren Verringerung der fEE-Abregelungen als Windenergie-getriebene Ladebedarfsspitzen, wie aus Abbildung II.46 durch die stärkere Verringerung der Abregelung der PV hervorgeht. Insgesamt ist die Reduktion der notwendigen fEE-Abregelung durch marktorientiertes Laden zwar in allen Netzen mit einspeisebedingten Netzproblemen zu beobachten, jedoch fallen sie in Summe nur gering aus, wie Abbildung II.47 zeigt. Die Reduktionen sind fast ausschließlich auf eine Verringerung der PV-Abregelung in der NS-Ebene zurückzuführen. Auf der Lastseite ist ein Anstieg der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs zur Lösung von Netzproblemen um etwa 12 % zu verzeichnen, der hauptsächlich auf urbane Netze zurückzuführen ist, während in den anderen Netztypen die notwendige Lastabregelung nicht signifikant zunimmt.

Ladevorgangsunterbrechung Nach § 14a EnWG sind deutsche Verteilnetzbetreiber (VNBs) berechtigt, das Laden von EV zu steuern. Die Details dazu werden derzeit noch diskutiert. Im Falle von Wärmepumpen haben VNBs bereits die Möglichkeit, die Stromversorgung für zwei aufeinanderfolgende Stunden und insgesamt nicht mehr als sechs Stunden pro Tag zu unterbrechen (vgl. § 7 BTOElt), um kritische Netzbelastungen zu vermeiden. Es wird daher im Rahmen dieser Studie weiterhin untersucht, wie häufig Ladevorgänge an allen modellierten Ladepunkten für bis zu zwei Stunden und mehr als zwei Stunden unterbrochen werden, um Netzprobleme zu lösen. Durch die Analyse soll geprüft werden, ob eine der beiden Ladestrategien für VNBs besser geeignet ist, um Netzprobleme durch die Maßnahme der Unterbrechung des Ladevorgangs für bis zu zwei Stunden zu vermeiden.

Abbildung II.48 zeigt die Ergebnisse dieser Auswertung für Last-dominierte Netze, differenziert nach Jahreszeiten. Die Sommermonate umfassen dabei die Monate Juni, Juli und August, die Wintermonate Dezember, Januar und Februar. Es zeigt sich, dass die Wahrscheinlichkeit von notwendigen Ladevorgangsunterbrechungen von mehr als zwei Stunden in den Sommer- und Übergangsmonaten für beide Ladestrategien nahe Null liegt. In den Wintermonaten steigt die Wahrscheinlichkeit dieser Ereignisse jedoch an und liegt bei ungesteuertem Laden bei etwa 7 %. Durch das marktorientierte Laden verringert sich die Wahrscheinlichkeit von notwendigen Ladevorgangsunterbrechungen von mehr als zwei Stunden und liegt bei rund 4 %. Diese Effekte sind auch in den anderen Netztypen zu beobachten, wobei in PV- und Wind-dominierten Netzen die Wahrscheinlichkeit von Ladevorgangsunterbrechungen generell geringer ist, während sie in urbanen Netzen generell höher ist. Bei letzteren liegt auch im Sommer die Wahrscheinlichkeit der Notwendigkeit einer Ladevorgangsunterbrechung bei etwa 15 % im Falle ungesteuerten Ladens sowie bei ca. 7 % im Falle marktorientierten Ladens.

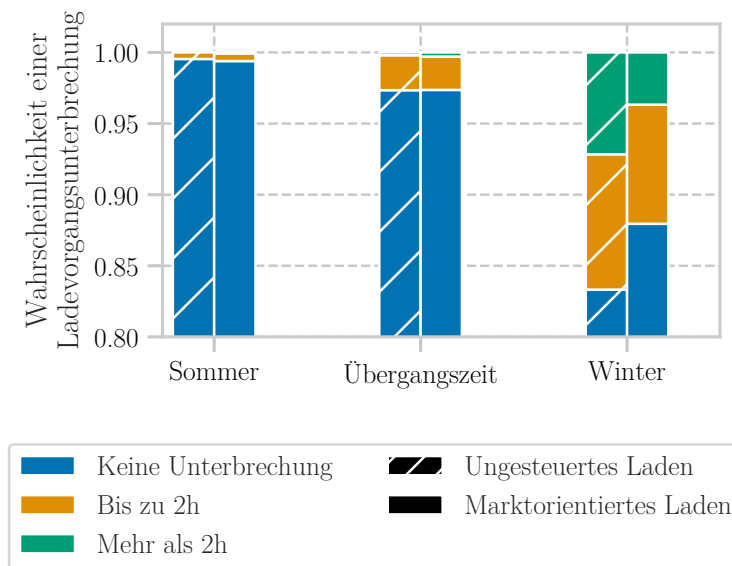


Abbildung II.48: Wahrscheinlichkeit einer Ladevorgangsunterbrechung von null, bis zu zwei und mehr als zwei Stunden für Last-dominierte Netze, differenziert nach Jahreszeit.

4.1.3 Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass ungesteuertes Laden vor allem in den Abendstunden zu Netzproblemen führt, wenn das Laden von EVs mit einer hohen konventionellen Stromnachfrage zusammenfällt. Dieser Effekt wird in den Wintermonaten mit einer zusätzlich hohen Stromnachfrage von WP noch gravierender. Durch das marktorientierte Laden wird das Laden der EVs aus den Abendstunden weg verlagert, wodurch dann in diesen Zeiten nur noch wenig Netzprobleme bestehen. Zu anderen Zeiten führt das marktorientierte Laden jedoch zu hohen Ladebedarfsspitzen, die zu signifikanten Netzproblemen führen, die stärker ausfallen als bei ungesteuertem Laden. Die höchsten Ladebedarfsspitzen treten in Winternächten mit hoher Windeinspeisung und an Sommerwochenenden um die Mittagszeit mit hoher PV-Einspeisung auf. Zu diesen Zeiten wird angenommen, dass viele Menschen zu Hause sind, wo Lademöglichkeiten bestehen, weshalb das Potenzial einer Verlagerung der Ladevorgänge in diese Zeiten hoch ist.

In urbanen Netzen führen die Ladebedarfsspitzen zu einem signifikanten Anstieg der Anzahl überlasteter Leitungen und Transformatoren, ihrer maximalen Belastung und der notwendigen Abregelung des Ladebedarfs, um lastbedingte Netzprobleme zu lösen, während in den anderen Netztypen nur eine geringe Zunahme dieser Größen beobachtet werden kann. Es sei an dieser Stelle anzumerken, dass die urbanen Netze die größte Unsicherheit in dieser Studie bergen, da für deren Modellierung stark Last-dominierte Netze zugrunde gelegt werden. Da die urbanen Netze nur etwa

7% der deutschen MS-Netze ausmachen, können die Auswirkungen insgesamt als moderat eingestuft werden, mit einem Anstieg der deutschlandweit notwendigen Ladebedarfsabregelung von nur 0,7% des gesamten Ladebedarfs.

Die stärkere Auswirkung des marktorientierten Ladens auf urbane Netze hat verschiedene Gründe. Zum einen wurde in den anderen Netztypen durch den Ausbau der EE zumindest zu Teilen bereits eine Verstärkung der Netze vorgenommen. Diese können daher mehr zusätzliche Last aufnehmen als die urbanen Netze. Ein weiterer Grund ist, dass das Verhältnis von Strombedarf für EVs und konventionellem Strombedarf in urbanen Gebieten bis zu viermal höher angenommen wird als in den anderen Netztypen. Dadurch wird eine Verdopplung oder Verdreifachung der Ladebedarfsspitzen, wie sie im Falle des marktorientierten Ladens auftritt, eher zu einem Anstieg der Gesamtsitzenlast führen, auch wenn das Laden von den Spitzenlastzeiten des konventionellen Strombedarfs weg verlagert wird. Darüber hinaus können in den anderen Netztypen hohe Ladebedarfsspitzen durch die fEE-Einspeisung bis zu einem gewissen Grad ausgeglichen werden, was auch aus Tabelle II.11 hervor geht.

Das Potenzial zum Ausgleich von Ladebedarfsspitzen mit fEE-Einspeisung erweist sich für PV-getriebene Ladebedarfsspitzen als höher als für Windenergie-getriebene Ladebedarfsspitzen, da sowohl PV-Anlagen als auch Ladestationen zu einem großen Teil in der NS angeschlossen sind. Im Gegensatz dazu sind Windanlagen überwiegend in der MS und HS angeschlossen. Windenergie-getriebene Ladebedarfsspitzen führen daher zu generell höheren Residuallasten in der NS-Ebene als PV-getriebene, was zu den beobachteten höheren notwendigen Abregelungen des Ladebedarfs führt. Die erhöhte notwendige Abregelung des Ladebedarfs verringert auch die Ausgleichseffekte des Ladens von EVs und Windenergieeinspeisung in der MS, wodurch das Potenzial zur Verringerung der Windenergieabregelung und zur Unterstützung der Netzintegration von Windanlagen reduziert wird.

Darüber hinaus kann zeitweise ein Anstieg der Windenergieabregelung beobachtet werden. Dies lässt sich durch die zeitliche Verschiebung des Ladebedarfs durch marktorientiertes Laden erklären, die zu einer Verlagerung des Ladens vom Laden zu Hause auf öffentliche Ladepunkte und den Arbeitsplatz führt. Dies wiederum bringt eine räumliche Verlagerung des Ladens der EVs mit sich. Eine mögliche Erklärung dafür, warum die räumliche Verschiebung zu einem Anstieg von hauptsächlich Windenergieabregelung führt, ist, dass sich die Standorte der Windkraftanlagen überwiegend in ländlichen Gebieten befinden, während durch die Verlagerung des Ladens vom Wohnort auf den Arbeitsplatz und öffentliche Ladepunkte das Laden in die suburbanen Gebiete der Netze verlagert wird.

Insgesamt wird die notwendige Windenergieabregelung durch marktorientiertes Laden nicht reduziert. Die Abregelung von PV kann geringfügig um etwa 3% reduziert

werden. Somit ist der Einfluss des marktorientierten Ladens auf die Reduzierung von fEE-Abregelungen aufgrund von Netzrestriktionen in der MS und NS nur gering. Es ist jedoch anzumerken, dass die marktbedingte fEE-Abregelung erheblich reduziert wird.

Betrachtet man die Wahrscheinlichkeit notwendiger Unterbrechungen von Ladevorgängen in beiden Szenarien, so ist festzustellen, dass das marktorientierte Laden die Wahrscheinlichkeit, dass Ladevorgänge für mehr als zwei Stunden unterbrochen werden müssen, im Mittel verringert. Könnten VNBs also das Laden von EVs für bis zu zwei aufeinanderfolgende Stunden unterbrechen, wie es derzeit bei WP möglich ist, würde dies häufiger zur Lösung von lastbedingten Netzproblemen führen, ohne dass weitere Maßnahmen erforderlich wären. Für beide Ladestrategien zeigte sich, dass Unterbrechungen von Ladevorgängen von bis zu zwei Stunden nur in den Sommer- und Übergangsmonaten in PV-, Wind- und Last-dominierten (nicht-urbanen) Netzen ausreichend sind, um lastbedingte Netzprobleme zu lösen. In den Wintermonaten sowie in den urbanen Netzen ganzjährig sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Es ist jedoch anzumerken, dass die ermittelten Zeiträume der notwendigen Ladevorgangsunterbrechungen aufgrund der angewandten Methodik zur Ermittlung des Abregelungsbedarfs möglicherweise überschätzt werden. Zur Bestimmung des notwendigen Abregelungsbedarfs wird das Laden an allen Ladepunkten, die hinter einer Betriebsmittelüberlastung oder in einem Strang mit Spannungsproblemen liegen, gleichermaßen abgeregelt (vgl. Kapitel 3.1.2). Eine stärkere Abregelung an einzelnen Ladepunkten könnte zu einer Verringerung der Zeiträume führen, in denen das Laden an einzelnen Ladepunkten gedrosselt wird. Dies wird jedoch hier nicht weiter untersucht.

Insgesamt haben sowohl das ungesteuerte als auch das marktorientierte Laden Vor- und Nachteile. Einerseits kann die marktbedingte fEE-Abregelung durch marktorientiertes Laden deutlich reduziert werden, wodurch die CO₂-Emissionen und der Bedarf an zeitlicher Flexibilität verringert werden. Andererseits führt das marktorientierte Laden zu Ladebedarfsspitzen, die bis zu dreimal so hoch ausfallen wie bei ungesteuertem Laden. Während die Auswirkungen auf last- und einspeisebedingte Netzprobleme in PV-, Wind- und Last-dominierten (nicht-urbanen) Netzen nur gering sind, nehmen lastbedingte Netzprobleme in urbanen Netzen in Anzahl und Ausmaß deutlich zu und erhöhen damit den Bedarf an räumlicher Flexibilität erheblich, wenn keine anderen Maßnahmen getroffen werden können.

Darüber hinaus kann der hier betrachtete Durchdringungsgrad von 10 Millionen EVs nur als Zwischenstufe betrachtet werden. Um eine Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen, kann angenommen werden, dass die Zahl der EVs weiter zunehmen wird. Dies muss mit einem Ausbau der EE einhergehen. Die in dieser

Studie durchgeführten Analysen haben gezeigt, dass marktorientiertes Laden vor allem in Netzen mit nur geringen fEE-Kapazitäten zu erhöhten Netzproblemen führt. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass PV-getriebene Ladebedarfsspitzen zu weniger Netzproblemen führen als Windenergie-getriebene Ladebedarfsspitzen und ein höheres Potenzial zur Verringerung von fEE-Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen haben. Daher haben die räumliche Verteilung der fEE in Deutschland sowie der Anteil von PV einen erheblichen Einfluss darauf, ob die Vor- oder Nachteile des marktorientierten Ladens überwiegen.

4.1.4 Fazit und Ausblick

Die Analyse hat gezeigt, dass sich die Auswirkungen des marktorientierten Ladens je nach Netztyp erheblich unterscheiden. In urbanen Netzen führten die durch das marktorientierte Laden hervorgerufenen Ladebedarfsspitzen zu einem signifikanten Anstieg der Anzahl und des Ausmaßes von lastbedingten Netzproblemen, wodurch der Bedarf an räumlicher Flexibilität deutlich zunimmt. In den anderen Netztypen waren die Auswirkungen der Ladebedarfsspitzen weniger signifikant. Am geringsten war die Auswirkung in Wind-dominierten Netzen, in welchen einspeisebedingte Netzprobleme sowohl im Falle des ungesteuerten als auch des marktorientierten Ladens überwiegen. Insgesamt wurde die deutschlandweit notwendige Abregelung des Ladebedarfs zur Lösung von lastbedingten Netzproblemen durch das marktorientierte Laden um nur 0,7 % des deutschlandweiten Ladebedarfs erhöht.

Neben den unterschiedlichen Auswirkungen der Ladebedarfsspitzen auf die verschiedenen Netztypen wurde auch ein Unterschied zwischen Windenergie- und PV-getriebenen Ladebedarfsspitzen festgestellt. PV-getriebene Ladebedarfsspitzen führten im Mittel zu weniger zusätzlichen Netzproblemen sowie zu einer stärkeren Reduktion der fEE-Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen. Insgesamt ist jedoch die Verringerung von fEE-Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen in der MS und NS als sehr gering einzustufen. Die Netzintegration von fEE in die MS und NS wird demnach durch das marktorientierte Laden nicht wesentlich gefördert. Andererseits wurde in der vorhergehenden Studie der Elia Group [119] gezeigt, dass die marktbedingte Abregelung durch marktorientiertes Laden deutlich reduziert wird, wodurch der Bedarf an zeitlicher Flexibilität sinkt.

Als Flexibilitätsmaßnahme wurde die Möglichkeit untersucht, Ladevorgänge für bis zu zwei aufeinanderfolgende Stunden zu unterbrechen, wie es derzeit bei WP möglich ist. Es zeigte sich, dass das marktorientierte Laden die Wahrscheinlichkeit von notwendigen Unterbrechungen von Ladevorgängen, die länger als zwei Stunden dauern, generell verringert.

Insgesamt lässt sich schließen, dass sowohl das ungesteuerte als auch das marktorientierte Laden Vor- und Nachteile mit sich bringen. In weiteren Untersuchungen sollte analysiert werden, welche dieser Vorteile die Nachteile wirtschaftlich überwiegen. Für eine ganzheitliche Analyse sollte dies die Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen und aller Spannungsebenen beinhalten. Weitere Analysen könnten sich auch auf Maßnahmen zur Vermeidung hoher Ladegleichzeitigkeiten durch marktorientiertes Laden konzentrieren, z. B. durch Hinzufügen einer lokalen Komponente.

4.2 Auswirkungen netzdienlicher Ladestrategien und von Heimspeichern auf Verteilnetze

Die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen bieten aufgrund des meist hohen Verhältnisses zwischen Standzeit und Ladezeitraum ein großes Flexibilisierungspotential. Netzdienliche Ladestrategien sollen Netzengpässe verhindern, welche durch hohe Gleichzeitigkeiten bei den Ladevorgängen entstehen können. Im Gegensatz zu ortsvariablen EVs bieten Heimspeicher ein ortgebundenes Flexibilitätspotential, welches sich garantiert in räumlicher Nähe zu fEE-Anlagen befindet. Es ist anzunehmen, dass das Speicherpotential der Heimspeicher deutlich effizienter genutzt werden kann als das Speicherpotential der EVs, um den Abregelungsbedarf von fEE zu reduzieren. Deshalb werden innerhalb dieses Kapitels die beiden Flexibilitätsoptionen untersucht und die Ergebnisse der Netzanalysen dargestellt. Vorerst wird nachfolgend der Szenariorahmen der Untersuchungen beschrieben.

4.2.1 Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung

Der Szenariorahmen umfasst neben repräsentativen Verteilnetzen den Hochlauf an EE, WP und EVs sowie deren technische Parameter. Der Fokus liegt hierbei auf der Aufstellung von Annahmen zum Hochlauf von EVs und zur Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur. Der aufgestellte Szenariorahmen basiert in großen Teilen auf der Arbeit von Helfenbein [3], welche im Rahmen dieses Projektes angefertigt wurde.

Verwendete Verteilnetztopologien

Grundlage der Untersuchungen bilden die in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Verteilnetztopologien mitsamt der MS- und NS-Ebene. Innerhalb Deutschlands werden insgesamt über 3300 Netzgebiete identifiziert. Die einzelnen Netzmodelle besitzen eine hohe räumliche und zeitliche Auflösung, welches in Kombination mit der großen Anzahl an Netzgebieten zu unakzeptabel hohen Rechenzeiten führt. Aus diesem

Grund wird die Komplexität des Modells reduziert, indem mit Hilfe eines *k-means-Clusterings* repräsentative Referenznetzgebiete ausgewählt werden. Mit Hilfe des Clusterings, beschrieben in Kapitel 4.1.1, werden 15 repräsentative Netzgebiete identifiziert, von welchen hier eine Teilmenge untersucht wird. Konkret werden sechs Netzgebiete ausgewählt, wobei darauf geachtet wird, dass diese eine hohe Zahl von Netzen repräsentieren. Zusätzlich wird beachtet, dass jeder in Kapitel 4.1.1 unterschiedene Netztyp - PV-, Wind- und Last-dominiert - durch jeweils zwei Netzgebiete repräsentiert wird. Die untersuchten sechs Referenznetzgebiete können Tabelle II.12 entnommen werden und stehen stellvertretend für 1495 der über 3300 mit *ding0* synthethisierten Netzgebiete. Die Netz ID entspricht der in *ding0* vergebenen ID; der Index der Netz IDs steht für den jeweiligen Netztyp.

Tabelle II.12: Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Netztyp der untersuchten Referenznetzgebiete

Netz ID	Netztyp	Anzahl repräsentierter Netze
176 _{PV}	PV-dominiert	413
1056 _{PV}	PV-dominiert	197
1690 _W	Wind-dominiert	141
1811 _W	Wind-dominiert	78
177 _L	Last-dominiert	666
2534 _L	Last-dominiert	347

Abbildung II.49 stellt die installierte Leistung von PV-, Wind- und sonstigen Erzeugungskapazitäten sowie die kumulierte konventionelle Spitzenlast und mobilitätsbedingte Spitzenlast, welche sich bei einem ungesteuerten Laden der EVs ergibt, in den Referenznetzgebieten dar.

Ausbau Erneuerbarer Energien

Die Annahmen zum Hochlauf der EE werden dem Szenario *eGo 100* des *open_eGo* Projektes [86] entnommen. In Tabelle II.13 sind die entsprechenden Hochlaufzahlen der Erzeugungstechnologien in Deutschland dargestellt.

Auf Grundlage des Status Quo im Jahr 2015 werden die Erzeugungskapazitäten entsprechend der aktuellen Verteilung gewichtet regionalisiert. Hierbei werden maximale Ausbaupotentiale berücksichtigt, indem beispielsweise Weißflächen für den Ausbau von Onshore Windkraftanlagen (WKA) berücksichtigt werden. Die Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten erfolgte im Rahmen des *open_eGo* Projektes und eine genaue Beschreibung der Methodik ist im Projektabschlussbericht [86] festgehalten.

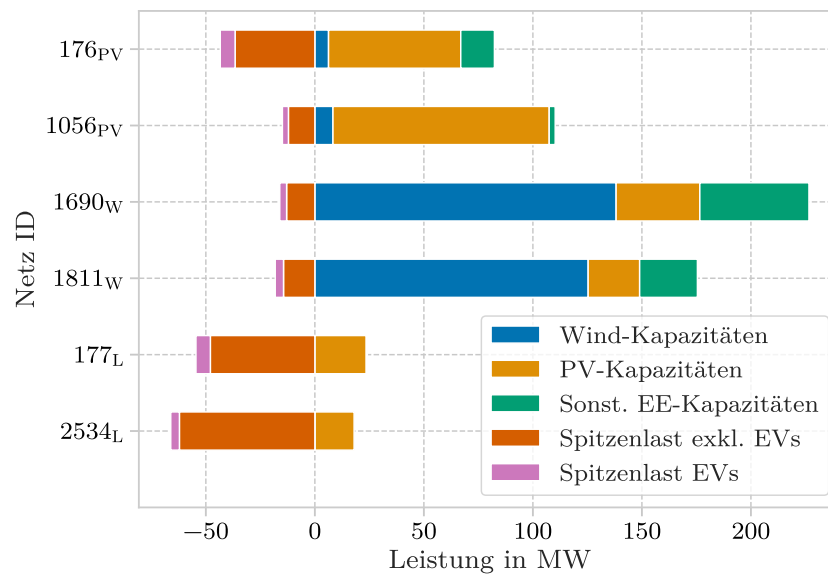


Abbildung II.49: Installierte Leistung von PV-, Wind- und sonstigen Erzeugungskapazitäten sowie die kumulierte konventionelle (inkl. WP) und mobilitätsbedingte Spitzenlast bei ungesteuerten Ladevorgängen in den Referenznetzgebieten

Tabelle II.13: Hochlaufzahlen der regenerativen Erzeugungskapazitäten für Deutschland

Technologie	Installierte Leistung
Wind Onshore	98,4 GW
Wind Offshore	27,0 GW
Photovoltaik	97,8 GW
Biomasse	27,8 GW
Wasserkraft	3,2 GW

Die korrespondierenden Zeitreihen der PV- und Windkapazitäten werden der Open Energy Platform (OEP) [123] entnommen und sind frei verfügbar. Im Falle der Energieerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft wird eine konstante Erzeugung angenommen. So waren in Deutschland im Jahr 2019 9983 MW an Biomasse- und 5595 MW an Wasserkraftwerken installiert, welche insgesamt 50 009 GWh bzw. 20 058 GWh Energie erzeugten [124]. Der hieraus resultierende Kapazitätsfaktor von 0,57 bzw. 0,41 wird auf alle Biomasse- und Wasserkraft-Erzeugerkapazitäten unverändert umgelegt. Konventionelle Kraftwerke sind in dem untersuchten Szenario *eGo 100* nicht vorhanden.

Wärmepumpen Hochlauf

Der Hochlauf an Wärmepumpen wird dem Szenario C 2035 des Netzentwicklungsplans (NEP) 2021 – 2035 [125] entnommen und ist in Tabelle II.14 dargestellt. Der Verbrauch der WP wird Haushaltslasten zugewiesen. Dazu wird der Jahresverbrauch der WP anteilig anhand des Stromverbrauchs einer Haushaltslast bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Haushaltssektors im Szenario *eGo 100* auf die Haushaltslasten umgelegt. Der zeitliche Verlauf der WP-Last wird der E-Mobility Study von Schachler [94] entnommen und für alle WP gleich angenommen.

Tabelle II.14: Hochlaufzahlen für Wärmepumpen für Deutschland

Wärmepumpen	
Anzahl in Mio. Stk.	7,0
Installierte Leistung in GW	21,0
Jahresverbrauch in TWh	22,4

Elektromobilität

Die Simulation der EVs erfolgt mit Hilfe von *SimBEV* (vgl. Kapitel 2.1). In diesem Kapitel wird auf die Annahmen zum Hochlauf der EVs und dessen Regionalisierung als auch auf die Annahmen zu technischen Daten der EVs und der Ladeinfrastruktur eingegangen.

Fahrzeughochlauf Der angenommene Fahrzeughochlauf für Deutschland entspricht mit 14 Millionen Fahrzeugen dem Szenario C 2035 des NEP 2021 – 2035 [125]. Dieser wird entsprechend der Metaanalyse von Helfenbein [3] auf die zwei Fahrzeugtypen Batterieelektrisches Fahrzeug, engl. battery electric vehicle (BEV), und Plug-in-Hybrid-Fahrzeug, engl. plug-in hybrid electric vehicle (PHEV), sowie drei Fahrzeugklassen Kleinwagen, Mittel- und Oberklasse aufgeteilt. Die prozentuale Aufteilung des Fahrzeughochlaufs ist in Tabelle II.15 dargestellt.

Regionalisierung des Fahrzeugbestandes Der EV-Fahrzeugbestand Deutschlands von 14 Millionen Fahrzeugen muss anschließend regionalisiert werden, um den EV-Fahrzeugbestand je Referenznetzgebiet bestimmen zu können. Auf Grundlage des *Bestands an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken* des Kraftfahrt-Bundesamtes [126, Stand: 1. Januar 2020] erfolgt vorerst eine Regionalisierung des EV-Fahrzeugbestandes auf Landkreisebene. Hierbei wird die

Tabelle II.15: Aufteilung der EVs auf die einzelnen Fahrzeugtypen und -klassen nach [3]

Fahrzeugklasse	Anteil in %
BEV Kleinwagen	15,9
BEV Mittelklasse	35,3
BEV Oberklasse	10,5
PHEV Kleinwagen	9,8
PHEV Mittelklasse	21,9
PHEV Oberklasse	6,5

Gesamtanzahl der EVs je Fahrzeugklasse entsprechend des Bestandes vom 1. Januar 2020 anteilig verteilt. Dabei werden die Fahrzeugklassen Kleinwagen, Mittel- und Oberklasse den drei Hubraum-Klassen des *Bestands an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken* entsprechend zugeordnet.

Mit *SimBEV* können Fahrtprofile verschiedener Typen von Regionen erstellt werden (vgl. Kapitel 2.1). Die hierbei verwendeten RegioStaR 7 werden auf Gemeindeebene zugeordnet. Auf Gemeindeebene liegen jedoch keine Daten zum Pkw-Bestand vor, weshalb eine weitere Regionalisierung des Fahrzeugbestandes der Landkreise auf die einzelnen Gemeinden notwendig ist. Die Regionalisierung erfolgt anhand der Bevölkerungszahl der Gemeinden auf Grundlage des Datensatzes *Verwaltungsgebiete 1 : 250000 mit Einwohnerzahlen (kompakt)* des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie [127, Stand: 31. Dezember 2020]. Die Verteilung der Anzahl der EVs geschieht hierbei proportional zur Bevölkerungszahl in der jeweiligen Gemeinde.

Der Fahrzeugbestand innerhalb eines MS-Netzgebietes entspricht der Summe aller Fahrzeugbestände der Gemeindegebiete, welche sich mit dem MS-Netzgebiet schneiden. Da einzelne Gemeinden auch nur anteilig innerhalb eines Netzgebietes liegen können, wird der unter Umständen zu viel zugeordnete Fahrzeugbestand bei der Netzintegration der Ladeinfrastruktur entfernt (vgl. Kapitel 2.1). Hierfür werden mit Hilfe von *TracBEV* alle möglichen Netzanschlusspunkte für Ladeinfrastruktur innerhalb der geschnittenen Gemeindegebiete ermittelt und die Ladevorgänge auf diese verteilt. Netzanschlusspunkte welche sich außerhalb des jeweiligen MS-Netzgebietes befinden, werden nicht in das Netzmodell integriert.

Technische Daten Die technischen Daten der EVs sind klassenspezifisch und werden innerhalb einer Klasse als homogen angenommen. In Tabelle II.16 ist die fahrzeugseitige maximale AC- und DC-Ladeleistung der jeweiligen Fahrzeugklassen dargestellt.

Tabelle II.16: Maximale Ladeleistung je Fahrzeugklasse

Fahrzeugklasse	Max. Ladeleistung AC	Max. Ladeleistung DC
BEV Kleinwagen	11,0 kW	50,0 kW
BEV Mittelklasse	22,0 kW	50,0 kW
BEV Oberklasse	50,0 kW	150,0 kW
PHEV Kleinwagen	3,7 kW	0,0 kW
PHEV Mittelklasse	11,0 kW	0,0 kW
PHEV Oberklasse	11,0 kW	0,0 kW

Der elektrische Energieverbrauch der EVs pro 100 km wird aus den Annahmen der Studie von Hacker [128] abgeleitet. Es wird angenommen, dass Kleinwagen gegenüber Mittelklasse EVs einen um 20 % reduzierten Energieverbrauch aufweisen. Oberklasse EVs weisen hingegen einen um 20 % erhöhten Energieverbrauch auf.

Weiterhin bietet die Studie von Hacker [128] nur Verbrauchsangaben nach dem neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ), welche nicht realen Verbrauchsdaten entsprechen. Nach Heinfellner [129] lag der Realverbrauch 2013 gegenüber einer Messung nach NEFZ im Mittel um 27 % höher. Die Werte für das Jahr 2050 der Studie von Hacker [128] werden um diesen Faktor erhöht und die Ergebnisse in Tabelle II.17 zusammengefasst.

Die Annahmen zur nutzbaren Batterikapazität wurden dem Szenario *Verstärkte Elektrifizierung* für das Jahr 2049 aus der Studie von Kaul [130] entnommen.

Tabelle II.17: Nutzbare Batteriekapazität und durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch je Fahrzeugklasse

Fahrzeugklasse	Nutzbare Batteriekapazität	Verbrauch pro 100 km
BEV Kleinwagen	60 kWh	11,9 kWh
BEV Mittelklasse	90 kWh	14,8 kWh
BEV Oberklasse	110 kWh	17,8 kWh
PHEV Kleinwagen	14 kWh	12,1 kWh
PHEV Mittelklasse	20 kWh	15,2 kWh
PHEV Oberklasse	30 kWh	18,2 kWh

Ladeinfrastruktur In *SimBEV* (vgl. Kapitel 2.1) werden den einzelnen Wegzwecken der Fahrten der EVs Wahrscheinlichkeiten zugeordnet, ob an dem entsprechenden Zielort ein freier Ladepunkt zur Verfügung steht und welche maximale Ladeleistung dieser aufweist. Dabei wird grundsätzlich zwischen Normal- und Schnellladung unterschieden und ein Wirkungsgrad von 90 % nach der Arbeit der Elia Group [119]

angenommen. In Tabelle II.18 sind die hier angesetzten netz- und fahrzeugseitigen Wirkleistungen der Ladeinfrastruktur aufgelistet.

Tabelle II.18: Netz- und fahrzeugseitige Wirkleistung der Ladeinfrastruktur

	Netzseitige Wirkleistung	Fahrzeugseitige Wirkleistung
Normalladung	3,7 kW	3,3 kW
	11,0 kW	9,9 kW
	22,0 kW	19,8 kW
	50,0 kW	45,0 kW
Schnellladung	150,0 kW	135,0 kW

Normalladung Die Normalladung umfasst die Leistungsklassen 3,7 kW, 11 kW, 22 kW und 50 kW. Ladevorgänge der Klasse Normalladung können nach einer abgeschlossenen Fahrt der Wegzwecke *Arbeit*, *Ausbildung*, *Dienstlich*, *Einkauf*, *Erledigung*, *Freizeit* und *Nach Hause* nach der Befragung MiD [81] (vgl. Kapitel 2.1) stattfinden. Bei den Ladevorgängen wird zwischen den Ladestandorten *Eigenheim*, *Wohnanlage*, *Firmenparkplatz*, *Gewerbeparkplatz* und *Straßenrand* unterschieden. Die Ladestandorte *Eigenheim* und *Wohnanlage* entsprechen dem Lade Use Case Home, der Ladestandort *Firmenparkplatz* dem Lade Use Case Work und die Ladestandorte *Gewerbeparkplatz* und *Straßenrand* dem Lade Use Case Public.

Den einzelnen Wegzwecken wird dezidiert eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet, ob nach einer abgeschlossenen Fahrt ein Ladepunkt zur Verfügung steht und welche Ladeleistung dieser aufweist. Um diese Werte näherungsweise bestimmen zu können, erfolgt vorerst eine prozentuale Zuordnung der Wegzwecke auf die Ladestandorten nach Tabelle II.19, welches nachfolgend erläutert wird.

Tabelle II.19: Prozentuale Zuordnung der Ladestandorten auf die Wegzwecke

	Eigenheim	Wohnanlage	Firmenpark.	Gewerbepark.	Straße
Arbeit	0 %	0 %	65 %	0 %	35 %
Dienstlich	0 %	0 %	38 %	6 %	56 %
Ausbildung	0 %	0 %	65 %	0 %	35 %
Einkauf	0 %	0 %	0 %	77 %	24 %
Erledigung	0 %	0 %	0 %	38 %	62 %
Freizeit	0 %	0 %	0 %	39 %	62 %
Nach Hause	43 %	25 %	0 %	0 %	31 %

Nach der Deutschen Energie-Agentur (dena) [131] leben in Deutschland ungefähr 44,2 Millionen Menschen in Gebäuden mit maximal zwei Wohnungen und 37,2 Millionen

Menschen in Mehrfamilienhäusern. FahrzeugbesitzerInnen in Gebäuden mit maximal zwei Wohnungen verfügen in etwa 80 % der Fälle über einen Stellplatz in einer Garage oder unter einem Carport. Für FahrzeugbesitzerInnen in Mehrfamilienhäusern liegt dieser Wert bei 55 %. Unter der vereinfachenden Annahme einer gleichmäßigen Verteilung von Fahrzeugen zwischen FahrzeugbesitzerInnen in Ein- und Mehrfamilienhäusern ergibt sich hieraus die ermittelte Aufteilung der Ladestandorte auf den Wegzweck *Nach Hause*. FahrzeugbesitzerInnen in Mehrfamilienhäusern mit einem Stellplatz in einer Garage oder unter einem Carport wird hierbei der Ladestandort *Wohnanlage* und FahrzeugbesitzerInnen in Einfamilienhäusern der Ladestandort *Eigenheim* zugeordnet.

Die Einteilung der Ladestandorte auf die Wegzwecke *Einkauf*, *Erledigung* und *Freizeit* erfolgt anhand der Auswertungen von Rikus [132] des motorisierten Individualverkehrs (MIV). Dabei wird angenommen, dass Lebensmittelgeschäfte einen *Gewerbeparkplatz* für jeden Kunden bereitstellen und bei sonstigen Waren und sonstigen Dienstleistungen in 50 % der Fälle ein *Gewerbeparkplatz* zur Verfügung steht. Beim Besuch von Behörden, Banken, Post und Geldautomaten wird davon ausgegangen, dass ein *Gewerbeparkplatz* vorhanden ist, während dies bei sonstigen Erledigungen nur in 50 % der Fälle gegeben ist. Auch bei kulturellen Einrichtungen und Veranstaltungen wird davon ausgegangen, dass ein *Gewerbeparkplatz* vorhanden ist. Bei sonstigen Freizeitaktivitäten wird unterstellt, dass dies in 50 % der Fälle gegeben ist. In allen verbleibenden Fällen erfolgt ein Parken am *Straßenrand*.

Im Falle des Wegzwecks *Arbeit* erfolgt eine Abschätzung der Einteilung auf die beiden Ladestandorte *Firmenparkplatz* und *Straßenrand* anhand der Auswertungen von Ecke [133] zu den Parkplatzsituationen am Arbeitsplatz. So werden insgesamt 56 % aller Arbeitswege mit einem Personenkraftwagen (Pkw) zurückgelegt und sogar 67 %, wenn die Parkplatzsituation am Arbeitsplatz als nicht schwierig eingestuft wird. Demgegenüber werden nur 36 % der Arbeitswege bei einer schwierigen Parkplatzsituation mit dem Pkw zurückgelegt. Unter der Annahme, dass eine nicht schwierige Parkplatzsituation am Arbeitsplatz gleichbedeutend mit einem *Firmenparkplatz* und eine schwierige Parkplatzsituation mit dem Parken am *Straßenrand* ist, ergeben sich hieraus die angegebenen Anteile für den Wegzweck *Arbeit*. Weiterhin wird angenommen, dass dieses Verhältnis auf den Wegzweck *Ausbildung* übertragen werden kann.

Im Falle des Wegzwecks *Dienstlich* erfolgt eine Zuteilung der Ladestandorte anhand der üblichen Stellplätze am Fahrtziel im Wirtschaftsverkehr nach Rikus [132]. Demnach parken gewerbliche Halter im Wirtschaftsverkehr in 30 % der Fälle am *Straßenrand* und in 26 % der Fälle auf einem Privatgrundstück. Im Wirtschaftsverkehr handelt es sich in der Regel nicht um das eigene Privatgrundstück, weshalb

diese Art des Parkens ebenfalls als Parken am *Straßenrand* gewertet wird. In 6 % der Fälle erfolgt das Parken auf einem *Gewerbeparkplatz* und in 38 % der Fälle auf einem *Firmenparkplatz*.

Für die abschließende Wahrscheinlichkeitsabschätzung je Wegzweck wird die Wahrscheinlichkeit, inwieweit eine Ladung des EV stattfinden und mit welcher Ladeleistung geladen werden kann, je Ladestandort abgeschätzt. Tabelle II.20 stellt die Ergebnisse dar, welche im Folgenden erläutert werden.

Tabelle II.20: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Ladestandort

	keine Ladung	3,7kW	11 kW	22 kW	50 kW
Eigenheim	15,0 %	17,0 %	59,5 %	8,5 %	0,0 %
Wohnanlage	75,0 %	3,8 %	20,0 %	1,3 %	0,0 %
Firmenparkplatz	50,0 %	5,0 %	20,0 %	20,0 %	5,0 %
Gewerbeparkplatz	50,0 %	0,0 %	5,0 %	30,0 %	15,0 %
Straßenrand	75,0 %	2,5 %	10,0 %	10,0 %	2,5 %

Insgesamt wird davon ausgegangen, dass Ladevorgänge bei immer höheren Ladeleistungen stattfinden werden. Im Falle des Ladestandorts *Eigenheim* wird angenommen, dass FahrzeugbesitzerInnen eines EV, wann immer technisch möglich, eine Ladevorrichtung einrichten. Nach der dena [131] besteht bei etwa 15 % der Stellplätze von Gebäuden mit einer oder zwei Wohnungen kein Zugang zum Stromnetz. Die Aufteilung der Ladeleistungen der Ladepunkte an Stellplätzen mit Zugang zum Stromnetz erfolgt in Anlehnung an die Auswertungen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) [134]. Dabei wird angenommen, dass der Anteil von Ladevorgängen mit 3,7kW nach 2030 weiter deutlich abnimmt. Der Anteil an Ladevorgängen bei 11 kW und 22 kW wird weiter steigen. Weiterhin wird angenommen, dass im privaten Bereich Ladevorgänge bei 50kW keine Rolle spielen werden. So beträgt das prozentuale Verhältnis zwischen den Ladeleistungen 3,7 kW, 11 kW, 22 kW und 50 kW 20 : 70 : 10 : 0.

Mit etwa 50 % ist nach der dena [131] der Anteil von Stellplätzen ohne Zugang zum Stromnetz bei Mehrfamilienhäusern deutlich höher als bei Gebäuden mit einer oder zwei Wohnungen. Es wird angenommen, dass bei dem Ladestandort *Wohnanlage*, wenn technisch möglich, in 50 % der Fälle eine Ladevorrichtung eingerichtet wird. Insgesamt ergibt sich hieraus, dass in 75 % der Fälle keine Ladung möglich ist. Bei den Ladeleistungen wird angenommen, dass hohe Ladeleistungen im Ladestandort *Wohnanlage* eine Ausnahme bleiben werden. Das Verhältnis zwischen den Ladeleistungen beträgt in diesem Fall 15 : 80 : 5 : 0.

Im Falle der Ladestandorte *Firmenparkplatz* und *Gewerbeparkplatz* wird angenommen, dass zukünftig MitarbeiterInnen bzw. KundenInnen in 50 % der Fälle Zugriff auf einen Ladepunkt haben. Die Verteilung der Ladeleistungen der Ladevorgänge orientiert sich an dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) [135, Stand: 9. September 2020] und der Stromtankstellen Statistik des *GoingElectric* Forums [136, Stand: 21. Oktober 2020]. So besitzt mit 80 % bzw. 51 % ein Großteil der heutigen öffentlich zugänglichen Ladepunkte eine Ladeleistung von 22 kW bis 42 kW. Auch im öffentlichen Raum wird davon ausgegangen, dass sich der Trend zu hohen Ladeleistungen fortsetzt. Dabei ist anzunehmen, dass dies vor allem für den Ladestandort *Gewerbeparkplatz* und weniger für den Ladestandort *Firmenparkplatz* gelten wird, da hohe Ladeleistungen und die Verfügbarkeit von Ladepunkten zur Kundenakquise genutzt werden. Somit wird bei der Aufteilung der Ladeleistungen bei dem Ladestandort *Gewerbeparkplatz* mit einem Verhältnis von 0 : 10 : 60 : 30 und bei dem Ladestandort *Firmenparkplatz* von 10 : 40 : 40 : 10 gerechnet.

Bei dem Ladestandort *Straßenrand* wird angenommen, dass in 75 % der Fälle keine Ladung möglich ist und die Aufteilung der Ladeleistungen dem Ladestandort *Firmenparkplatz* entspricht.

Abschließend werden aus den getroffenen Annahmen die benötigten Wahrscheinlichkeiten für die Ladevorgänge je Wegzweck berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle II.21 dargestellt.

Tabelle II.21: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegzweck

Wegzweck	keine Ladung	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW
Arbeit	58,9 %	4,1 %	16,5 %	16,5 %	4,1 %
dienstlich	64,0 %	3,3 %	13,5 %	15,0 %	4,2 %
Ausbildung	58,9 %	4,1 %	16,5 %	16,5 %	4,1 %
Einkauf	55,9 %	0,6 %	6,2 %	25,3 %	12,1 %
Erledigung	65,5 %	1,6 %	8,1 %	17,6 %	7,3 %
Freizeit	65,4 %	1,5 %	8,1 %	17,7 %	7,3 %
nach Hause	48,9 %	9,1 %	34,0 %	7,1 %	0,8 %

Schnellladung Schnellladevorgänge entsprechen in *SimBEV* einer Art Notfallladung. So werden Schnellladevorgänge ausgelöst, sobald der SOC eines EV unter 20 % fällt. Ein Schnellladevorgang ist dabei immer 15 Minuten lang und findet bei 150 kW statt.

Heimspeicher

Die Untersuchung der Auswirkungen von netzdienlichen Ladestrategien auf die Verteilnetze wird ergänzt durch eine Untersuchung der Auswirkungen durch den Einsatz von Heimspeichersystemen. Hierfür wird jede Haushaltslast, welche über mindestens eine PV-Anlage und einen Ladepunkt verfügt mit einem Heimspeichersystem ausgestattet. Die Auslegung der Speicherkapazität und Nennleistung des Heimspeichersystems orientiert sich 1 : 1 an der Anlagenleistung der PV-Anlage(n). Alle Heimspeichersysteme werden mit der in Kapitel 1.5 beschriebenen Feed-in-Damping Strategie betrieben, welches die Beladung des Speichersystems möglichst gleichmäßig über den Tag verteilt und somit die Einspeisespitze dämpft.

Szenarienübersicht

Insgesamt werden sechs Szenarien untersucht. Die Szenarien unterscheiden sich sowohl in der eingesetzten Ladestrategie als auch in der Berücksichtigung von Heimspeichern. Als Vergleichswert für die untersuchten Ladestrategien dient eine Netzanalyse bei ungesteuerten Ladevorgängen. Das heißt, dass die einzelnen Ladevorgänge immer direkt nach Ankunft an einem Ladepunkte und bei der maximal möglichen Ladeleistung vollzogen werden. Tabelle II.22 gibt eine Übersicht über die Szenarien.

Tabelle II.22: Szenarienübersicht zu der Untersuchung netzdienlicher Ladestrategien und dem Einsatz von Heimspeichern

Szenarien ID	Ladestrategie	Heimspeichereinsatz
REF	Ungesteuert	Nein
RED	Reduziertes-Laden	Nein
RES	Residuallast-Laden	Nein
REF-BESS	Ungesteuert	Ja
RED-BESS	Reduziertes-Laden	Ja
RES-BESS	Residuallast-Laden	Ja

4.2.2 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen zu den netzdienlichen Ladestrategien und dem Einsatz von Heimspeichern im zuvor beschriebenen Szenariorahmen beschrieben. Die Auswertungen basieren auf der Methodik der Arbeit von Helfenbein [3], welche im Rahmen dieses Projektes angefertigt wurde und in welcher sich ergänzende Auswertungen finden. Vorerst werden allgemeine Parameter zur Bewertung der Ergebnisse und anschließend die Ergebnisse je Netztyp dargestellt.

Allgemeine Parameter der EVs und Heimspeicher

Die untersuchten Netzgebiete weisen, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, stark unterschiedliche Charakteristika (vgl. Kapitel 4.2.1) auf. Dies gilt auch im Falle des Speicherpotentials der EVs und Heimspeicher, welches in Tabelle II.23 dargestellt ist und ein ausschlaggebender Faktor für das Potential, den Abregelungsbedarf, welcher notwendig ist um last- und einspeisebedingte Netzprobleme zu lösen, zu beeinflussen. Es zeigt sich, dass das Speicherpotential der EVs in allen Fällen um ein Vielfaches höher ist als das Speicherpotential der Heimspeicher. Jedoch ist im Falle der EVs immer nur ein Teil der Speicherkapazität als Flexibilität für das Netz verfügbar. Zudem befinden sich die Heimspeicher ausschließlich in räumlicher Nähe zu PV-Anlagen.

Tabelle II.23: Kumulierte Speicherkapazität der EVs und Heimspeicher je Netzgebiet

Angaben in MWh	EVs	Heimspeicher
176 _{PV}	472,1	5,1
1056 _{PV}	164,9	2,2
1690 _W	161,8	1,3
1811 _W	195,3	0,7
177 _L	421,0	2,3
2534 _L	238,0	0,5

Das Potential der Ladestrategien zur Senkung des Abregelungsbedarfs von fEE hängt zusätzlich davon ab, wie groß der Ladebedarf im Verhältnis zu der Erzeugung aus fEE sowie dem Bedarf der sonstigen Lasten ist. Diese Verhältnisse sind in Abbildung II.50 dargestellt. Der flexible Ladebedarf ist hierbei definiert als Ladebedarf von Ladevorgängen im privaten Bereich, deren Standzeit größer ist als die Mindestladedauer. Der Anteil des flexiblen Ladebedarfs vom Gesamtladebedarf unterscheidet sich zwischen den einzelnen Netzgebieten nur unwesentlich und liegt immer bei ungefähr 45 %. Während das Verhältnis zwischen Ladebedarf und fEE-Erzeugung in den Last-dominierten Netze sehr hoch ist, wird deutlich, dass das Potential die Abregelung von fEE zu beeinflussen vor allem in den Wind-dominierten Netzen gering ist. Im Falle des sonstigen Bedarfs liegen die PV- und Wind-dominierten Netze auf einem ähnlichen Niveau, während der Anteil des Bedarfs sonstiger Lasten am Gesamtbedarf in den Last-dominierten Netzen deutlich größer ist. Grund hierfür ist der höhere Anteil von Industrie-Lasten in den Last-dominierten Netzen.

In Abbildung II.51 ist der durchschnittliche Lastgang je Ladestrategie in dem PV-dominierten Netz 176_{PV} dargestellt. Das ungesteuerte Laden führt sowohl am Morgen als auch Abend zu Lastspitzen, während der Lastgang nachts stark absinkt. Die

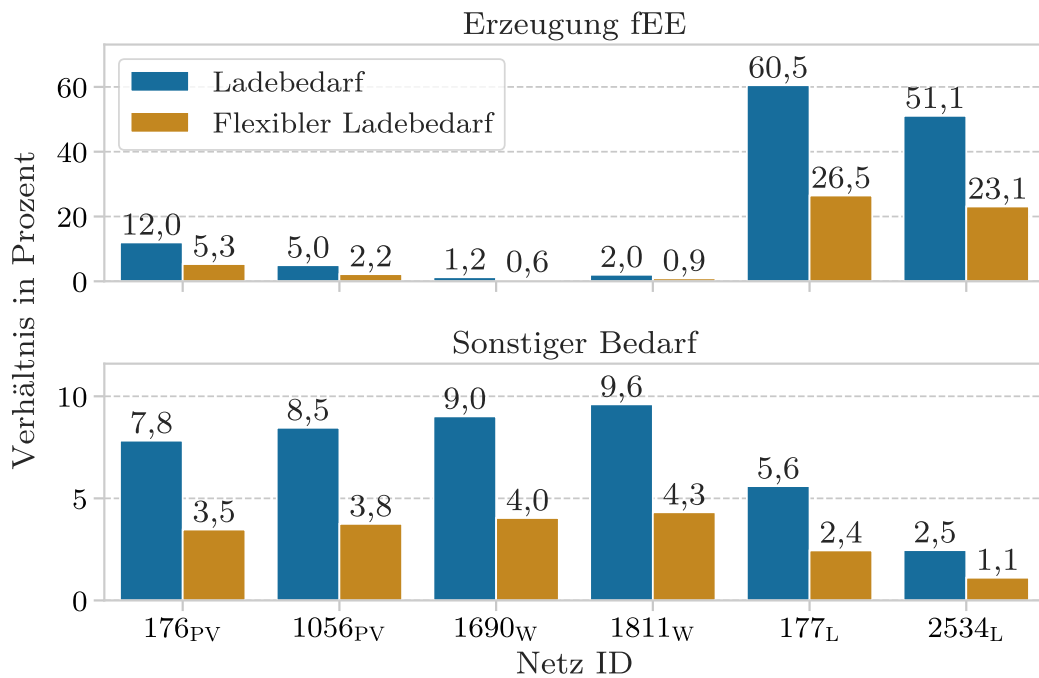


Abbildung II.50: Verhältnis des gesamten sowie flexiblen Ladebedarfs zur Erzeugung aus fEE (oben) und dem Bedarf der sonstigen Lasten (unten) je Netzgebiet

Reduzierung der Ladeleistungen beim Reduzierten-Laden senkt die Lastspitzen um beinahe 20 %, während sich die Last am Vormittag und in der Nacht erhöht. In dem PV-dominierten Netz 176_{PV}, erhöht sich die Last beim Residuallast-Laden in den Mittagsstunden deutlich und die Lastspitze liegt im Schnitt knapp 40 % höher als bei dem ungesteuerten Laden. Hierbei wird vor allem ein Laden am morgen vermieden, wodurch sich die Last in dieser Zeit deutlich reduziert. Zusätzlich wird die Last am Nachmittag deutlich reduziert und in die Nacht verschoben. Grund hierfür ist die niedrige Residuallast in der Nacht und in den Zeiten hoher PV-Einspeisung.

Abregelungsbedarf in der untersuchten Netze

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Ermittlung des Abregelungsbedarfs in den sechs untersuchten Referenznetzgebieten dargestellt. Dabei wird im Einzelnen auf die drei Netztypen PV-, Wind- und Last-dominiert eingegangen, um eine Aussage über die Wirksamkeit der Ladestrategien in den verschiedenen Netzgebieten treffen zu können.

Innerhalb der betrachteten Szenarien schwankt der Abregelungsbedarf von nicht-fEE (Biomasse- und Wasserkraftwerke) nur in einem sehr geringen Maße, weshalb der Fokus der Betrachtung der erzeugungsseitigen Abregelungsergebnisse auf den fEE

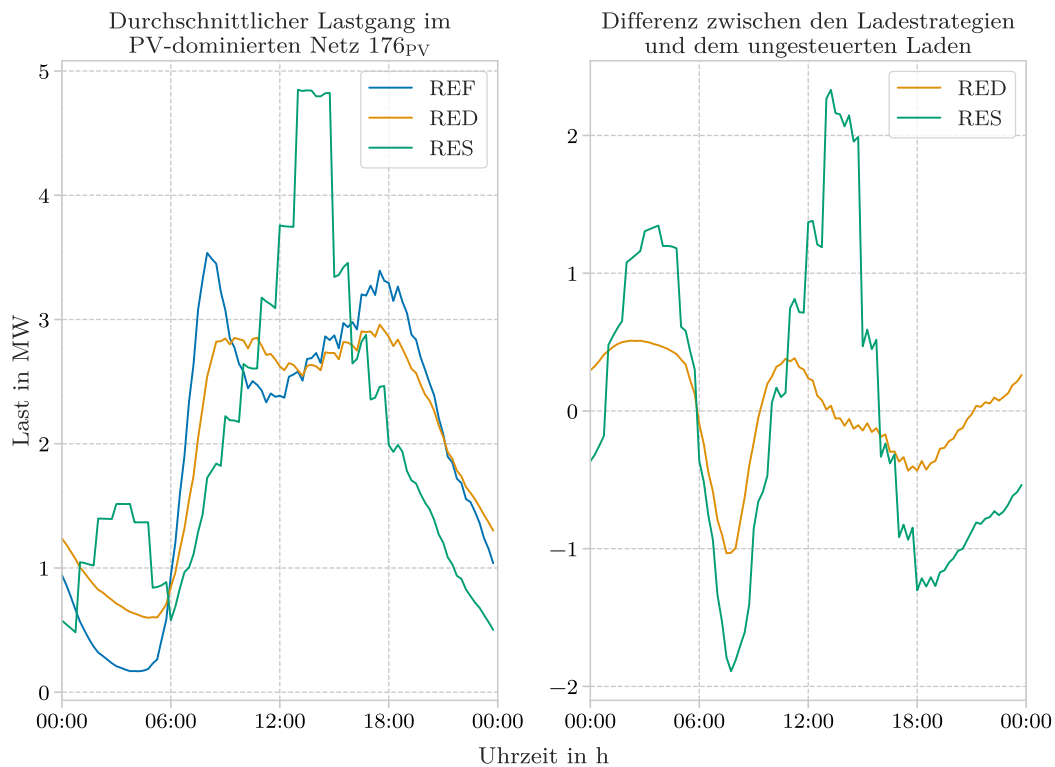


Abbildung II.51: Durchschnittlicher EV-Lastgang bei Anwendung der Ladestrategien und im Falle des ungesteuerten Ladens (links) sowie Lastdifferenz zwischen den Ladestrategien und dem ungesteuerten Laden (rechts) im PV-dominierten Netz 176_{PV}

liegt. Der geringe Einfluss auf nicht-fEE lässt sich dadurch begründen, dass nicht-fEE-Anlagen sich meist nicht in räumlicher Nähe zu Ladeinfrastruktur befinden. Hierdurch ist nur sehr selten ein Einfluss auf deren Abregelungsbedarf zu verzeichnen.

PV-dominierte Netze Die PV-dominierten Netze 176_{PV} und 1056_{PV} besitzen stark unterschiedliche Charakteristika. So weist das Netz 176_{PV} ein Verhältnis zwischen der Einspeisung aus fEE und dem Ladebedarf der EVs von etwa 4 : 1 auf, während dieses Verhältnis im Netz 1056_{PV} bei etwa 17 : 1 liegt. Auch gibt es in dem Netz 176_{PV} eine deutlich höhere Einspeisung von nicht-fEE. Zudem ist der Verbrauch der sonstigen Lasten mehr als dreimal so hoch wie im Netz 1056_{PV}. Eine Auflistung der wichtigsten Eckdaten ist in Tabelle II.24 dargestellt.

In Tabelle II.25 ist der ermittelte Abregelungsbedarf von Lasten und fEE REF Szenario für die Netze 176_{PV} und 1056_{PV} dargestellt. Im Netz 176_{PV} ist eine hohe Abregelung der EVs von ca. 26 % des gesamten Ladebedarfs zu verzeichnen. Im Gegensatz hierzu liegt dieser Wert beim Netz 1056_{PV} mit nur 6 % deutlich niedriger. Vor allem sind im Netz 176_{PV} die ONS der NS-Netze im Schnitt deutlich stärker

Tabelle II.24: Einspeise- und Verbrauchsdaten der PV-dominierten Netze 176_{PV} und 1056_{PV}

Angaben in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
Einspeisung fEE	65 184	107 428
Ladebedarf EVs	17 497	6394
Bedarf Sonstige	217 742	70 888

überlastet als im Netz 1056_{PV}. So beträgt das Verhältnis aus Spitzenlast der EVs und den Transformatorkapazitäten im Netz 176_{PV} im Schnitt $0,38 \pm 0,75$ und im maximalen Fall 6,5. Im Fall des Netzes 1056_{PV} liegt der durchschnittliche Wert mit $0,30 \pm 0,37$ bereits niedriger, aber vor allem die maximale Auslastung fällt mit 2,2 deutlich geringer aus.

Tabelle II.25: Abregelungsbedarf in den PV-dominierten Netzen 176_{PV} und 1056_{PV} im REF Szenario

Angaben in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
Einspeisung fEE	2437	1224
Ladebedarf EVs	4576	389
Bedarf Sonstige	643	93

In Abbildung II.52 ist der Einfluss der Ladestrategien und des Einsatzes von Heimspeichern auf den Abregelungsbedarf der fEE und Lasten (inkl. EVs) für die Netze 176_{PV} und 1056_{PV} dargestellt. Im Falle der fEE zeigt sich, dass in beiden PV-dominierten Netzen sowohl durch den Einsatz von Heimspeichern (REF-BESS) als auch durch das Residuallast-Laden (RES) der Abregelungsbedarf in einer vergleichbaren Dimension gesenkt werden kann. Auch zeigt sich im RES-BESS Szenario, dass die beiden Maßnahmen gut kombiniert werden können und den Abregelungsbedarf von fEE deutlich senken. Demgegenüber erhöht sich der Abregelungsbedarf von fEE durch das Reduzierte-Laden (RED und RED-BESS) gegenüber dem jeweiligen REF Szenario (REF bzw. REF-BESS) leicht. Dies ist darin begründet, dass es bei dem Reduzierten-Laden zu einer Abnahme des Ladebedarfs im Verlaufe des Tages kommt, welche dazu führt, dass Ladebedarfe aus Zeiten hoher Einspeisung von PV-Anlagen verschoben werden.

Abbildung II.53 stellt die Abregelung von fEE (oben) innerhalb des REF Szenarios sowie die Differenz des Abregelungsbedarfs in den weiteren Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von fEE dar. So kommt es im REF Szenario in beiden Netzen zu starken Abregelungen von fEE in der Mittagszeit. Vor allem durch das Residuallast-Laden (RES und RES-BESS)

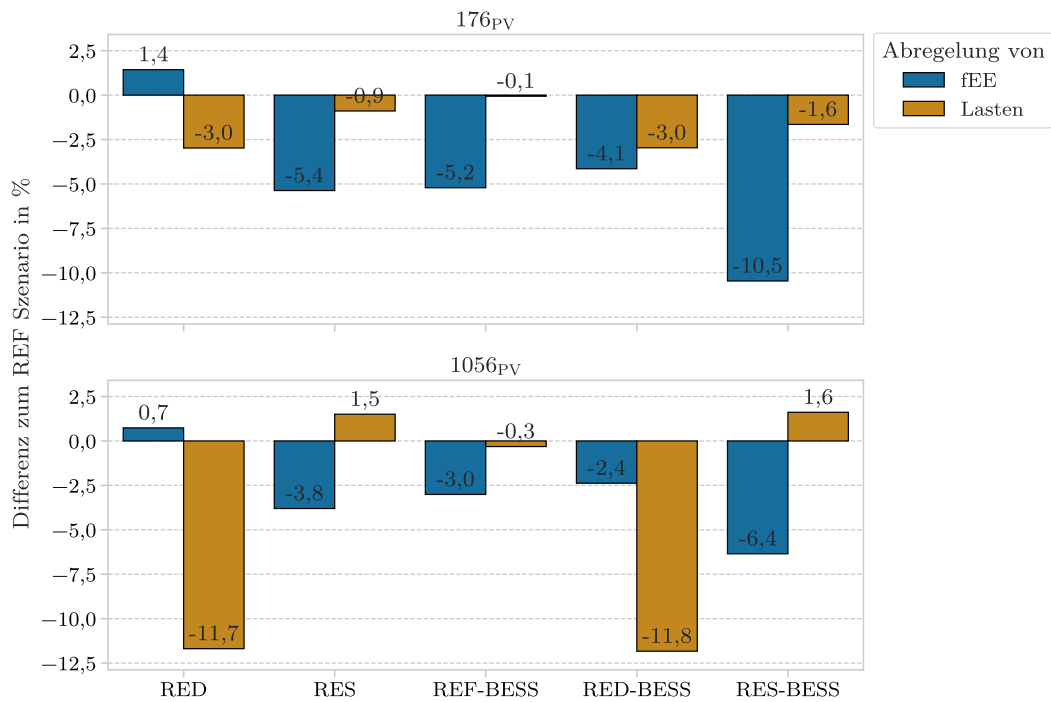


Abbildung II.52: Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den PV-dominierten Netzen

kann die Abregelung in den Mittagsstunden reduziert werden. Die Heimspeicher führen aufgrund der Feed-in-Damping Strategie zu einer gleichmäßiger über den Tag verteilten Absenkung des Abregelungsbedarfs.

Demgegenüber kommt es durch das Reduzierte-Laden im Netz 176_{PV} zu einem Anstieg des Abregelungsbedarfs innerhalb der Mittagszeit. Grund hierfür ist, wie oben angemerkt, dass bereits ab der Mittagszeit einige Ladevorgänge des Lade Use Case Home stattfinden, welche durch das Reduzierte-Laden abgesenkt werden. Da PV-Anlagen auf der NS-Ebene sich meist auch räumlich in der Nähe von Ladeinfrastruktur des Lade Use Case Home befinden, kommt es hierdurch zu einer Erhöhung des Abregelungsbedarfs. Auf Grund des deutlich höheren Verhältnisses zwischen der Erzeugung aus fEE und dem Ladebedarf von EVs im Netz 1056_{PV} fällt dieser Effekt in dem Netz 1056_{PV} relativ betrachtet geringer aus.

Bei der Abregelung von Lasten führt vor allem das Reduzierte-Laden zu einer Reduktion des Abregelungsbedarfs (vgl. Abbildung II.52). Dabei fällt das Reduktionspotential im Netz 1056_{PV} aufgrund der geringeren Überlastungen der ONS höher aus als im Netz 176_{PV}. In Abbildung II.54 ist die Abregelung von Lasten (oben) im REF Szenarios sowie die Differenz des Abregelungsbedarfs in den sonstigen Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von

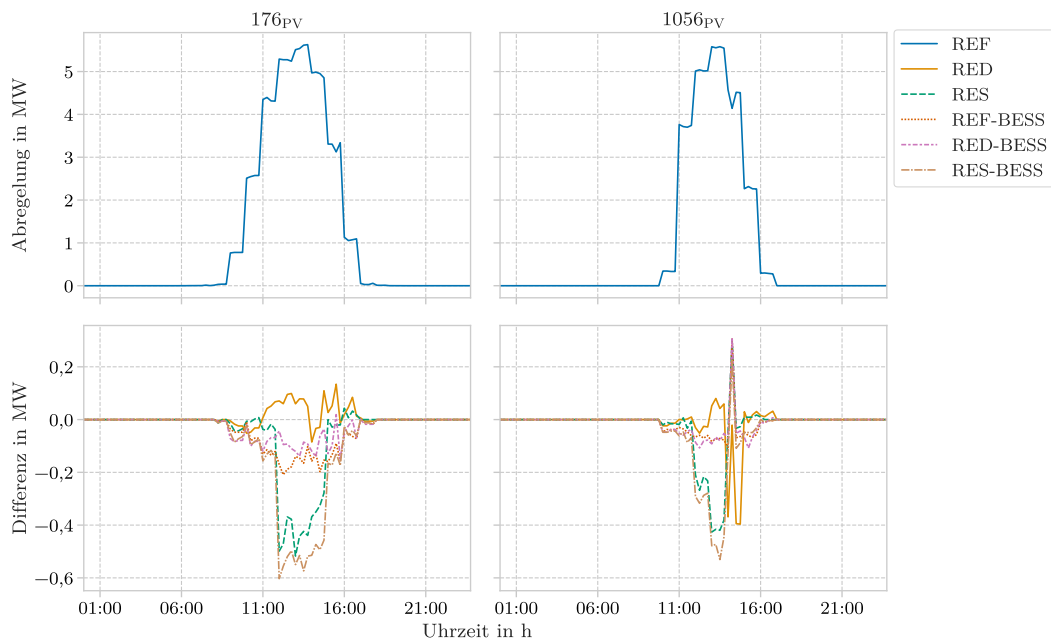


Abbildung II.53: Abregelung von fEE (oben) im REF Szenario sowie Differenz des Abregelungsbedarfs in den sonstigen Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von fEE innerhalb der PV-dominierten Netze

fEE innerhalb der PV-dominierten Netze dargestellt. Es zeigt sich, dass es im Netz 176_{PV} im REF Szenario beinahe den ganzen Tag zu Abregelungen von Lasten kommt, während dies im Netz 1056_{PV} vor allem morgens und abends der Fall ist. In beiden Fällen können Abregelungen in den Szenarien RED und RED-BESS morgens und abends verhindert werden, während sich der Abregelungsbedarfs am Mittag aufgrund der Erhöhung der Last (vgl. Abbildung II.51) durch die verlängerten Ladevorgänge verstärkt. Durch den im Verhältnis ohnehin deutlich geringeren Abregelungsbedarf im Netz 1056_{PV} , fällt die relative Reduktion des Abregelungsbedarfs von Lasten in diesem Netz höher aus als im Netz 176_{PV} . Aufgrund der ausschließlich einspeisegetriebenen Feed-in-Damping Strategie der Heimspeicher sind die Auswirkungen auf den Abregelungsbedarf von Lasten durch die Speicher sehr gering.

Wind-dominierte Netze Die Wind-dominierten Netze 1690_W und 1811_W weisen gegenüber den PV-dominierten Netzen eine größere Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf auf. So beträgt das Verhältnis zwischen der Einspeisung von fEE und dem Ladebedarf der EVs nach Tabelle II.26 im Netz 1811_W etwa $30 : 1$ und im Netz 1690_W sogar etwa $37 : 1$. Hieraus folgt gegenüber den PV-dominierten Netzen ein stark reduziertes Potential, die Residuallast und den Abregelungsbedarf von fEE zu beeinflussen.

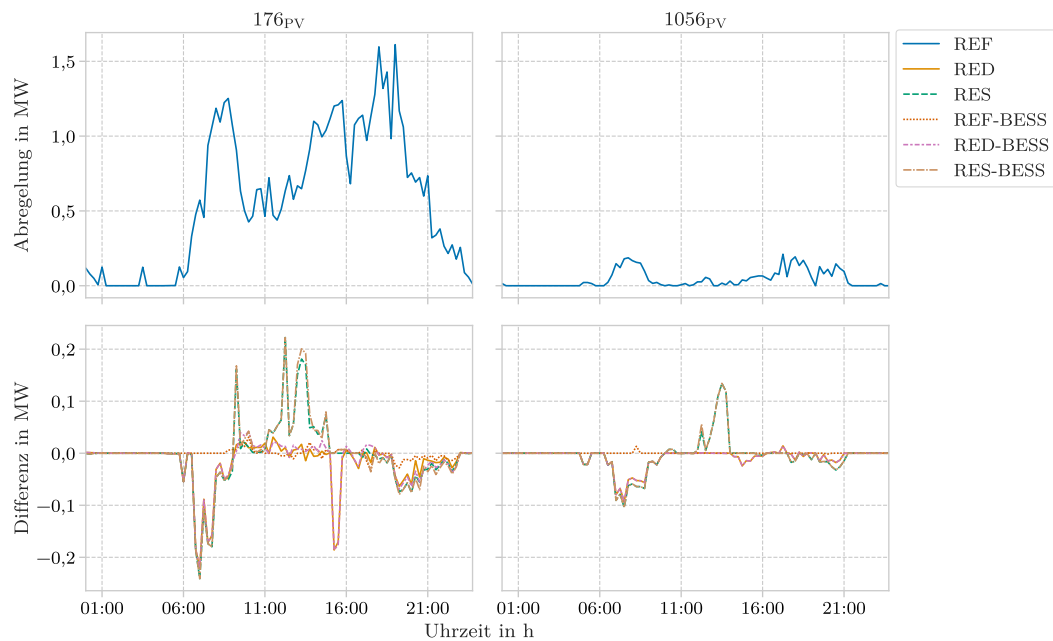


Abbildung II.54: Abregelung von Lasten (oben) im REF Szenario sowie Differenz des Abregelungsbedarfs in den sonstigen Szenarien gegenüber dem REF Szenario (unten) an dem jeweiligen Tag mit den höchsten Abregelungen von fEE innerhalb der PV-dominierten Netze

Tabelle II.26: Einspeise- und Verbrauchsdaten der Wind-dominierten Netze 1690_W und 1811_W

Angaben in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
Einspeisung fEE	247 046	239 263
Ladebedarf EVs	6626	7994
Bedarf Sonstige	68 959	78 052

In Tabelle II.27 ist der ermittelte Abregelungsbedarf von Lasten und Erzeugung aus fEE jeweils für die Netze 1690_W und 1811_W für das REF Szenario dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der Anteil des Abregelungsbedarfs der EVs vom Gesamtladebedarf in beiden Netzen mit etwa 13 % gleichauf liegt. Demgegenüber gibt es im Netz 1690_W starke Abregelungen von vor allem WKA, während der Abregelungsbedarf von fEE in dem Netz 1811_W sehr gering ausfällt.

Abbildung II.55 stellt den Einfluss der Ladestrategien und des Einsatzes von Heimspeichern auf den Abregelungsbedarf von fEE und Lasten (inkl. EVs) in den Wind-dominierten Netzen 1690_W und 1811_W dar. Wie bei den PV-dominierten Netzen zeigt sich, dass das Reduzierte-Laden (RED und RED-BESS Szenarien) den Abregelungsbedarf von Lasten in beiden Netzen deutlich senkt. Auch wird der Abregelungsbedarf von fEE durch das Residuallast-Laden in den Szenarien RES und RES-BESS

Tabelle II.27: Abregelungsbedarf in den Wind-dominierten Netze 1690_W und 1811_W im REF Szenario

Angaben in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
Einspeisung fEE	36 598	143
Ladebedarf EVs	844	1084
Bedarf Sonstige	86	263

gesenkt. Jedoch fällt der relative Einfluss vor allem im Netz 1690_W aufgrund des hohen Verhältnisses zwischen Einspeisung aus fEE und Ladebedarf von EVs gering aus. Weiterhin werden in erster Linie WKA abgeregelt. Diese befinden sich einerseits in der Regel nicht in räumlicher Nähe zur Ladeinfrastruktur und sind andererseits zumeist in der MS angeschlossen, während Ladeinfrastruktur zu großen Teilen in der NS angeschlossen ist. Dies hat in Zeiten hoher Windeinspeisung den negativen Effekt, dass sich das Residuallast-Laden an einer Residuallast orientiert, welche die lokale Situation in den einzelnen NS-Netzen häufig nicht widerspiegelt.

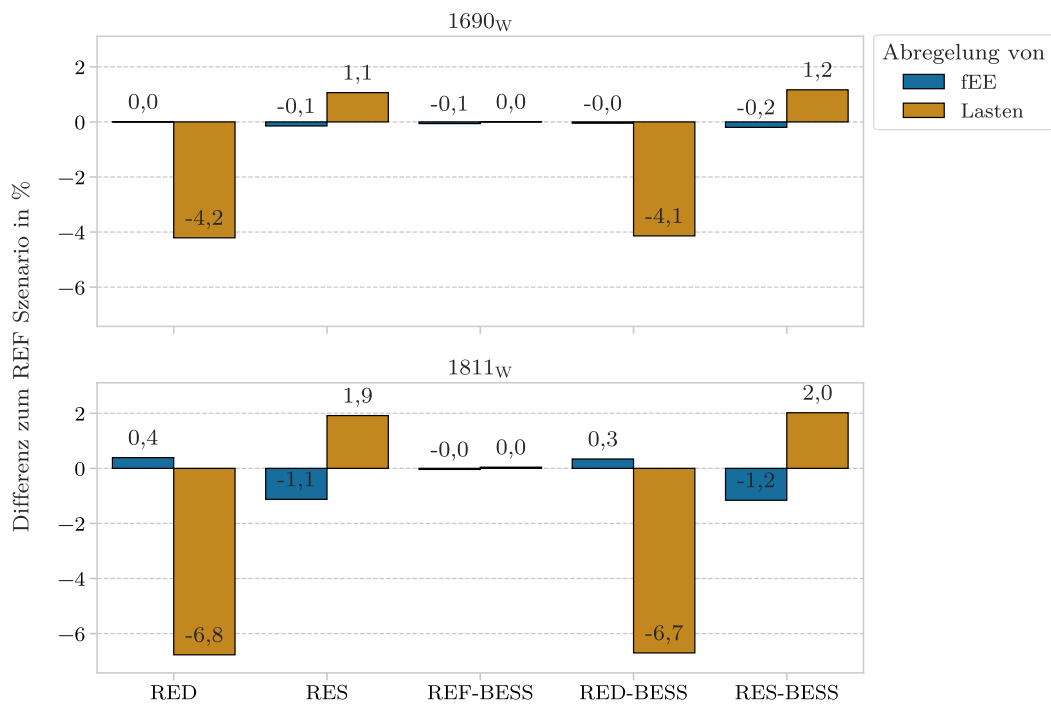


Abbildung II.55: Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den Wind-dominierten Netzen

Die Auswirkungen der Heimspeicher auf den Abregelungsbedarf der fEE fallen in beiden Netzen aufgrund der hohen Einspeisung aus WKA und der im Verhältnis vernachlässigbar kleinen Speicherkapazität der Heimspeicher gering aus.

Last-dominierte Netze Die beiden Last-dominierten Netze 177_L und 2534_L weisen ähnliche Einspeisemengen aus fEE auf. Das Netz 2534_L besitzt mit etwa 2 : 1 ein größeres Verhältnis zwischen der Einspeisung aus fEE und dem Ladebedarf der EVs als das Netz 177_L. Auch ist das Netz 2534_L deutlich stärker durch Industrielasten geprägt und weist einen geringeren Ladebedarf als das Netz 177_L auf, während der Gesamtbedarf der Lasten im Netzgebiet höher liegt.

Tabelle II.28: Einspeise- und Verbrauchsdaten der Last-dominierten Netze 177_L und 2534_L

Angaben in MWh	Netz 177 _L	Netz 2534 _L
Einspeisung fEE	23 946	17 769
Ladebedarf EVs	17 049	9671
Bedarf Sonstige	285 457	368 472

Tabelle II.29 stellt den ermittelten Abregelungsbedarf der Lasten und Erzeugung aus fEE für die Last-dominierten Netze 177_L und 2534_L im REF Szenario dar. In beiden Netzen kommt es zu leichten Abregelungen von fEE, während es zu deutlichen Abregelungen von Lasten kommt. So werden im Netz 177_L ca. 25 % des Ladebedarfs der EVs abgeregelt und damit in einer ähnlichen Dimension wie im PV-dominierten Netz 176_{PV}. Im Netz 2534_L fällt dieser Anteil mit 13 % geringer aus.

Tabelle II.29: Abregelungsbedarf in den Last-dominierten Netze 177_L und 2534_L im REF Szenario

Angaben in MWh	Netz 177 _L	Netz 2534 _L
Einspeisung fEE	148	109
Ladebedarf EVs	4275	1243
Bedarf Sonstige	8486	618

In Abbildung II.56 ist der Einfluss der Ladestrategien und des Einsatzes von Heimspeichern auf den Abregelungsbedarf von fEE und Lasten (inkl. EVs) dargestellt. Im Gegensatz zu den anderen untersuchten Netzen kann im Netz 2534_L durch das Residuallast-Laden (RES und RES-BESS Szenarien) der Abregelungsbedarf von Lasten stärker gesenkt werden als durch das Reduzierte-Laden (RED und RED-BESS Szenarien). Jedoch erhöht sich auch der Abregelungsbedarf von fEE deutlicher als beim Reduzierten-Laden. Dieses Verhalten liegt darin begründet, dass das Netz 2534_L stark Last-dominiert ist und die Residuallast im Netzgebiet nur wenig von der Einspeisung aus fEE beeinflusst wird. Hierdurch richten sich die Ladevorgänge des Residuallast-Ladens vermehrt nach Zeitfenstern niedriger Last und weniger nach Zeitfenstern hoher Einspeisung. So werden viele Ladevorgänge in die Schwachlast-

Phase der Nacht und damit aus den Zeiten hoher Einspeisung aus PV-Anlagen verschoben.

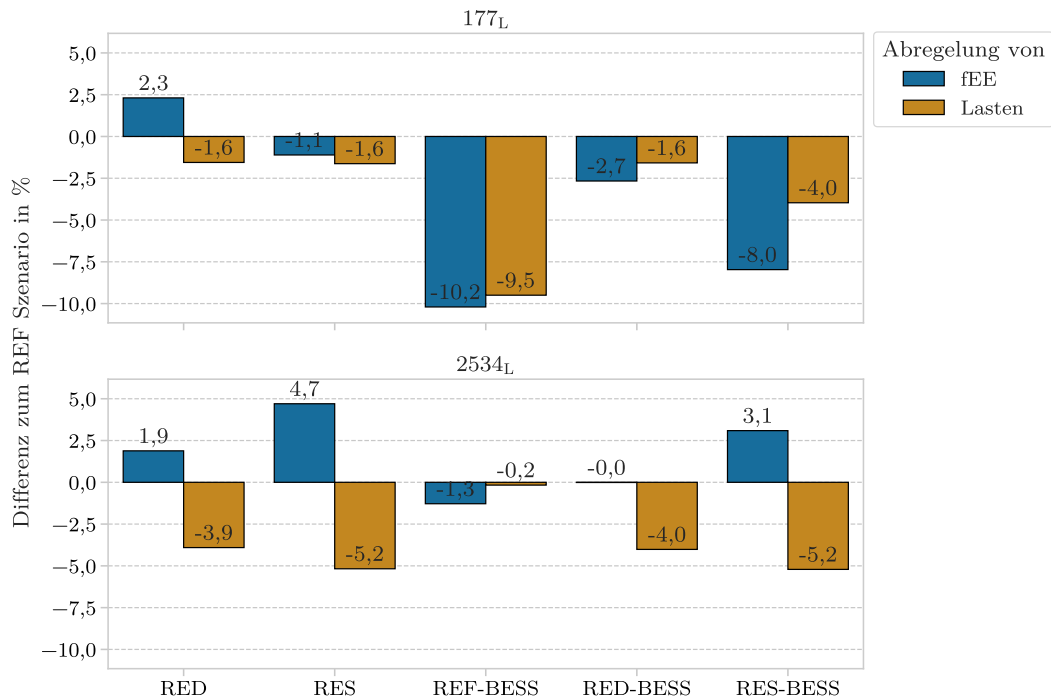


Abbildung II.56: Differenz des Abregelungsbedarfs gegenüber dem REF Szenario durch den Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien und Heimspeichern in den Last-dominierten Netzen

Im Netz 177_L kommt es im REF-BESS Szenario zu einer Ausnahmesituation, welche zu großen Differenzen im Abregelungsbedarf führt. So befindet sich in diesem Netz eine Biogas-Anlage mit knapp 0,5 MW Leistung. Der Netzabschnitt ist dabei stark durch Haushaltslasten geprägt und bei ungesteuertem Laden treten vor allem abends Lastspitzen durch EVs auf. In den sonstigen Szenarien treten in dem Netzabschnitt der Biogas-Anlage im Vergleich zum REF-BESS Szenario vermehrt Abregelungen von Erzeugungsanlagen am Morgen und am Abend auf. Der Einsatz der Heimspeicher führt zu einer Erhöhung der Residuallast im Tagesverlauf inklusive der Abendstunden. Im Falle des REF-BESS Szenarios führt die Kombination des hohen Ladebedarfs und des Beladens der Speicher am späten Nachmittag dazu, dass Abregelungen verhindert werden können. Bereits leichte Reduzierungen im Ladebedarf im Rahmen des Reduzierten- und Residuallast-Ladens am Morgen und am Abend (vgl. Abbildung II.51) führen dazu, dass Abregelungen der Erzeugung im betroffenen Netzabschnitt wieder auftreten und der Abregelungsbedarf in den Szenarien RED-BESS und RES-BESS höher ausfällt als im REF-BESS Szenario. Durch den hier angewendeten iterativen Ansatz zur Bestimmung des Abregelungsbedarfs mit einer

Höhe der Abregelungsschritte von 5 % (vgl. Kapitel 3.1.2) hat dies in diesem Fall große Auswirkungen auf das Gesamtergebnis.

4.2.3 Fazit und Ausblick

Die Analyse zeigte, dass der Einsatz von netzdienlichen Ladestrategien sowohl last- als auch einspeisebedingte Netzprobleme reduzieren kann. Dabei wird in allen untersuchten Netzgebieten die Abregelung von Lasten durch das Reduzierte-Laden relativ deutlich gemindert. Gleichzeitig kommt es jedoch zu einer Zunahme der Abregelungen von fEE. Dies liegt darin begründet, dass sich die Last der Ladevorgänge des Lade Use Cases Home in den Haupteinspeisezeitfenstern der PV-Anlagen am frühen Nachmittag reduziert.

Demgegenüber unterscheiden sich die Ergebnisse beim Residuallast-Laden je untersuchtem Netztyp. So werden die Abregelungen von fEE in den PV-dominierten Netzen durch das Residuallast-Laden gesenkt. Das Potential, die Abregelungen von fEE in den Wind-dominierten Netzen zu beeinflussen, fällt aufgrund der hohen Einspeisung aus WKA deutlich geringer aus. Auch befindet sich die Ladeinfrastruktur meist nicht in der Nähe zu den WKA, wodurch sich das Residuallast-Laden nach einer globalen Residuallast richtet, welche nur wenig mit der lokalen Situation in den NS-Netzen zu tun hat. Hierdurch kommt es zu hohen Gleichzeitigkeiten und vermehrt zu lastbedingten Netzproblemen gegenüber dem ungesteuerten Laden. Bei stark Last-dominierten Netzen wird die Residuallast stärker durch Lasten getrieben als durch die Erzeugung aus fEE. Dies führt dazu, dass vermehrt Ladevorgänge in die Schwachlast-Phase der Nacht verschoben werden, wodurch sich der Abregelungsbedarf der fEE erhöht, während Netzprobleme aufgrund von Lasten abnehmen. Die Abnahme von lastbedingten Netzbedingen fällt in stark Last-dominierten sogar deutlicher aus als bei dem Reduzierten-Laden.

Die Untersuchungen zu den Heimspeichersystemen zeigen, dass die Abregelungen von fEE trotz der im Vergleich zu den EVs deutlich geringeren Speicherkapazitäten in der Regel auf einem ähnlichen Niveau wie beim Residuallast-Laden gesenkt werden können. Durch die konsequente Auslegung anhand der lokalen Einspeisung und der ständigen Verfügbarkeit der Speichersysteme kann die Speicherkapazität entsprechend effizient genutzt werden. Die Kombination der Ladestrategien mit den Heimspeichersystemen zeigt gute Synergien in allen Netztypen. So kann der Abregelungsbedarf bei der Kombination von Heimspeichersystemen mit einer Ladestrategie beinahe um die Summe der Abregelungsbeeinflussung der Einzelmaßnahmen reduziert bzw. beeinflusst werden.

Neben den untersuchten Ladestrategien existiert eine Vielzahl von denkbaren Ladestrategien, welche ebenfalls auf ihre netzdienlichen Effekte untersucht werden sollten. Hierzu zählen zum einen Ladestrategien bei welchen Ladevorgänge in andere Standzeiten verschoben werden können und zum anderen V2G-Anwendungen. Weiterhing sollte die Methodik des Residuallast-Ladens um Randbedingungen zur Berücksichtigung der Netzrestriktionen erweitert werden. Es empfiehlt sich, die Belastungsgrenze der jeweiligen ONS zu beachten und/oder die installierte Leistung der fEE-Kapazitäten in den NS-Netzen als einen Gewichtungsfaktor in die Ladestrategie mit aufzunehmen. Zum anderen könnte statt der globalen Residuallast innerhalb des Netzgebietes auch die Residuallast einzelner Abschnitte des Netzgebietes als Leitlinie dienen. Hierbei könnte beispielsweise die Residuallast der einzelnen MS-Abgänge oder sogar der einzelnen NS-Netze genutzt werden. Es ist zu vermuten, dass aufgrund dieser Maßnahmen lokale Engpässe in den Netzen besser berücksichtigt und die Netzintegration von EVs stärker unterstützt werden kann. Auch in zukünftigen Untersuchungen sollte darauf geachtet werden, unterschiedliche Netztypen zu berücksichtigen, da sich die örtlichen Gegebenheiten stark unterscheiden und der Einfluss von Ladestrategien dementsprechend stark variieren kann.

4.3 Optimale Positionierung von Batteriespeichern

In diesem Abschnitt wird die Untersuchung von Pedersen et al. [14], welche im Rahmen des Projektes angefertigt und auf der 14. International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020) vorgestellt wurde, präsentiert. Das Ziel der Untersuchung war es, die Anwendbarkeit der in Kapitel 3.5 vorgeschlagenen MPOPF Formulierung mit kontinuierlichem Netzausbau für größere Probleme und mehrere Flexibilitätsoptionen, Batteriespeicher sowie Abregelung EE, zu bewerten.

4.3.1 Szenariorahmen und Aufbau der Untersuchung

Verwendete Netztopologien und Szenariorahmen Grundlage der Untersuchungen bildet eine Auswahl von 4 MS-Netzen aus den in Kapitel 3.1.1 beschriebenen synthetischen Verteilnetztopologien. Die gewählten Netze sind die MS-Netze 1618, 2761, 2776 und 2799 mit 140, 61, 108 bzw. 167 MS-Knoten. Da diese Netze stabile Status-quo-Netze ohne Ausbaubedarf darstellen, werden Annahmen zum Hochlauf EE aus dem Szenario *eGo 100* des *open_eGo* Projektes [86] entnommen. Die Zeitreihen der fEE sowie der Lasten werden ebenfalls aus dem *open_eGo* Projekt [86] entnommen.

Optimierungsproblem Es wird die in Kapitel 3.5 vorgeschlagene MPOPF Formulierung verwendet um den netzdienlichen Einsatz von Speichern und deren Positionierung, sowie den netzdienlichen Einsatz von Abregelung zu optimieren.

Im Falle von Speichern gelten die im Abschnitt *Batteriespeicher* in Kapitel 3.5 eingeführten Nebenbedingungen. Darüber hinaus wird eine maximale Speicherkapazität $\mathbf{E}_{storage}$ vorgegeben, die im MS-Netz eingesetzt werden kann, zu welchem Zweck die folgende Nebenbedingung eingeführt wird:

$$\sum_{\forall i \in S} \bar{e}_i \leq \mathbf{E}_{storage} \quad (\text{II.57})$$

In der Optimierung werden die optimale Speichergröße, sowie der optimale Speicherstandort und -betrieb unter den gegebenen Nebenbedingungen bestimmt.

Bezüglich der Abregelung von Wind- und Solarstrom wird angenommen, dass Abregelungsvorgaben $\mathbf{P}_{curtail}$, beispielsweise aus dem übergelagerten Netz, optimal auf alle Wind- und PV-Anlagen im Netz umgelegt werden können. Die abgeregelte Leistung von Anlagen an Schiene i wird als Differenz der wetterabhängigen Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen an dieser Schiene $\mathbf{p}_{i,g}$ und der tatsächlichen Einspeisung $p_{i,g}$ berechnet. Damit lassen sich die zusätzlichen Nebenbedingungen zur Berücksichtigung von Abregelung wie folgt formulieren:

$$\sum_{\forall i \in E} (\mathbf{p}_{i,g} - p_{i,g}) = \mathbf{P}_{curtail} \quad (\text{II.58})$$

$$0 \leq p_{i,g} \leq \mathbf{p}_{i,g} \quad \forall i \in N \quad (\text{II.59})$$

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Netzausbaukosten $C_{nep} \left(I_{ij}^{max} \right)$.

$$\min_{\substack{p_g^t, q_g^t, v^t, \\ \ell^t, P^t, Q^t, I^{max}, r, x}} \sum_{(i,j) \in E} C_{nep} \left(I_{ij}^{max} \right) \quad (\text{II.60})$$

Die Netzausbaukosten berücksichtigen die Kabelkosten c_{ij}^{cable} für zusätzliche Leitungskapazität für jede Leitung $(i, j) \in E$:

$$C_{nep} \left(I_{ij}^{max} \right) = \left(\frac{I_{ij}^{max}}{I_{ij}^{max,0}} - 1 \right) c_{ij}^{cable} \quad (\text{II.61})$$

Die Kosten für Erdarbeiten werden vernachlässigt, da sie entweder zu einem MIP-Problem führen, wenn sie nur einmal für jede erweiterte Leitung berücksichtigt werden, oder einen vernachlässigbaren konstanten Faktor darstellen, wenn sie für jede Leitung oder proportional zur erweiterten Kapazität hinzugefügt werden.

Untersuchte Szenarien Es werden insgesamt fünf Szenarien untersucht, welche sich in den berücksichtigten Flexibilitätsoptionen sowie der Reihenfolge des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen unterscheiden.

In den Szenarien *Storage* und *Curtailement* soll jeweils einzeln das Potenzial von Batteriespeichern bzw. Abregelung zur Senkung von Netzausbaukosten analysiert werden. Die Szenarien umfassen folgende Zielfunktionen und Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned}
 \textbf{Storage:} \quad & \min \text{ (II.60)} && \text{(II.62)} \\
 \text{s.t. } & (\forall t \in \mathcal{T}) \\
 & \text{(II.31) – (II.36), (II.48) – (II.51), (II.53), (II.54), (II.65), (II.57)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \textbf{Curtailement:} \quad & \min \text{ (II.60)} && \text{(II.63)} \\
 \text{s.t. } & (\forall t \in \mathcal{T}) \\
 & \text{(II.31) – (II.36), (II.48), (II.49), (II.65), (II.58), (II.59)}
 \end{aligned}$$

Weiterhin werden zwei Szenarien untersucht, in denen beide Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. In dem *All-flex-combined* Szenario werden beide Flexibilitätsoptionen in einem Optimierungsschritt optimiert. In dem *All-flex-serial* Szenario wird in einem ersten Optimierungsschritt die Abregelung und in einem zweiten Schritt die Speicherpositionierung und der Speichereinsatz optimiert, um den potenziellen Vorteil einer kombinierten Optimierung von Flexibilitätsoptionen bewerten zu können. Im Falle des Szenarios *All-flex-combined* werden die Randbedingungen der Szenarien *Storage* und *Curtailement* kombiniert. Im Szenario *All-flex-serial* wird zunächst die Abregelung mit Hilfe der *Curtailement*-Formulierung optimiert. Anschließend werden die Speicher mit der *Storage*-Formulierung optimiert, wobei für die Einspeisung der EE der optimierte Einsatz aus dem ersten Optimierungsschritt angesetzt wird.

Die Abregelungsvorgaben $\mathbf{P}_{\text{curtail}}$ werden in dieser Untersuchung so gewählt, dass die Einspeisung in Zeiten geringer Last um 15% reduziert wird. Die zu verteilende Speicherkapazität $\mathbf{E}_{\text{storage}}$ wird für jedes Netz auf 10 MW festgelegt. Zur Verringerung der Komplexität der Probleme wird der Ausbau von Speichereinheiten nur an Schiene zugelassen, an denen Netzprobleme auftreten. Diese kritischen Schienen

werden vor der Speicheroptimierung durch eine Optimierung ohne Flexibilitätsoptionen identifiziert. Optimierte Speichereinheiten mit einer Speichergröße von < 0,3 MW werden verworfen, da angenommen wird, dass Anlagen dieser Größe nicht im MS-Netz angeschlossen werden. Um die verworfene Speicherkapazität bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs zu berücksichtigen, wird in einer nachgelagerten Optimierung der Netzausbaubedarf nur unter Berücksichtigung der nicht verworfenen Speichereinheiten erneut ermittelt.

Als Benchmark zur Bewertung der Flexibilitätsoptionen wird der Netzausbau ohne Flexibilitätsoptionen optimiert. Das Szenario wird als *No-flex* bezeichnet und umfasst folgende Zielfunktion und Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} \text{No-flex: } & \min \text{ (II.60)} & \text{(II.64)} \\ \text{s.t. } & (\forall t \in \mathcal{T}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{p}_i \leq p_i \leq \overline{p}_i, \quad \underline{q}_i \leq q_i \leq \overline{q}_i \quad \forall i \in N & \text{(II.65)} \\ \text{(II.31) – (II.36), (II.48), (II.49)} & \end{aligned}$$

Die Probleme werden für Zeithorizonte von 8, 24 und 72 Stunden um den Zeitschritt mit der maximalen negativen Residuallast optimiert.

Verwendete Solver und Hardware Für diese Studie wird der lokale Solver *Interior Point Optimizer (Ipop)* [137] mit dem linearen Solver *HSL_MA97* [138] verwendet. Es wird ein lokaler Solver anstelle eines globalen Solvers zur Begrenzung des Rechenaufwandes gewählt, da diese Studie als erste Bewertung des vorgeschlagenen Ansatzes dienen soll. Für nachfolgende, umfassendere Studien muss jedoch die Verwendung eines globalen Solvers in Betracht gezogen werden. Alle Simulationen werden auf einer Workstation mit AMD Ryzen ThreadRipper 1950X (bis zu 4 GHz, 64 Threads) und 64 GB Speicher durchgeführt. Während *Ipop* mit einem Thread arbeitet, kann *HSL_MA97* mehrere Kerne nutzen. Hier wird der *HSL_MA97* auf drei Kerne beschränkt. Für alle Instanzen werden eine Toleranz von 1e-5 und eine maximale Iterationszahl von 3000 gewählt.

4.3.2 Ergebnisse und Diskussion

Die Analyse zeigt, dass für drei der sechzig Instanzen keine Lösung innerhalb der maximalen Anzahl an Iterationen gefunden werden kann. Dabei handelt es sich um die Szenarien *Storage* und *All-flex-serial* für das Netz 1618 und 72 Zeitschritte

sowie das Szenario *All-flex-combined* für das Netz 2799 und 72 Zeitschritte. Für alle anderen Instanzen wird eine optimale Lösung gefunden.

Abbildung II.57 zeigt die über die vier Netze gemittelte Rechenzeit für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte, soweit eine Lösung gefunden wird. Demnach weist das Szenario *No-flex* ohne Flexibilitätsoptionen die geringste Rechenzeit auf. Zudem ist zu beobachten, dass die Rechenzeit für die kombinierte Optimierung in fast allen Fällen geringer ausfällt, als die getrennte Optimierung von Abregelung und Speichern. Aus der Abbildung geht weiterhin ein exponentieller Anstieg der Rechenzeit mit der Anzahl der Zeitschritte hervor. Für den längsten hier betrachteten Zeithorizont von 72 Zeitschritten wird im Mittel eine Rechenzeit von etwa fünf Minuten erreicht. Es ist jedoch zu beachten, dass ein lokaler Solver verwendet wird, so dass die gefundene Lösung nicht unbedingt das globale Optimum darstellt, dessen Findung zu deutlich höheren Rechenzeiten führen kann.

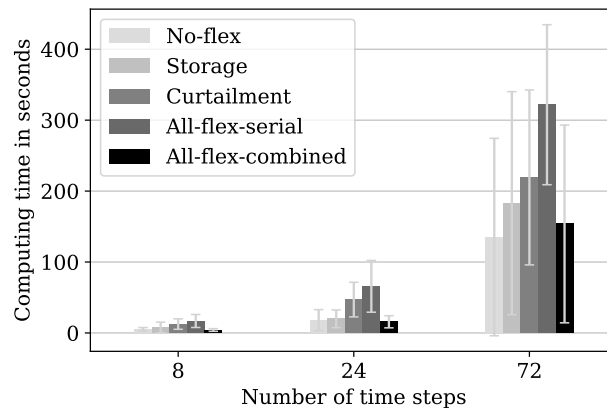


Abbildung II.57: Mittlere Rechenzeit der Optimierung je Szenario und Zeithorizont

Die Reduktion der Netzausbaukosten durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum Benchmark-Szenario *No-flex* ist in Abbildung II.58 dargestellt. Sofern eine Lösung gefunden wird, reduzieren die Flexibilitätsoptionen die notwendigen Netzausbaukosten. Lediglich im Falle des Szenarios *Curtailment* für das Netz 2799 bleiben die Netzausbaukosten für alle betrachteten Zeithorizonte gleich. In den meisten Fällen führt die kombinierte Optimierung von Speichern und Abregelung zu etwas geringeren Ausbaukosten als die getrennte Optimierung. Ausnahmen davon sind für einen Zeithorizont von 8 Zeitschritten für alle Netze außer Netz 2761 zu verzeichnen. In diesen Fällen wird lediglich ein lokales Optimum gefunden, andernfalls wäre die Kostenreduktion mindestens so hoch wie bei der getrennten Optimierung.

Abbildung II.59 zeigt die optimierte Verteilung der Abregelungsvorgaben sowie die optimalen Speicherstandorte und -kapazitäten für die kombinierte (*All-flex-combined*) sowie die getrennte (*All-flex-serial*) Optimierung der Flexibilitätsoptionen, beispielhaft für das Netz 2761 und 72 Zeitschritte. Wie zu erkennen, unterscheidet sich der

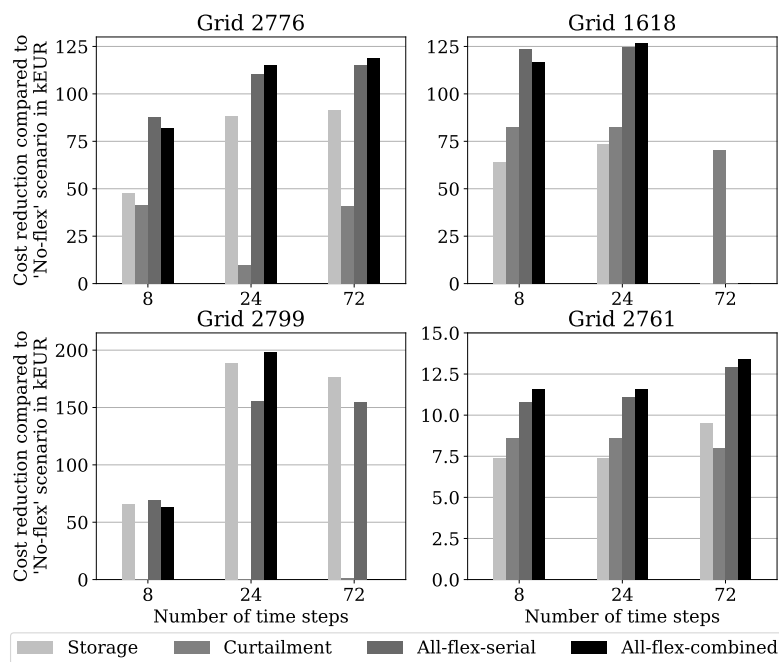


Abbildung II.58: Reduktion der optimierten Netzausbaukosten in den vier Szenarien mit Flexibilitätsoptionen im Vergleich zu dem *No-flex* Szenario

Einsatz der Flexibilitätsoptionen in den beiden Szenarien leicht. In der kombinierten Optimierung kann damit ein effizienterer Einsatz der Flexibilitäten erzielt werden, was zu einem geringeren Netzausbaubedarf führt (vgl. Abbildung II.58).

Bei der Bewertung der Reduktion der Netzausbaukosten durch den Einsatz der Flexibilitätsoptionen sind zwei Aspekte zu beachten. Erstens umfasst die hier dargestellte Kostenreduktion nur die eingesparten Kabelkosten und lässt, wie bereits erwähnt, die Kosten für Erdarbeiten unberücksichtigt, die in der MS etwa vier- bis siebenmal höher sind als die Kabelkosten und die potenzielle Kostenreduktion weiter erhöhen würden. Zweitens kann es aufgrund des gewählten Ansatzes des kontinuierlichen Netzausbaus dazu kommen, dass Flexibilitätsoptionen so eingesetzt werden, dass die gleiche diskrete Anzahl von Leitungen erforderlich ist und es somit nicht zu einer tatsächlichen Verringerung der Netzausbaukosten kommt. Dieser Aspekt sollte in folgenden Studien weiter analysiert werden.

4.3.3 Fazit und Ausblick

In dieser Studie wurde ein MPOPF-Ansatz zur Optimierung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen Speicher und Abregelung vorgeschlagen und dessen Anwendbarkeit anhand synthetischer MS-Netze mit bis zu 170 MS-Knoten bewertet. Der Ansatz verwendet die nicht-konvexe, nichtlineare

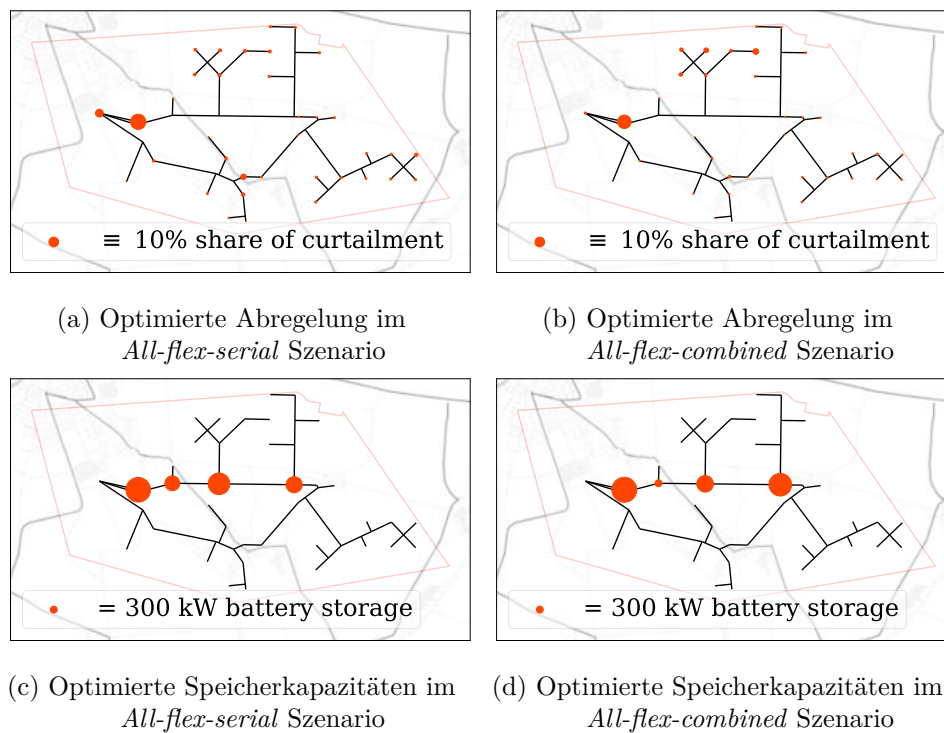


Abbildung II.59: Vergleich der optimierten Verteilung der Abregelungsvorgaben (oben) sowie der optimalen Speicherstandorte und -kapazitäten (unten) in den Szenarien *All-flex-combined* und *All-flex-serial* für das Netz 2761 und 72 Zeitschritte

BFM Formulierung der Lastfluss-Gleichungen. Zur Abbildung von Speichern wird eine Formulierung nach Marley et al. [116] herangezogen. Darüber hinaus wird der MPOPF-Ansatz um eine neue Formulierung für kontinuierlichen Netzausbau erweitert.

Es konnte gezeigt werden, dass der vorgeschlagene Ansatz für die hier untersuchten Problemgrößen anwendbar ist und in angemessener Zeit eine Lösung gefunden werden kann. Ausnahme hiervon besteht lediglich für drei der untersuchten sechzig Instanzen. Um den potenziellen Mehrwert einer gleichzeitigen Optimierung mehrerer Flexibilitätsoptionen zu untersuchen, wurden die Flexibilitätsoptionen in einem Szenario gleichzeitig und in einem weiteren Szenario in aufeinanderfolgenden Optimierungsschritten optimiert. Es zeigte sich, dass bei der gleichzeitigen Optimierung von Flexibilitätsoptionen diese zumeist effizienter eingesetzt und damit Netzausbaukosten verringert werden können. Es wird erwartet, dass der Vorteil der gleichzeitigen Optimierung mit wachsender Zahl verfügbarer Flexibilitätsoptionen gegenüber Heuristiken weiter an Bedeutung gewinnt.

Für die Optimierung wurde in dieser Untersuchung ein lokaler Solver verwendet. Es konnte gezeigt werden, dass eine global optimale Lösung hiermit nicht für alle untersuchten Instanzen gefunden werden konnte. Eine Möglichkeit diese Herausforderung der Findung des globalen Optimums anzugehen bieten konvexe Relaxationen. Diese umschließen den nicht-konvexen zulässigen Raum, der von den Lastfluss-Gleichungen aufgespannt wird, und nutzen die grundlegende Eigenschaft konvexer Optimierungsprobleme, dass jedes lokale Optimum auch ein globales Optimum darstellt [139]. Ein anderer Ansatz besteht darin, die Anzahl der Variablen des Optimierungsproblems durch zeitliche oder räumliche Komplexitätsreduktion zu verringern, was die Verwendung globaler Solver mit angemessenen Rechenzeiten ermöglicht. Beides wurde im Rahmen von Masterarbeiten innerhalb des Projektes durch Pedersen [101] und Trommer [117] weiter untersucht und kann in den entsprechenden Arbeiten nachgelesen werden.

4.4 Elektrische Energiespeicher in der Verteilnetzplanung

Basierend auf den Methoden, welche in Abschnitt 3.2 gezeigt wurden, werden im Folgenden die Ergebnisse der Netzintegration stationärer EES in Verteilnetze gezeigt und diskutiert. Zuerst wird auf die passive Integration elektrischer Energiespeicher eingegangen. Hier wird analysiert, inwieweit EES mit einer etablierten Peak-Shaving Strategie zur Reduktion der Spitzenlast im Verteilnetz beitragen können. Darauf folgend werden die Ergebnisse und Auswirkungen der in Abschnitt 3.2 entwickelten aktiven Strategien für EES diskutiert.

Simulationsparameter

Alle in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf einer Simulationsdauer von sechs Monaten, die einen Kompromiss zwischen saisonaler Fluktuation und Rechenzeit darstellt, sowie einer Simulationsschrittweite von 15 Minuten. Die 15-minütige Zeitdiskretisierung basiert auf dem Fakt, dass Tarifberechnungen in Deutschland mit maximalen Werten in 15-minütigen Zeitschritten berechnet werden.

4.4.1 Passive Integration elektrischer Energiespeicher

Die ursprüngliche Motivation für einen Spitzenleistungstarif war die Glättung von Leistungsspitzen im gesamten Verteilnetz. Mit dieser passiven Peak-Shaving Strategie wird jedoch höchstens eine geringe Reduzierung am PCC erreicht. Abbildung II.60 zeigt die Reduktion am lokalen Knoten (y -Achse) sowie am PCC (x -Achse) für die Studie ohne erhöhten EV Anteil.

Die roten Kreuze zeigen die Reduktion, wenn die EES mit der konventionellen Peak-Shaving Strategie (α) betrieben werden. Es zeigt sich, dass das Speichersystem in allen 32 Simulationen eine Reduktion der Spitzenlast am zugehörigen Knoten b erreicht. In den meisten Fällen wird jedoch keine Reduzierung der Spitzenlast am PCC erreicht. Der Grund für dieses Verhalten ist, dass in diesen Fällen die Spitzen im lokalen Lastprofil oft konträr zu den Spitzen am PCC sind. Der gefüllte rote Kreis zeigt die Reduzierung der Spitzenlast am PCC, wenn alle 32 EES simultan mit der konventionellen Peak-Shaving Strategie in das Netz integriert werden.

Ähnliche Ergebnisse zeigte die Studie mit erhöhtem EV-Anteil. Abbildung II.61 zeigt die Veränderung der Spitzenlast am PCC in Form eines Konturdiagramms, wenn die EES mit einer konventionellen Peak-Shaving Strategie betrieben werden. Die Reduzierung bzw. Erhöhung der Spitzenlast bezieht sich auf das Szenario ohne Ladeparks (0 % EV-Anteil am Gesamtenergiebedarf). Die Kapazität der EES beginnt bei 200 kWh und steigt in Schritten von 200 kWh bis zu 2 MWh, während der EV-Anteil in 2 %-Schritten von 4 % auf 16 % steigt. Positive Werte in der Abbildung (dunkelblaue Bereiche) zeigen eine Reduzierung der Spitzenlast am PCC. Da die EES direkt mit den Ladeparks gekoppelt sind und nur die zusätzlichen Spitzen, welche durch die EVs entstehen, reduzieren, gibt es auch hier keine signifikante Reduktion der Spitzenlast am PCC.

In einigen Fällen kommt es zu einem Anstieg der Last am PCC im Vergleich zum Szenario ohne EVs, insbesondere in Gebieten mit einem hohen EV-Anteil und großen EES Kapazitäten. Diese leichten Erhöhungen, die in Abbildung II.61 gelb und rot dargestellt sind, sind auf das sofortige Aufladen der EES zurückzuführen. Dies ist

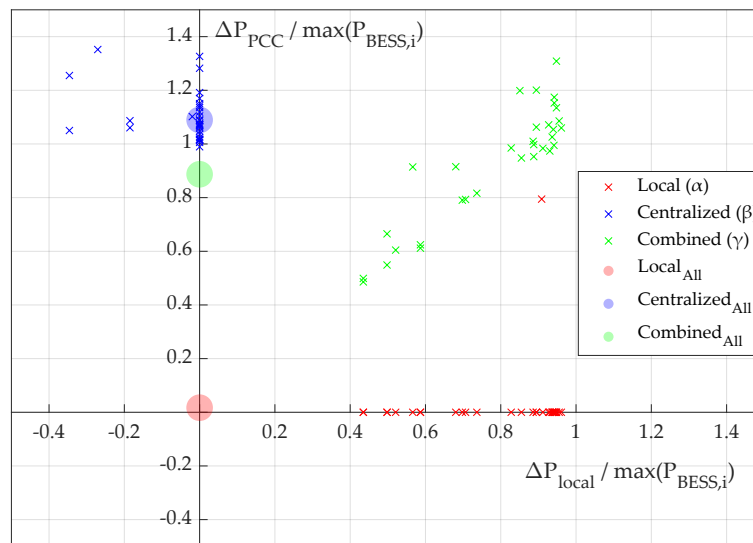


Abbildung II.60: Relative Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz ohne erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen für jede Simulation mit verschiedenen Betriebsstrategien für den Energiespeicher. Die Reduzierung der Spitzenlast am lokalen Knoten b ist auf der Abszisse aufgetragen und die Reduzierung der Spitzenlast am übergeordneten Transformator ist auf der Ordinate zu sehen [4].

zum Beispiel dann der Fall, wenn ein Ladepark bereits unter seine Spitzenlastgrenze gefallen ist und der zugehörige EES nachläßt, während die Last am PCC noch nahe der Spitzenlast liegt. Diese zusätzliche Leistung, die der EES zu diesem Zeitpunkt zum Aufladen benötigt, führt zu einem Anstieg der Last am PCC um bis zu 7,5 % im Vergleich zu einem Szenario ohne EVs.

Somit können EES, welche mit einer konventionellen (passiven) Peak-Shaving Strategie betrieben werden, dazu beitragen, einen signifikanten Anstieg der Spitzenlast am PCC zu vermeiden, auch wenn der Anteil an EVs steigt. Jedoch kann nur eine geringe oder keine Reduktion der Spitzenlast am PCC erzielt werden. Dies motiviert die Einführung einer aktiven sowie einer koordinierten Strategie für verteilte EES.

4.4.2 Aktive Integration elektrischer Energiespeicher

Betrachtet man im Szenario ohne erhöhtem EV-Anteil nun die Reduktion für die im Projekt entwickelten Strategien, so können auch Reduktionen am PCC erreicht werden. Die blauen Kreuze in Abbildung II.60 zeigen die Reduktion für Strategie β . Da im betrachteten Zeitraum nur eine sehr hohe Spitze am PCC auftritt, ist die Veränderung bei allen 32 EES nahezu identisch und entspricht der maximal möglichen Entladeleistung. Da sich die EES an verschiedenen Stellen im Netz befinden, ergeben sich aufgrund der Leitungsverluste leicht unterschiedliche Werte. Für die

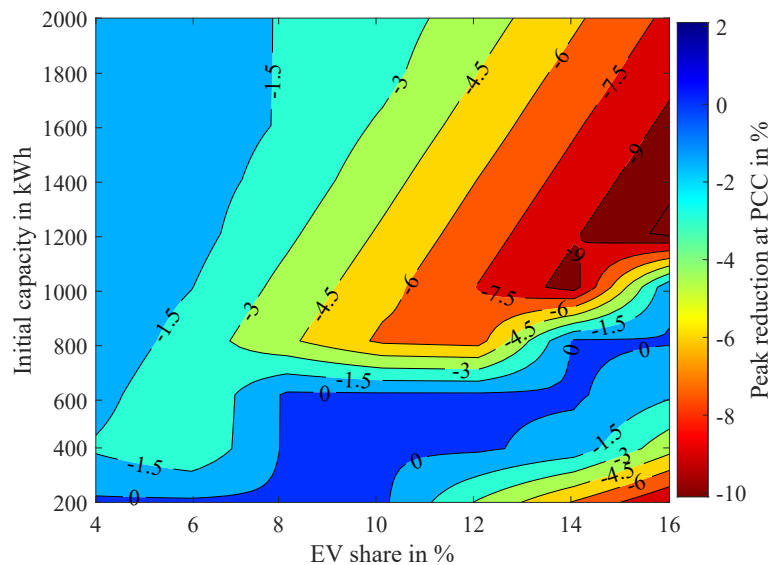


Abbildung II.61: Absolute Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz mit erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen. Die Speicher werden mit einer konventionellen Peak-Shaving Strategie betrieben. Die Kapazität der Speichersysteme ist auf der y-Achse aufgetragen. Der Anteil des Energiebedarfs der Elektrofahrzeuge auf der x-Achse [5].

Industriekunden (lokaler Knoten b) selbst erreicht der zentralisierte Algorithmus mit den verwendeten Simulationseinstellungen jedoch nie eine Reduzierung der Spitzenlast.

Die grünen Kreuze zeigen die Reduktion, wenn die EES nach dem neu entwickelten kombinierten Ansatz (Strategie γ) betrieben werden. In diesem Fall werden sowohl die lokale Spitzenlast als auch die globale Spitzenlast reduziert. Es ist zu erkennen, dass die Reduktion am Standort des Speichers fast genauso hoch ist wie bei der konventionellen Peak-Shaving Strategie. Allerdings wird nun auch eine signifikante Reduktion am PCC erreicht. Die gefüllten Kreise in der Abbildung zeigen die Reduzierung der Spitzenlast am PCC, wenn alle 32 EES gleichzeitig in das Netz integriert werden. Es zeigt sich, dass beim kombinierten Ansatz mit einer Reduktion von 706,70 kVA eine ähnliche Reduktion erreicht wird, wie beim zentralen Ansatz (868,01 kVA).

Um die Auswirkungen der Strategien im Detail zu bewerten, muss die Belastung des EES ebenfalls berücksichtigt werden. Abbildung II.62 zeigt die Ergebnisse für alle Simulationen mit der Analyse durch SimSES. Die hier gezeigten Charakteristika wurden in Abschnitt 1.4 eingeführt. Subplot (a) zeigt die Anzahl der vollen äquivalenten Zyklen. Die mittlere Round-Trip Effizienz ist in Subplot (b) dargestellt. Die übrigen Merkmale beschreiben die Beanspruchung der EES im Detail: Subplot (c) zeigt die durchschnittliche Zyklentiefe in Entladerichtung und die durchschnittliche

Ruhezeit zwischen zwei Aktionen ist in Subplot (d) dargestellt. Die Anzahl der Wechsel zwischen Laden und Entladen (Vorzeichenwechsel) pro Tag ist in Subplot (e) dargestellt, während Subplot (f) zeigt die Energie im Verhältnis zur EES-Kapazität, die zwischen zwei Vorzeichenwechseln geladen bzw. entladen wird.

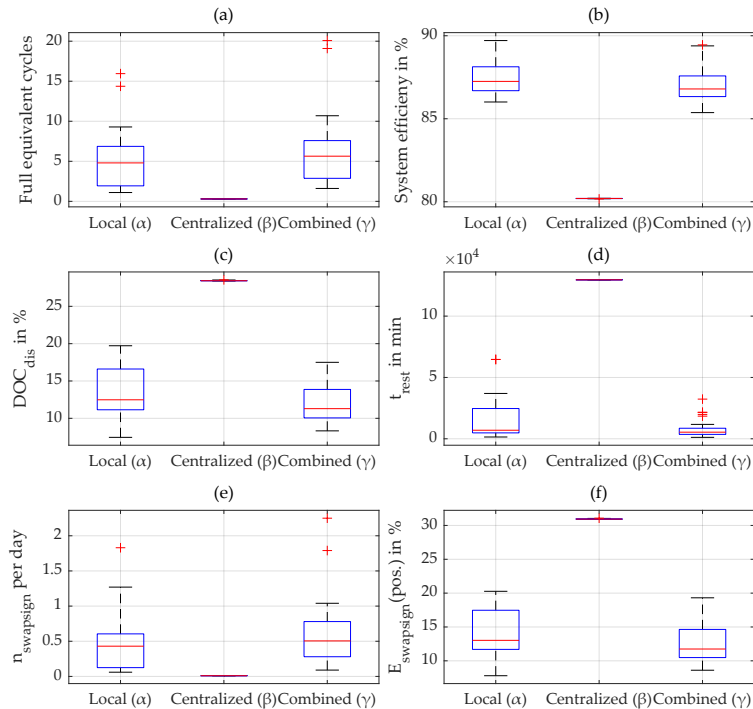


Abbildung II.62: Detaillierte Ergebnisse der Speicherbelastung für verschiedene Strategien beim Szenario ohne erhöhtem Anteil an Elektrofahrzeugen [4].

Vergleicht man die Ergebnisse für Strategie α und Strategie γ , so zeigt sich, dass die EES im Durchschnitt 1,2 FEC mehr haben als die EES, welche mit einer konventionellen Peak-Shaving-Strategie betrieben werden. Im Falle der verwendeten LIB ergibt sich daraus eine Abweichung der verbleibenden Kapazität von 0,01 % (95,31 bis 95,32) für den sechsmonatigen Simulationszeitraum. Durch die sehr geringe zusätzliche Belastung des Speichersystems, ergeben sich bei fast allen anderen Charakteristiken kaum Unterschiede.

Koordiniertes Energiemanagementsystem

Abbildung II.63 zeigt die Veränderung der Spitzenlast am PCC als Konturdiagramm. Die Reduktion bzw. Erhöhung der Spitzenlast bezieht sich auf das Szenario ohne Ladeparks (0% EV-Anteil). Die Kapazität eines jeden EES beginnt bei 200 kWh und steigt in Schritten von 200 kWh bis zu 2 MWh, während der EV-Anteil in Zwei-Prozent-Schritten von 4% auf 16% erhöht wird, was einer maximalen Ladeleistung

pro Ladepark von 700 kW bis 2,8 MW entspricht. Die Kapazität der Speichersysteme wurde von 200 kWh bis 2 MWh variiert. Positive Werte im Konturdiagramm (dunkelblaue Bereiche) indizieren eine Reduktion der Spitzenlast am PCC.

Es ist ein Trend zu erkennen, dass mit zunehmender Speicherkapazität die Reduzierung der Spitzenlast steigt. Bei einer Spitzenlast im Testverteilsnetz ohne EV von 11,1 MW wird eine maximale Spitzenlastreduktion von 44,9 % (dunkelblaue Fläche in Abbildung II.63) bei der größten EES Kapazität (je 2 MWh) und dem kleinsten EV-Anteil (4 %) erreicht. Obwohl die EES theoretisch höhere Entladeleistungen bereitstellen könnten, kann keine höhere Reduktion der Spitzenlast am PCC erreicht werden. Der Grund für dieses Verhalten ist, dass je niedriger die Peak-Shaving Grenze wird, desto mehr ist der Energieinhalt und nicht die Leistungsfähigkeit der limitierende Faktor. Die Reduzierung der Spitzenlast nimmt jedoch nur bis zu einer EES Kapazität von 800 kWh linear zu, während oberhalb von 800 kWh EES Kapazität ein Sättigungsverhalten einsetzt.

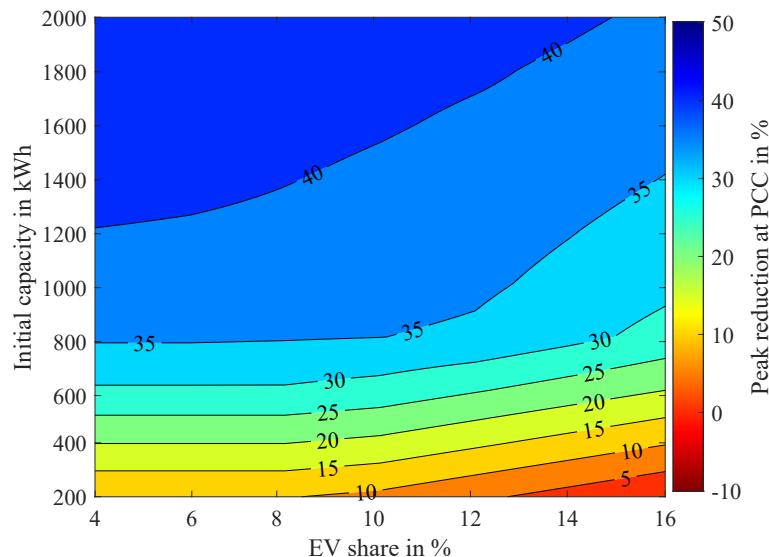


Abbildung II.63: Absolute Reduzierung der Spitzenlast in einem Netz mit erhöhten Anteil an Elektrofahrzeugen. Die Speicher werden mit einer neu entwickelten koordinierten Strategie betrieben. Die Kapazität der Speichersysteme ist auf der y-Achse aufgetragen. Der Anteil des Energiebedarfs der Elektrofahrzeuge auf der x-Achse [5].

Identisch zur unkoordinierten Betriebsweise von EES, muss man zur vollständigen Bewertung auch hier die Belastung der EES berücksichtigen. Abbildung II.64 zeigt die Reduzierung der Spitzenlast am PCC pro FEC für den sechsmonatigen Simulationszeitraum. Die FEC aller drei EES sind in der Abbildung summiert dargestellt. Es lassen sich zwei Tendenzen erkennen. Erstens, je geringer die EES Kapazität, desto größer ist die Spitzenlastreduzierung pro FEC, und zweitens, je geringer der EV-Anteil, desto größer ist die Reduzierung der Spitzenlast am PCC pro FEC. Folglich

sind kleine Speichersysteme mit dem einzigen Ziel, die Spitzenleistung am PCC zu reduzieren, effizienter.

Analysiert man die vorgenannten Trends im Detail so ist zu erkennen, dass EES mit einer Kapazität von weniger als 800 kWh im Simulationszeitraum nur wenige FEC Belastung haben. Aufgrund der geringen Belastung verbleiben die EES also die meiste Zeit in einem hohen SOC-Bereich von über 90 %, was zu einer beschleunigten kalendarischen Degradation der modellierten Batteriezelle führt [23]. Jedoch sollte aufgrund der geringen Belastung bei EES mit einer Anfangskapazität von weniger als 800 kWh die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, diese für das Multi-Use Anwendungen zu nutzen.

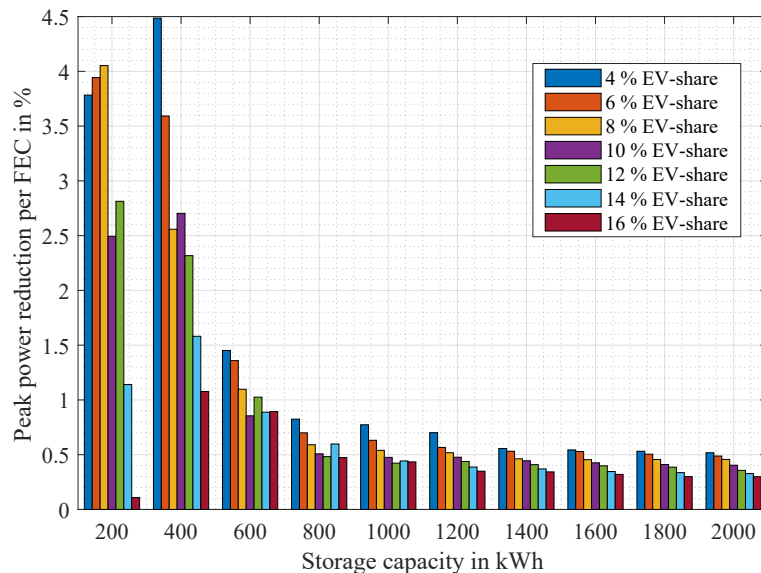


Abbildung II.64: Reduzierung der Spitzenlast am übergeordneten Transformator im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge pro vollem äquivalenten Zyklus mit zunehmender Anzahl von Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern, welche an Ladeparks gekoppelt sind. Die Speichersysteme verfügen über ein koordiniertes Energiemanagementsystem, welches in diesem Projekt entwickelt wurde [5].

Es zeigt sich, dass wenn die EES mit dem in dieser Studie entwickelten koordinierten EMS betrieben werden, die Spitzenlast am PCC in allen Szenarien reduziert werden kann. Der Leistungsfluss wurde mit dem *eDisGo*-Simulationstool verifiziert. Dabei zeigte sich, dass die Linearisierung im Optimierer nur zu geringen Abweichungen führt. Die maximale Differenz von 184 kW entspricht 1,7 % in Bezug auf die maximale Belastung des PCC im Szenario ohne EV.

4.4.3 Energiespeicher als Alternative zum Netzausbau

Aufbauend auf den technischen Untersuchungen des Potentials stationärer Speicher in Verteilnetzen wurde eine ökonomische Untersuchung durchgeführt. Dadurch lassen sich für unterschiedliche Regionen Abschätzungen treffen, wann ein EES als Alternative zum Netzausbau in der Mittelspannungsebene eingesetzt werden kann. Mit dem Fokus auf einen wirtschaftlichen Vergleich der EES und des konventionellen Netzausbaus wurden in der Recherche nur die Investitionskosten berücksichtigt. Ausgaben für Betrieb und Wartung wurden vernachlässigt. Im Folgenden werden für die stationären Speicher die spezifischen Energiekosten auf Systemebene angegeben.

Bei einer Integration in das Mittelspannungsnetz liegt die Speicherkapazität zwischen einigen 100 kWh bis hin zu einigen MWh [140]. Jede analysierte Veröffentlichung gibt eine Kostenentwicklung mit mindestens drei Datenpunkten zwischen 2016 und 2040 an. Linear interpoliert teilt sich der Datensatz in drei Szenarien auf: Während das Basisszenario mit einer moderaten Kostenentwicklung durch die Mittelwerte definiert ist, zeigen die Szenarien niedrig und hoch optimistische und konservative Prognosen im 95 % Konfidenzintervall. Jedes Szenario wird durch eine Kostenfunktion beschrieben, welche in Gleichung II.66 zu sehen ist.

$$c_{\text{BESS}} = \frac{fit_1}{t_{\text{inv}} + fit_2} \quad (\text{II.66})$$

Abbildung II.65 zeigt die Kostenfunktionen mit den Datenpunkten der Publikationen. Zwischen 2020 und 2030 sinken die spezifischen Energiekosten um 38,5 % von 468 \$/kWh auf 288 \$/kWh im Basisszenario. Die Daten basieren auf den Publikationen [63, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147].

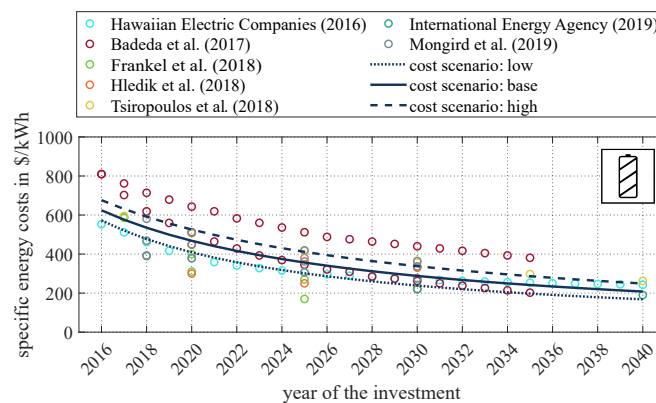


Abbildung II.65: Spezifische Energiekosten des EES in Abhängigkeit des Jahres der Investition [5].

In diesem wirtschaftlichen Vergleich wurde für den Netzausbau die parallele Verlegung von Kabeln zur Netzverstärkung verwendet. Hierfür wurde das Kabel vom Typ NA2XS2Y, 3x1x185 mm², welches im deutschen Verteilnetz üblich ist, als Standardausstattung für die folgende Datenrecherche verwendet. Es wurden sowohl die Material- als auch die Installationskosten berücksichtigt [9].

Aufgrund der höheren Installationskosten für verdichtete Flächen sind die spezifischen Kosten zudem nach ländlichen und städtischen Gebieten unterschieden. Durch die begrenzte Datenlage zeigen die resultierenden Kosten keinen Entwicklungstrend und enthalten keine Informationen über die Zukunft. Daher werden die Kosten für die Szenarien Basis, Niedrig und Hoch mit den aktuellen Daten ermittelt. Tabelle II.30 zeigt die spezifischen Netzausbaukosten für diese Szenarien, wobei die Daten auf folgenden Publikationen basieren [9, 120, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154]

Szenario	Spezifische Kosten in \$/km		
	Niedrig	Basis	Hoch
ländlich	116 000	133 000	150 000
städtisch	151 000	177 000	203 000

Tabelle II.30: Spezifische Netzausbaukosten in Mittelspannungsnetzen für ländliche sowie städtische Gebiete.

4.4.4 Ökonomische Korrelation von Energiespeichern und Netzausbau

Um zukünftig EES als Alternative zum konventionellen Netzausbau einzusetzen ist es notwendig die Wirtschaftlichkeit abzuschätzen. Im Rahmen des Projekts wurde hierfür eine ökonomische Korrelation hergeleitet mit dem Ziel die maximale Kapazität zu ermitteln, die einen wirtschaftlichen Einsatz für den EES bei einer bestimmten Kabellänge ermöglicht. Unter Berücksichtigung der Kostenfunktionen ist dies der Punkt, an dem die diskontierten Kosten des EES denen des Netzausbaus entsprechen. In den Gleichungen II.67 bis II.69 wird die maximale wirtschaftliche Speicherkapazität beschrieben durch den Abzinsungsfaktor d , die Kabellängen-spezifische Kapazität cap , die Korrektur für das Jahr der Investition $t_{inv,c}$ und die Netzausbaulänge l .

$$Cap = c_{Grid} \cdot \frac{1}{fit_1} \cdot t_{inv,c} \cdot d \cdot l \quad (II.67)$$

$$t_{inv,c} = t_{inv} + fit_2 \quad (II.68)$$

$$d = (1 + r)^{(t_{BESS} - t_{Grid})} \quad (II.69)$$

Die Ergebnisse für Ausbaulängen von bis zu 40 km in ländlichen Gebieten und 20 km in städtischen Regionen sind in Abbildung II.66 dargestellt. Hier wird die wirtschaftliche

Kapazität eines EES in Abhängigkeit von der Länge des Netzausbaus für ländliche Gebiete (a-c) und für städtische Gebiete (d-f) gezeigt. Darüber hinaus werden die Kapazitäten für ein Jahr der Investition in 2020 und 2030 verglichen. Dabei ist der Diskontierungssatz mit 6% angenommen und die Abschreibungszeiträume für den EES und das Mittelspannungskabel sind mit 10 Jahren und 40 Jahren angenommen [9, 155].

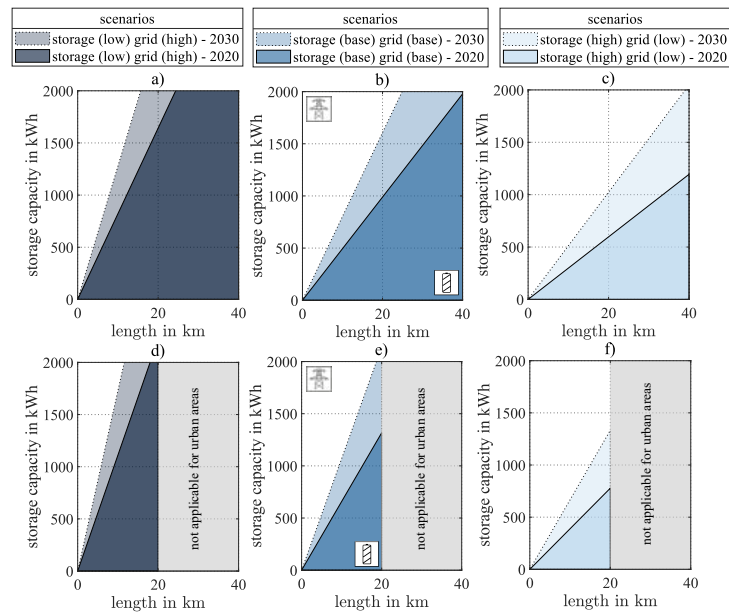


Abbildung II.66: Wirtschaftliche Kapazität eines EES in Abhängigkeit von der Länge des Netzausbaus für ländliche Gebiete (a-c) und für städtische Gebiete (d-f) [7].

Die Ergebnisse zeigen, dass EES vor allem in städtischen Gebieten mit einem konventionellen Netzausbau konkurrenzfähig sein können, und dieser Effekt bis 2030 noch verstärkt wird. Insbesondere, wenn kleine Speicherkapazitäten notwendig sind, um eine Netzverstärkung zu vermeiden, sollten Netzbetreiber die Möglichkeit einer EES-Integration in Betracht ziehen.

5 Fazit und Ausblick

Das Ziel des Verbundvorhabens *open_BEA* bestand darin, die Auswirkungen einer zunehmenden Interaktion und Kopplung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor zu untersuchen und zu ermitteln, inwieweit stationäre und mobile EES den Netzausbau reduzieren bzw. auch vermeiden können. Hierfür wurden zunächst unabhängige Simulationstools entwickelt, welche im weiteren Verlauf des Projekts gekoppelt wurden.

Mithilfe des Simulationstools *SimSES*, welches in *open_BEA* neu entwickelt und öffentlich verfügbar gemacht wurde, ist es möglich, Energiespeichertechnologien technisch und wirtschaftlich zu bewerten. Mit einem modularen Ansatz deckt *SimSES* verschiedene Topologien, Systemkomponenten und Speichertechnologien ab. *SimSES* ist unterteilt in einen Simulationsteil zur Modellierung der physikalischen Darstellung des EES und einen Analyseteil, der technische und wirtschaftliche Ergebnisse bestimmt. Im Projekt *open_BEA* wurden unter anderem Modelle für verschiedene Speichertechnologien, geeignete Bewertungsfunktionen für stationäre Speichersysteme sowie eine Schnittstelle zu anderen Programmen entwickelt.

Innerhalb des Projekts wurden mit *SimSES* verschiedene singuläre Anwendungsfälle für LIB bzw. RFB basierte EES simuliert und analysiert. Neben der Simulation von Heimspeichersystemen und einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt (PRL), wurde auch die Peak-Shaving Anwendung im Detail untersucht. Dieser Anwendungsfall dient als Grundlage für die netzbezogenen Operationsstrategien, welche im Projekt entwickelt wurden. Neben dem Fokus auf Anwendungen stationärer Speicher, wurde im Projekt auch das Potential der Erbringung von klassischen stationären Anwendungen mit EVs untersucht.

Für die Simulation mobiler EES wurden im Rahmen des Projektes zwei Simulationstools, *SimBEV* und *TracBEV*, entwickelt und auf *GitHub* veröffentlicht. Während mit *SimBEV* der zeitlich aufgelöste Ladebedarf von Fahrzeugen bestimmt werden kann, erfolgt mit *TracBEV* eine Bestimmung möglicher Ladepunkte innerhalb einer Region für die räumliche Verortung der Ladebedarfe. In *SimBEV* werden zeitlich aufgelöste Ladebedarfe je Fahrzeug probabilistisch auf Grundlage der Befragung MiD erstellt. Für die Ermittlung potenzieller Ladesäulenstandorte für eine ausgewählte Region baut das Tool *TracBEV* auf offenen Geodaten aus der OSM sowie dem Zensus 2011 auf.

Zur Bewertung der Netzauswirkungen der Kopplung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor wurde das bestehende Tool *eDisGo*, welches zur Bewertung von Flexibilitätsoptionen als ökonomische Alternative zum Netzausbau dient und ebenfalls auf *GitHub* frei verfügbar ist, mit den Tools *SimBEV* und *TracBEV* gekoppelt. Innerhalb

von *eDisGo* werden die mit *SimBEV* ermittelten Ladevorgänge den mit *TracBEV* ermittelten möglichen Ladepunkten zugewiesen und in das Netz integriert. Mittels den durch *SimBEV* für alle Ladevorgänge gelieferten Zeiträumen, die Fahrzeuge am Ort des Ladens stehen, sowie den jeweils nachzuladenden Energien und Leistungen mit denen geladen werden kann, wurde das Potenzial zur Flexibilisierung jedes Ladevorgangs abgeleitet, welches netzdienlich eingesetzt werden kann. Zur netzdienlichen Nutzung des Flexibilisierungspotenzials von Ladevorgängen wurden in *eDisGo* netzdienliche Ladestrategien implementiert – eine präventive sowie eine aktive Ladestrategie. Bei der präventiven Ladestrategie Reduziertes-Laden soll durch eine möglichst starke Reduktion der Ladeleistung, welche durch eine Nutzung der gesamten Standzeit der Fahrzeuge zum Laden erreicht wird, eine Senkung der Netzbelastung erzielt werden. Bei der aktiven Ladestrategie Residuallast-Laden werden Ladevorgänge in Zeiten niedriger Residuallast im MS-Netzgebiet verschoben, um damit eine möglichst starke Glättung der Residuallast im Netzgebiet zu erreichen.

Neben den netzdienlichen Ladestrategien wurde in *eDisGo* eine Methodik zum netzdienlichen Einsatz und Positionieren stationärer Batteriespeicher implementiert. Hierfür wurde der Ansatz des MPOPF mit Speichern gewählt und eine bestehende Methode um die Berücksichtigung des Netzausbaus erweitert. Die Komplexität des Optimierungsproblems ist aufgrund der nicht-konvexen, nichtlinearen Lastfluss-Gleichungen sowie der zeitlichen Kopplung der betrachteten Zeitschritte, welche die Berücksichtigung von Speichern notwendig macht, sehr hoch. Es war daher notwendig, die Komplexität des Optimierungsproblems zu reduzieren. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Relaxationen sowie Ansätze zur zeitlichen Komplexitätsreduktion implementiert.

Die Untersuchungen der Ladestrategien zeigten, dass die Auswirkungen auf die Verteilnetze deutlich von dem jeweiligen Netztyp abhängen. In Last-dominierten Netzen, wo es zukünftig vor allem zu lastbedingten Netzproblemen kommen wird, sind die hier betrachteten netzdienlichen Ladestrategien gut geeignet, Netzprobleme gegenüber einem ungesteuerten Laden der EVs zu reduzieren. Das marktorientierte Laden führt hingegen insbesondere in urbanen Netzen zu einer starken Erhöhung der Netzbelastung. Begründet liegt dies in bei dieser Ladestrategie auftretenden hohen Gleichzeitigkeiten des Ladens, welche durch eine hohe deutschlandweite fEE-Einspeisung getrieben sind, die die Situation in den urbanen Netzen mit üblicherweise geringen Erzeugungskapazitäten nicht widerspiegelt.

In Einspeise-dominierten Netzen zeigte sich, dass eine reine Reduktion der Ladeleistung, wie sie beim Reduzierten-Laden angewandt wird, die lastgetriebenen Netzprobleme zwar verringern kann, sich auf die zeitliche Korrelation des Ladens der EVs und der fEE-Einspeisung allerdings negativ auswirken kann, wodurch die notwendige

fEE-Abregelung teilweise erhöht wird. Die beiden Ladestrategien Residuallast-Laden und marktorientiertes Laden wirken dem entgegen, da sich das Laden der EVs an der Residuallast im MS-Netzgebiet bzw. in Deutschland orientiert und Ladevorgänge somit verstärkt in Zeiten hoher fEE-Einspeisung verschoben werden. Beide Ladestrategien führen aber zu den bereits angesprochenen höheren Gleichzeitigkeiten des Ladens, was die lastgetriebenen Netzprobleme teilweise erhöht. Im Falle des marktorientierten Ladens fällt die Erhöhung der lastgetriebenen Netzprobleme aber deutlich geringer aus als bei den Last-dominierten, urbanen Netzen. Zudem zeigte sich, dass PV-getriebene Ladebedarfsspitzen im Mittel zu weniger zusätzlichen Netzproblemen führen als Ladebedarfsspitzen, welche durch hohe Windeinspeisung hervorgerufen werden. Grund hierfür ist, dass das Potenzial zum lokalen Ausgleich von Ladebedarfsspitzen im Falle von PV höher ist, da sowohl PV-Anlagen als auch Ladestationen zu einem großen Teil in der NS angeschlossen sind. Im Gegensatz dazu sind Windanlagen seltener in räumlicher Nähe zu Ladestationen und zudem überwiegend in der MS und HS angeschlossen, sodass die Residuallast, an der sich sowohl bei dem Residuallast- als auch dem marktorientierten Laden orientiert wird, bei hoher Windeinspeisung die Situation in den NS-Netzen nur schlecht abbildet. Eine lokale Komponente in den Ladestrategien wäre hier notwendig, um Ladebedarfsspitzen zu begrenzen und gleichzeitig den positiven Effekt einer verbesserten zeitlichen Korrelation und somit Verringerung des zeitlichen Flexibilitätsbedarfs heben zu können.

Die Berücksichtigung von Heimspeichersystemen mit einer Feed-in-Damping Betriebsstrategie bei der Bewertung der netzdienlichen Ladestrategien zeigte in allen Netzen gute Synergien der Ladestrategien mit den Heimspeichern. So konnten die Abregelungen von fEE trotz der im Vergleich zu den EVs deutlich geringeren Speicherkapazitäten in der Regel auf einem ähnlichen Niveau wie bei dem Residuallast-Laden gesenkt werden.

In der Studie zur Anwendbarkeit des hier vorgeschlagenen MPOPF-Ansatzes zur Optimierung des netzdienlichen Speichereinsatzes sowie zur netzdienlichen Speicherpositionierung konnte gezeigt werden, dass der Ansatz für die hier untersuchten Problemgrößen mit bis zu 170 Netzknoten und 72 Zeitschritten anwendbar ist und für den Großteil der Problem instanzen in angemessener Zeit eine Lösung gefunden wird. Es zeigte sich zudem, dass bei der gleichzeitigen Optimierung von Flexibilitätsoptionen diese zumeist effizienter eingesetzt und damit Netzausbaukosten verringert werden können. Es wird erwartet, dass der Vorteil der gleichzeitigen Berücksichtigung mehrerer Flexibilitätsoptionen bei der Bestimmung eines möglichst effizienten Einsatzes der Flexibilitäten zur Reduktion von Netzausbaubedarf mit wachsender Zahl verfügbarer Flexibilitätsoptionen weiter an Bedeutung gewinnt.

Zur Analyse der Effekte verschiedener Betriebsstrategien von EES in Verteilnetzen sowie zur detaillierten Auswertung der Speicherbelastungen war es notwendig das Simulationstool SimSES mit *eDisGo* zu koppeln. Somit konnten die Spitzenlasten an verschiedenen Knoten sowie am PCC und mögliche Netzprobleme ermittelt werden und in den Betriebsstrategien der Speicher berücksichtigt werden. Der Quellcode des übergeordneten Tools `open_BEA` ist ebenfalls in Python programmiert und öffentlich zugänglich. Die Ergebnisse verschiedener Studien, welche mit diesem gekoppeltem Tool simuliert wurden, zeigten, dass EES, welche mit einer konventionellen (passiven) Peak-Shaving Strategie betrieben werden, dazu beitragen können, einen signifikanten Anstieg der Spitzenlast am PCC zu vermeiden, auch wenn der Anteil an EVs steigt. Jedoch kann nur eine geringe oder keine Reduktion der Spitzenlast am PCC erzielt werden.

Wenn die EES nach dem neu entwickelten kombinierten Ansatz betrieben werden, kann sowohl die lokale Spitzenlast als auch die globale Spitzenlast reduziert werden. Es zeigte sich, dass die Reduktion am Standort des Speichers fast genauso hoch ist wie bei der konventionellen Peak-Shaving Strategie. Werden die EES zusätzlich mit dem in diesem Projekt entwickelten koordinierten EMS betrieben, so kann die Spitzenlast am PCC in allen Szenarien noch deutlicher gesenkt werden. Es ist ein Trend zu erkennen, dass je größer die Speicherkapazität ist, desto größer die Reduzierung der Spitzenlast.

Die Ergebnisse einer ökonomischen Analyse zeigten, dass EES vor allem in städtischen Gebieten mit einem konventionellen Netzausbau konkurrenzfähig sein können, und dieser Effekt bis 2030 noch verstärkt wird. Insbesondere, wenn kleine Speicherkapazitäten notwendig sind, um eine Netzverstärkung zu vermeiden, sollten Netzbetreiber die Möglichkeit einer EES-Integration in Betracht ziehen.

Zukünftige Arbeiten

Das Simulationstool SimSES soll in zukünftigen Arbeiten mit zusätzlichen Speichermodellen weiterentwickelt werden. Dadurch ergeben sich weitere Möglichkeiten stationäre Anwendungsfälle detailliert zu betrachten. Als Beispiel können hybride Speichersysteme, Speichersysteme mit second-life Zellen oder Multi-Use-Anwendungen simuliert werden und die Ergebnisse technisch und ökonomisch analysiert werden. Diese Erkenntnisse können dann wiederum bei Co-Simulationen von Verteilnetzen und EES zu neuen Einsatzmöglichkeiten führen. Sollten sich ökonomische oder rechtliche Änderungen der Rahmenbedingungen ergeben, so kann der öffentlich verfügbare Code von NutzerInnen adaptiert werden, um die Auswirkungen der Änderungen zu simulieren. Des Weiteren sollten in zukünftigen Arbeiten die in diesem Projekt

entwickelten Methoden in weiteren Netzgebieten getestet und in realen Anwendungen validiert werden.

Bezüglich zukünftiger Arbeiten im Bereich Ladestrategien hat vor allem die Analyse zu marktorientiertem Laden aufgezeigt, dass es wesentlich ist, in der Bewertung von Ladestrategien alle Spannungsebenen zu berücksichtigen. Diese Erkenntnis lässt sich auch auf Untersuchungen anderer Flexibilitätsoptionen ausweiten. In zukünftigen Arbeiten ist es daher vorgesehen, resultierende Netzausbaubedarfe über alle Spannungsebenen zu bestimmen. Zudem existiert eine Vielzahl von denkbaren Ladestrategien, welche ebenfalls auf ihre netzdienlichen Effekte untersucht werden sollten. Hierzu zählen zum einen Ladestrategien, bei welchen Ladevorgänge in andere Standzeiten verschoben werden können, und zum anderen V2G-Anwendungen. Beides führt dazu, dass das Flexibilisierungspotenzial von Ladevorgängen gesteigert wird, was die potenzielle Netzdienlichkeit erhöht.

Darüber hinaus wird geplant, in zukünftigen Studien einen erhöhten Durchdringungsgrad von EVs zu berücksichtigen, um die auch langfristig sinnvollsten Ladestrategien ermitteln zu können. Wie die Untersuchungen zu den Ladestrategien gezeigt haben, wirken sich verschiedene Strategien zum Teil deutlich unterschiedlich auf verschiedenen charakterisierte Netze aus. Die hier betrachteten Durchdringungsgrade von 10 bis 14 Millionen EVs können lediglich als Zwischenstufe betrachtet werden. Um eine Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen, kann angenommen werden, dass die Zahl der EVs weiter zunehmen wird, was mit einem Ausbau der EE einhergehen muss. Welche Ladestrategie langfristig am sinnvollsten ist, wird maßgeblich von der Entwicklung der räumlichen Verteilung der fEE in Deutschland sowie dem Anteil von PV abhängen.

Literaturverzeichnis

- [1] M. Möller, D. Kucevic, N. Collath, A. Parlikar, P. Dotzauer, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Simse: A holistic simulation framework for modeling and analyzing stationary energy storage systems,” *Journal of Energy Storage*, vol. 49C, p. 103743, 2022.
- [2] D. Kucevic, B. Tepe, S. Englberger, A. Parlikar, M. Mühlbauer, O. Bohlen, A. Jossen, and H. Hesse, “Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101077, 2020.
- [3] K. Helfenbein, “Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilnetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen,” Master’s thesis, HTW Berlin, 2021. [Online]. Available: <https://reiner-lemoine-institut.de/analyse-einflussesnetzdienlicher-ladestrategien-verteilnetze-zunehmender-netzintegration-elektrofahrzeugen-helfenbein-2021/>
- [4] D. Kucevic, L. Semmelmann, N. Collath, A. Jossen, and H. Hesse, “Peak shaving with battery energy storage systems in distribution grids: A novel approach to reduce local and global peak loads,” *Electricity*, vol. 2, no. 4, pp. 573–589, 2021.
- [5] D. Kucevic, S. Englberger, A. Sharma, A. Trivedi, B. Tepe, B. Schachler, H. Hesse, D. Srinivasan, and A. Jossen, “Reducing grid peak load through the coordinated control of battery energy storage systems located at electric vehicle charging parks,” *Applied Energy*, vol. 295, p. 116936, 2021.
- [6] B. Schachler, A. Heider, T. Röpcke, F. Reinke, and C. Bakker, “Assessing the Impacts of Market-Oriented Electric Vehicle Charging on German Distribution Grids,” in *5th E-Mobility Integration Symposium*, Energynautics GmbH, Ed. Energynautics GmbH, 2021.
- [7] D. Kucevic, R. Meißner, A. Jossen, and H. Hesse, “Battery energy storage systems as an alternative to conventional grid reinforcement (accepted; unpu-

- blished work),” in *13th International Conference on Applied Energy*, Energy Proceedings, Ed. Energy Proceedings, 2021.
- [8] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, and S. Maier, “Performance simulation model for pv-battery systems (permod),” 2019. [Online]. Available: https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/PerMod_docu.pdf
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH, “dena-verteilnetzstudie: Ausbau und innovationsbedarf der stromverteilstetze in deutschland bis 2030,” Berlin, 2012. [Online]. Available: <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/>
- [10] D. Aaron, Q. Liu, Z. Tang, G. Grim, A. Papandrew, A. Turhan, T. Zawodzinski, and M. Mench, “Dramatic performance gains in vanadium redox flow batteries through modified cell architecture,” *Journal of Power sources*, vol. 206, pp. 450–453, 2012.
- [11] D. Kucevic, B. Tepe, S. Englberger, A. Parlikar, M. Mühlbauer, O. Bohlen, A. Jossen, and H. Hesse, “Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101077, 2020.
- [12] B. Tepe, J. Figgenger, S. Englberger, D. U. Sauer, A. Jossen, and H. Hesse, “Optimal pool composition of commercial electric vehicles in v2g fleet operation of various electricity markets,” *Applied Energy*, vol. 308, p. 118351, 2022.
- [13] T. Röpcke, N. Pieniak, and J. Brendel, “Grid integration: Public transport electrification vs. private electric vehicle charging,” in *4th E-Mobility Integration Symposium*, Energynautics GmbH, Ed. Energynautics GmbH, 2020.
- [14] J. Pedersen, B. Schachler, A. Heider, and G. Pleßmann, “Distribution system planning with battery storage using multiperiod optimal power flow,” in *Atlantis Highlights in Engineering*. Atlantis Press, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2991/ahe.k.210202.007>
- [15] D. Kucevic, S. Göschl, T. Röpcke, H. Hesse, and A. Jossen, “Reducing grid peak load through smart charging strategies and battery energy storage systems,” in *5th E-Mobility Integration Symposium*, Energynautics GmbH, Ed. Energynautics GmbH, 2021.
- [16] B. Schachler, T. Röpcke, A. Heider, and K. Helfenbein, “Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze,” in *Tagungsunterlagen Zukünftige Stromnetze*, Conexio GmbH, Ed. Conexio GmbH, 2021.

- [17] H. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, and A. Jossen, “Lithium-ion battery storage for the grid—a review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids,” *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2107, 2017.
- [18] B. Nykvist and M. Nilsson, “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles,” *Nature Climate Change*, vol. 5, no. 4, pp. 329–332, 2015.
- [19] G. Zubi, R. Dufo-López, M. Carvalho, and G. Pasaoglu, “The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 292–308, 2018.
- [20] M. Yoshio, R. J. Brodd, and A. Kozawa, *Lithium-Ion Batteries*. New York, NY: Springer New York, 2009.
- [21] A. M. Divakaran, M. Minakshi, P. A. Bahri, S. Paul, P. Kumari, A. M. Divakaran, and K. N. Manjunatha, “Rational design on materials for developing next generation lithium-ion secondary battery,” *Progress in Solid State Chemistry*, vol. 62, p. 100298, 2021.
- [22] M. Naumann, F. B. Spingler, and A. Jossen, “Analysis and modeling of cycle aging of a commercial lifepo4/graphite cell,” *Journal of Power Sources*, vol. 451, p. 227666, 2020.
- [23] M. Naumann, M. Schimpe, P. Keil, H. C. Hesse, and A. Jossen, “Analysis and modeling of calendar aging of a commercial lifepo4/graphite cell,” *Journal of Energy Storage*, vol. 17, pp. 153–169, 2018.
- [24] P. Keil, S. F. Schuster, J. Wilhelm, J. Travi, A. Hauser, R. C. Karl, and A. Jossen, “Calendar aging of lithium-ion batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, no. 9, pp. A1872–A1880, 2016.
- [25] S. F. Schuster, T. Bach, E. Fleder, J. Müller, M. Brand, G. Sextl, and A. Jossen, “Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions,” *Journal of Energy Storage*, vol. 1, pp. 44–53, 2015.
- [26] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, “A holistic aging model for li(nimnco)o2 based 18650 lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 325–334, 2014.
- [27] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, “Assessment of energy storage technologies: A review,” *Energy Conversion and Management*, vol. 223, p. 113295, 2020.
- [28] T. Nemeth, P. Schröer, M. Kuipers, and D. U. Sauer, “Lithium titanate oxide battery cells for high-power automotive applications – electro-thermal properties, aging behavior and cost considerations,”

-
- Journal of Energy Storage*, vol. 31, p. 101656, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20314936>
- [29] S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Unlocking the potential of battery storage with the dynamic stacking of multiple applications,” *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, no. 11, 2020.
- [30] B. Turker, S. A. Klein, E.-M. Hammer, B. Lenz, and L. Komsijska, “Modeling a vanadium redox flow battery system for large scale applications,” *Energy conversion and management*, vol. 66, pp. 26–32, 2013.
- [31] A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application,” in *2007 IEEE Lausanne Power Tech.* IEEE, 2007, pp. 621–625.
- [32] X. Zhang, Y. Li, M. Skyllas-Kazacos, and J. Bao, “Optimal sizing of vanadium redox flow battery systems for residential applications based on battery electrochemical characteristics,” *Energies*, vol. 9, no. 10, p. 857, 2016.
- [33] C. H. Hamann and W. Vielstich, *Elektrochemie*. Wiley-Vch, 2005.
- [34] N. Hagedorn, M. A. Hoberecht, and L. H. Thaller, “Nasa redox cell stack shunt current, pumping power, and cell performance tradeoffs,” *U.S. Department of Energy / NASA Technical Memorandum (1982)*., 1982. [Online]. Available: <https://ntrs.nasa.gov/citations/19820011459>
- [35] H. Fink, “Untersuchung von verlustmechanismen in vanadium-flussbatterien,” Ph.D. dissertation, Technische Universität München, 2019.
- [36] L. Hoffmann, “Physical properties of a VRFB-electrolyte and their impact on the cell-performance,” Master’s thesis, RWTH Aachen, 2018.
- [37] M. Möller, D. Kucevic, N. Collath, P. Anupam, P. Dotzauer, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Simses: A holistic simulation framework for modeling and analyzing stationary energy storage systems,” *noch in Einreichung*, 2021.
- [38] A. Tang, J. Bao, and M. Skyllas-Kazacos, “Studies on pressure losses and flow rate optimization in vanadium redox flow battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 248, pp. 154–162, 2014.
- [39] E. A. Kaminski and R. F. Savinell, “A technique for calculating shunt leakage and cell currents in bipolar stacks having divided or undivided cells,” *Journal of Electrochemical Society*, vol. 130, no. 5, pp. 1103–1107, 1983.

- [40] fumatech, “Redox-flow-batteries: data sheet: fumasep® membrane types,” 2020. [Online]. Available: https://www.fumatech.com/NR/rdonlyres/6E4FA7B9-0AAA-42B9-98E4-BF756C23F981/0/FUMATECH_BWT_GmbHRedoxFlowBatteries.pdf
- [41] T. P. Dang, “Conceptualization of a Redox Flow System Model in Python and validation with field data,” Master’s thesis, Technische Universität München, 2020.
- [42] A. Tang, S. Ting, J. Bao, and M. Skyllas-Kazacos, “Thermal modelling and simulation of the all-vanadium redox flow battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 203, pp. 165–176, 2012.
- [43] I. Derr, M. Bruns, J. Langner, A. Fetyan, J. Melke, and C. Roth, “Degradation of all-vanadium redox flow batteries (vrfb) investigated by electrochemical impedance and x-ray photoelectron spectroscopy: Part 2 electrochemical degradation,” *Journal of Power Sources*, vol. 325, pp. 351–359, 2016.
- [44] N. Tokuda, T. Kumamoto, T. Shigematsu, H. Deguchi, T. Ito, N. Yoshikawa, and T. Hara, “Development of a redox flow battery system,” *SUMITOMO ELECTRIC TECHNICAL REVIEW-ENGLISH EDITION-*, pp. 88–94, 1998.
- [45] M. Skyllas-Kazacos and M. Kazacos, “State of charge monitoring methods for vanadium redox flow battery control,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 20, pp. 8822–8827, 2011.
- [46] H. Liu, Q. Xu, C. Yan, and Y. Qiao, “Corrosion behavior of a positive graphite electrode in vanadium redox flow battery,” *Electrochimica Acta*, vol. 56, no. 24, pp. 8783–8790, 2011.
- [47] K. Ngamsai and A. Arpornwichanop, “Investigating the air oxidation of v (ii) ions in a vanadium redox flow battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 295, pp. 292–298, 2015.
- [48] R. Schweiss, A. Pritzl, and C. Meiser, “Parasitic hydrogen evolution at different carbon fiber electrodes in vanadium redox flow batteries,” *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 163, no. 9, p. A2089, 2016.
- [49] A. H. Whitehead and M. Harrer, “Investigation of a method to hinder charge imbalance in the vanadium redox flow battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 230, pp. 271–276, 2013.
- [50] A. Parasuraman, T. M. Lim, C. Menictas, and M. Skyllas-Kazacos, “Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications,” *Electrochimica Acta*, vol. 101, pp. 27–40, 2013.

-
- [51] B. Huskinson, M. P. Marshak, C. Suh, S. Er, M. R. Gerhardt, C. J. Galvin, X. Chen, A. Aspuru-Guzik, R. G. Gordon, and M. J. Aziz, “A metal-free organic–inorganic aqueous flow battery,” *Nature*, vol. 505, no. 7482, pp. 195–198, 2014.
- [52] R. M. Darling and M. L. Perry, “The influence of electrode and channel configurations on flow battery performance,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 161, no. 9, p. A1381, 2014.
- [53] S. Shi, A. Z. Weber, and A. Kusoglu, “Structure/property relationship of nafion xl composite membranes,” *Journal of Membrane Science*, vol. 516, pp. 123–134, 2016.
- [54] L. Yu, F. Lin, L. Xu, and J. Xi, “Structure-property relationship study of nafion xl membrane for high-rate, long-lifespan, and all-climate vanadium flow batteries,” *RSC advances*, vol. 7, no. 50, pp. 31 164–31 172, 2017.
- [55] International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,” oct 2017. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [56] J. Figgenger, P. Stenzel, K.-P. Kairies, J. Linßen, D. Haberschusz, O. Wessels, G. Angenendt, M. Robinius, D. Stolten, and D. U. Sauer, “The development of stationary battery storage systems in germany—a market review,” *Journal of energy storage*, vol. 29, p. 101153, 2020.
- [57] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, “Repräsentative elektrische lastprofile für einfamilien- häuser in deutschland auf 1-sekündiger datenbasis,” datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0.
- [58] M. Naumann, M. Schimpe, P. Keil, H. C. Hesse, and A. Jossen, “Analysis and modeling of calendar aging of a commercial lifepo4/graphite cell,” *Journal of Energy Storage*, vol. 17, pp. 153–169, 2018.
- [59] VoltStorage GmbH, “Voltstorage smart.” [Online]. Available: <https://voltstorage.com/en/>
- [60] C. Minke and T. Turek, “Materials, system designs and modelling approaches in techno-economic assessment of all-vanadium redox flow batteries—a review,” *Journal of Power Sources*, vol. 376, pp. 66–81, 2018.
- [61] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, and G. Linhofer, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE, 2006, pp. 2206–2211.

- [62] C. Minke, U. Kunz, and T. Turek, “Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 361, pp. 105–114, 2017.
- [63] I. Tsiropoulos, D. Tarvydas., and N. Lebedeva, “Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications - scenarios for costs and market growth,” *JRC Science for policy report (2018).*, 2018.
- [64] T. Thien, D. Schweer, D. vom Stein, A. Moser, and D. U. Sauer, “Real-world operating strategy and sensitivity analysis of frequency containment reserve provision with battery energy storage systems in the german market,” *Journal of energy storage*, vol. 13, pp. 143–163, 2017.
- [65] P. Alotto, M. Guarnieri, and F. Moro, “Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 29, pp. 325–335, 2014.
- [66] A. Zeh, M. Müller, M. Naumann, H. C. Hesse, A. Jossen, and R. Witzmann, “Fundamentals of using battery energy storage systems to provide primary control reserves in germany,” *Batteries*, vol. 2, no. 3, p. 29, 2016.
- [67] S. Corcuera and M. Skyllas-Kazacos, “State-of-charge monitoring and electrolyte rebalancing methods for the vanadium redox flow battery,” *European Chemical Bulletin*, vol. 1, no. 12, pp. 511–519, 2012.
- [68] N. Poli, M. Schäffer, A. Trovò, J. Noack, M. Guarnieri, and P. Fischer, “Novel electrolyte rebalancing method for vanadium redox flow batteries,” *Chemical Engineering Journal*, vol. 405, p. 126583, 2021.
- [69] V. Viswanathan, A. Crawford, D. Stephenson, S. Kim, W. Wang, B. Li, G. Coffey, E. Thomsen, G. Graff, P. Balducci *et al.*, “Cost and performance model for redox flow batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 247, pp. 1040–1051, 2014.
- [70] Y. Shi, C. Eze, B. Xiong, W. He, H. Zhang, T. Lim, A. Ukil, and J. Zhao, “Recent development of membrane for vanadium redox flow battery applications: A review,” *Applied energy*, vol. 238, pp. 202–224, 2019.
- [71] J. Figgner, B. Tepe, F. Rücker, I. Schoeneberger, C. Hecht, A. Jossen, and D. U. Sauer, “The influence of frequency containment reserve flexibilization on the economics of electric vehicle fleet operation,” *arXiv preprint arXiv:2107.03489*, 2021.
- [72] I. G. E. Outlook, “Accelerating ambitions despite the pandemic,” *International Energy Agency: Paris, France*, 2021.

-
- [73] Die Bundesregierung, “Key elements of the climate action programme 2030,” 2019. [Online]. Available: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/EN/Standardartikel/Topics/Priority-Issues/Climate-Action/2019-09-19-climate-action-programm-download.pdf;jsessionid=88DF264E070912A0BCA6211C4EEA4DC7.delivery1-master?__blob=publicationFile&v=2
- [74] Fraunhofer ISE, “Energy charts.” [Online]. Available: <https://energy-charts.info/>
- [75] C. Nobis and T. Kuhnimhof, “Mobilität in Deutschland – MiD. Ergebnisbericht. Studie von infas, DLW, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin.” 2019. [Online]. Available: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf
- [76] I. Bremer, F. Ruecker, and D. U. Sauer, “Investigation of li-ion battery state of health detection in electric vehicles—a comparison of simulation results and field measurement,” in *2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*. IEEE, 2016, pp. 018–023.
- [77] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, “A holistic aging model for li (ninnco) o2 based 18650 lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 325–334, 2014.
- [78] P. Keil, S. F. Schuster, J. Wilhelm, J. Travi, A. Hauser, R. C. Karl, and A. Jossen, “Calendar aging of lithium-ion batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, no. 9, p. A1872, 2016.
- [79] open_BEAM-Team, “Simulation of electric vehicle charging demand,” 2021. [Online]. Available: <https://github.com/rl-institut/simbev>
- [80] —, “Simulation of electric vehicle charging demand,” 2021. [Online]. Available: <https://simbev.readthedocs.io/en/latest/>
- [81] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, “Mobilität in Deutschland (MiD),” 2017. [Online]. Available: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/index.html>
- [82] open_BEAM-Team, “Tool for the regional allocation of charging infrastructure,” 2021. [Online]. Available: <https://github.com/rl-institut/tracbev>
- [83] OpenStreetMap Foundation (OSMF), “Openstreetmap.” [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.de/>

- [84] Statistisches Bundesamt, “Ergebnisse des zensus 2011 zum download - erweitert,” 2011. [Online]. Available: <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html>
- [85] Bundesanstalt für Straßenwesen, “Automatische Straßenverkehrszählung,” 2021. [Online]. Available: https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html
- [86] U. P. Müller, B. Schachler, W.-D. Bunke, J. Bartels, M. Glauer, C. Büttner, S. Günther, E. Kötter, I. Cußmann, L. Hülk, M. Scharf, T. Mossakowski, and J. Wendiggensen, “Netzebenenübergreifendes planungsinstrument — zur bestimmung des optimalen netz- und speicherausbaus in deutschland — integriert in einer openenergyplattform,” 2019. [Online]. Available: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/20190426endbericht-openego-fkz0325881-final.pdf>
- [87] openego project group, “DIstribution Network GeneratOr,” 2021. [Online]. Available: <https://github.com/openego/ding0>
- [88] open_eGo-Team, “DIstribution Network GeneratOr,” 2021. [Online]. Available: <https://dingo.readthedocs.io/en/dev/>
- [89] J. Amme, G. Pleßmann, J. Bühler, L. Hülk, E. Kötter, and P. Schwaegerl, “The ego grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 977, no. 1, p. 012007, 2018. [Online]. Available: <http://stacks.iop.org/1742-6596/977/i=1/a=012007>
- [90] Reiner Lemoine Institut gGmbH, “Electricity distribution grid optimization,” 2017. [Online]. Available: <https://github.com/openego/eDisGo>
- [91] open_eGo-Team, “Electricity distribution grid optimization,” 2022. [Online]. Available: <https://edisgo.readthedocs.io/en/dev/>
- [92] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, “PyPSA: Python for Power System Analysis,” *Journal of Open Research Software*, vol. 6, no. 4, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.5334/jors.188>
- [93] —, “Pypsa: Power flow,” 2021. [Online]. Available: https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/power_flow.html
- [94] B. Schachler, A. Heider, T. Röpcke, and R. Reibsch, “E-Mobility Study,” nov 2020.

-
- [95] U. P. Müller, B. Schachler, M. Scharf, W.-D. Bunke, S. Günther, J. Bartels, and G. Pleßmann, “Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids,” *Energies*, vol. 12, no. 11, p. 2091, 2019, number: 11 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/11/2091>
- [96] C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, Z. Hagemann, S. Kippelt, C. Kittl, M.-L. Kloubert, O. Pohl, F. Rewald, and C. Wagner, “Verteilnetzstudie für das land baden-württemberg,” 2017. [Online]. Available: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf
- [97] J. Tuunanen, S. Honkapuro, and J. Partanen, “Power-based distribution tariff structure: Dso’s perspective,” in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2016, pp. 1–5.
- [98] German Federal Office of Justice, “Stromnetzentgeltverordnung (in german): Stromnev,” 2005-07-25. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>
- [99] N. Collath, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Reduction of battery energy storage degradation in peak shaving operation through load forecast dependent energy management,” in *NEIS 2020*, VDE / ETG, Ed., 2020, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9273426>
- [100] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, and Regulatory Assistance Project (RAP), “Verteilnetzausbau für die energiewende. elektromobilität im fokus,” 2019. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf
- [101] J. Pedersen, “Multiperiod Optimal Power Flow Problem in Distribution System Planning,” Master’s thesis, TU Berlin, 2019.
- [102] C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng, and M. Lubin, “Powermodels.jl: An open-source framework for exploring power flow formulations,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018, pp. 1–8.
- [103] A. Gleixner, M. Bastubbe, L. Eifler, T. Gally, G. Gamrath, R. L. Gottwald, G. Hendel, C. Hojny, T. Koch, M. E. Lübbecke, S. J. Maher, M. Miltenberger, B. Müller, M. E. Pfetsch, C. Puchert, D. Rehfeldt, F. Schlösser, C. Schubert, F. Serrano, Y. Shinano, J. M. Viernickel, M. Walter, F. Wegscheider, J. T. Witt, and J. Witzig, “The SCIP Optimization Suite 6.0,” Optimization Online, Technical Report, July 2018. [Online]. Available: http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/07/6692.html

- [104] A. Wächter and L. T. Biegler, “On the implementation of a primal-dual interior point filter line search algorithm for large-scale nonlinear programming,” *Mathematical Programming*, vol. 106(1), pp. 25–57, 2006.
- [105] M. E. Baran and F. F. Wu, “Optimal capacitor placement on radial distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, Jan 1989.
- [106] —, “Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 735–743, Jan 1989.
- [107] B. Subhonmesh, S. H. Low, and K. M. Chandy, “Equivalence of branch flow and bus injection models,” in *2012 50th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)*, Oct 2012, pp. 1893–1899.
- [108] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010. [Online]. Available: <http://www.springerlink.com/index/10.1007/978-3-8348-9761-9>
- [109] M. Farivar and S. H. Low, “Branch Flow Model: Relaxations and Convexification - Part I,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, Aug 2013.
- [110] S. H. Low, “Convex relaxation of optimal power flow - part I: Formulation and Equivalence,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 177–189, June 2014.
- [111] —, “Convex relaxation of optimal power flow - part II: Exactness,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 177–189, June 2014.
- [112] J. A. Taylor, *Convex Optimization of Power Systems*. Cambridge University Press, 2015.
- [113] R. A. Jabr, “Optimization of AC Transmission System Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2779–2787, Aug 2013.
- [114] R. L. Boylestad, *Introductory Circuit Analysis*, 11th ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Pearson Prentice Hall Press, 2007.
- [115] I. B. Sperstad and M. Korpås, “Energy storage scheduling in distribution systems considering wind and photovoltaic generation uncertainties,” *Energies*, vol. 12, no. 7, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/7/1231>

-
- [116] J. F. Marley, D. K. Molzahn, and I. A. Hiskens, “Solving multiperiod OPF problems using an AC-QP algorithm initialized with an SOCP relaxation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3538–3548, Sep. 2017.
- [117] E. Trommer, “Time Series Reduction for Distribution Grid Expansion Planning with Storage,” Master’s thesis, TU Berlin, 2020.
- [118] L. Gan, N. Li, U. Topcu, and S. H. Low, “Exact convex relaxation of optimal power flow in radial networks,” *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 60, no. 2, pp. 72–87, January 2015.
- [119] elia group, “Accelerating to net-zero: redefining energy and mobility,” 2020. [Online]. Available: https://www.eliagroup.eu/en/news/press-releases/2020/11/20201120_publication-vision-paper-on-e-mobility#
- [120] C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, Z. Hagemann, S. Kippelt, C. Kittl, M.-L. Kloubert, O. Pohl, F. Rewald, and C. Wagner, “Verteilnetzstudie für das land baden-württemberg,” Dortmund, 2017. [Online]. Available: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/verteilnetzstudie-fuer-baden-wuerttemberg-veroeffentlicht-1/>
- [121] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, “Netzentwicklungsplan Strom 2030,” 2019.
- [122] M. Ebner, S. Fattler, and K. Ganz, “Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplan,” TansnetBW, TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion, Tech. Rep., 2019.
- [123] open_eGo-Team, “Open energy platform.” [Online]. Available: <https://openenergy-platform.org/>
- [124] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Erneuerbare energien in zahlen,” 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6#page=16
- [125] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, “Netzentwicklungsplan strom 2035, version 2021.” [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf
- [126] Kraftfahrt-Bundesamt, “Bestand an kraftfahrzeugen und kraftfahrzeuganhängern nach zulassungsbezirken,” 2020. [Online]. Available: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html

- [127] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), “Verwaltungsgebiete 1:250 000 mit einwohnerzahlen (kompakt),” 2020. [Online]. Available: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/verwaltungsgebiete-1-250-000-mit-einwohnerzahlen-kompakt-stand-31-12-vg250-ew-kompakt-31-12.html>
- [128] F. Hacker, R. Blanck, F. Hülsmann, P. Kasten, C. Loreck, S. Ludig, M. Mottschall, and W. Zimmer, “emobil 2050 - szenarien zum möglichen beitrug des elektrischen verkehrs zum langfristigen klimaschutz,” Sep. 2014. [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_106_elektromobilitaet_bf.pdf
- [129] H. Heinfellner, N. Ibesich, G. Lichtblau, C. Nagl, B. Schodl, and G. Stranner, “Informationen zur umweltpolitik - 189,” Oct. 2015. [Online]. Available: https://www.arbeiterkammer.at/infopool/wien/informationen_zur_Umweltpolitik_189_1.pdf
- [130] A. Kaul, M. Hagedorn, S. Hartmann, D. Heilert, C. Harter, I. Olschewski, M. Baum, T. Henzelmann, T. Schlick, M. Seid, and M. Yoon, “Automobile wertschöpfung 2030/2050,” Dec. 2019. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/automobile-wertschoepfung-2030-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=16
- [131] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), “dena-studie – privates ladeinfrastrukturpotenzial in deutschland,” 2020-04. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-STUDIE_Private_Ladeinfrastrukturpotenzial_in_Deutschland.pdf
- [132] S. Rikus, S. Hoffmann, T. Ungureanu, S. Rommerskirchen, and M. Plesker, “Fat 271,” 2015. [Online]. Available: <https://en.vda.de/de/services/Publikationen/fat-schriftenreihe-271-parkpl-tze-in-st-dten.html>
- [133] L. Ecke, B. Chlond, M. Magdolen, and P. Vortisch, “Deutsches mobilitätspanel (mop) – wissenschaftliche begleitung und auswertungen,” 2020. [Online]. Available: https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/downloads/Bericht_MOP_19_20.pdf
- [134] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität and Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung“, “Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche ladeinfrastruktur – plädoyer für ein dynamisches npm-modell,” 2020. [Online]. Available: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-öffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf>

-
- [135] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, “Ladesäulenkarte,” 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html
- [136] G. Weemaes, “Stromtankstellen Statistik Deutschland,” 2020. [Online]. Available: <https://www.goingelectric.de/stromtankstellen/statistik/Deutschland/>
- [137] A. Wächter and L. T. Biegler, “On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming,” *Mathematical Programming*, vol. 106, no. 1, pp. 25–57, Mar 2006. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s10107-004-0559-y>
- [138] HSL Mathematical Software Library, “HSL_MA97 - Bit-compatible parallel sparse symmetric/Hermitian solver using OpenMP,” accessed on 23 January 2020. [Online]. Available: http://www.hsl.rl.ac.uk/catalogue/hsl_ma97.html
- [139] S. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*, 7th ed. Cambridge University Press, 2009.
- [140] J. Figgner, P. Stenzel, K.-P. Kairies, J. Linßen, D. Haberschusz, O. Wessels, G. Angenendt, M. Robinius, D. Stolten, and D. U. Sauer, “The development of stationary battery storage systems in germany – a market review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101153, 2020.
- [141] D. Frankel, S. Kane, and C. Tryggestad, “The new rules of competition in energy storage,” 2018. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage>
- [142] Hawaiian Electric Companies, “Book 3 of 4,” in *PSIPs Update Report*, The Honorable Chair and Members of the Hawaii Puvlic Utilities Commision, Ed. Honolulu: Hawaii Puvlic Utilities, 2016, vol. 2014-0183. [Online]. Available: <https://www.hawaiielectric.com/clean-energy-hawaii/integrated-grid-planning/power-supply-improvement-plan>
- [143] J. Badeda, J. Meyer, and D. U. Sauer, “Modeling the influence of installed battery energy storage systems on the german frequency containment reserve market,” in *NEIS 2017*, D. Schulz, Ed. Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2018, pp. 315–321.
- [144] R. Hledik, J. Chang, J. Pfeifenberger, R. Lueken, J. I. Pedtke, and J. Vollen, “The economic potential for energy storage in nevada,” 2018. [Online]. Available: <https://www.brattle.com/news-and-knowledge/publications/the-economic-potential-for-energy-storage-in-nevada>

- [145] International Energy Agency, “World energy outlook 2019,” Paris, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- [146] K. Mongird, V. V. Viswanathan, P. J. Balducci, M. J. E. Alam, V. Fotedar, V. S. Koritarov, and B. Hadjerioua, “Energy storage technology and cost characterization report,” 2019. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/downloads/energy-storage-technology-and-cost-characterization-report>
- [147] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter, “2020 grid energy storage technology cost and performance assessment,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance>
- [148] L. Pieltain Fernandez, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frias, “Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, 2011.
- [149] Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V., and Bird & Bird LLP, “Verteilnetzstudie rheinland-pfalz,” Darmstadt, 2014. [Online]. Available: <https://energynautics.com/de/referenzen/verteilnetzstudie-rheinland-pfalz/>
- [150] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler, and J. Ulfers, “Verteilnetzstudie hessen 2024 - 2034,” Frankfurt am Main, 2018. [Online]. Available: https://www.energieland.hessen.de/verteilnetzstudie_hessen
- [151] T. Kneiske, C. Czajkowski, D. Lohmier, C. Spalthoff, L. Thurner, and J. Kupka, “Anaplan - automatisierte netzausbauplanung im verteilnetz,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2018/ANaPlan-automatisierte-netzausbauplanung-im-verteilnetz.html>
- [152] E-Bridge Consulting GmbH, “Moderne verteilernetze für deutschland: (verteilernetzstudie),” Bonn, 2014. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>
- [153] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse, and B. Gemsjäger, “Planungs- und betriebsgrundsätze für ländliche verteilungsnetze: Leitfaden zur ausrichtung der netze an ihren zukünftigen anforderungen,” 2016. [Online]. Available: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=5890>
- [154] M. Tretschock, M. Greve, F. Probst, S. Kippelt, C. Wagner, C. Rehtanz, A. Moser, N. Wehbring, T. Offergeld, F. Schmidtke, M. Wahl, M. Zdrallek,

- M. Popp, K. Kotthaus, and R. Schmidt, “Gutachten zur weiterentwicklung der strom-verteilnetze in nordrhein-westfalen auf grund einer fortschreitenden sektorenkopplung und neuer verbraucher,” Dortmund, 2021. [Online]. Available: <https://www.wirtschaft.nrw/pressemitteilung/verteilnetzstudie-nrw>
- [155] B. Battke and T. S. Schmidt, “Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – the case of stationary electricity storage,” *Applied Energy*, vol. 155, pp. 334–348, 2015.