
Ökonomische Optimierung der Ladestrategie für Elektrobusflotten unter Teilnahme am Strommarkt

Economic Optimization of the Charging Strategy for Electric Bus Fleets Participating in the Electricity Market

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

Genehmigte Dissertation von Benjamin Blat Belmonte aus Frankfurt a. M.

Tag der Einreichung: 30.04.2024, Tag der Prüfung: 02.07.2024

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Stephan Rinderknecht
 2. Gutachten: Prof. Dr. Alexander Kock
- Darmstadt, Technische Universität Darmstadt
-



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

IMS

Energie-Systeme

Ökonomische Optimierung der Ladestrategie für Elektrobussflotten unter Teilnahme am Strommarkt
Economic Optimization of the Charging Strategy for Electric Bus Fleets Participating in the Electricity
Market

Genehmigte Dissertation von Benjamin Blat Belmonte

Tag der Einreichung: 30.04.2024

Tag der Prüfung: 02.07.2024

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-278368

URL: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/27836>

DOI: <https://doi.org/10.26083/tuprints-00027836>

Jahr der Veröffentlichung auf TUprints: 2024

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,
E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

tuprints@ulb.tu-darmstadt.de

Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:

Namensnennung 4.0 International

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Für Familie und Freunde.
Für Fortschritt und Allgemeinwohl.

Erklärungen laut Promotionsordnung

§ 8 Abs. 1 lit. c PromO

Ich versichere hiermit, dass die elektronische Version meiner Dissertation mit der schriftlichen Version übereinstimmt.

§ 8 Abs. 1 lit. d PromO

Ich versichere hiermit, dass zu einem vorherigen Zeitpunkt noch keine Promotion versucht wurde. In diesem Fall sind nähere Angaben über Zeitpunkt, Hochschule, Dissertationsthema und Ergebnis dieses Versuchs mitzuteilen.

§ 9 Abs. 1 PromO

Ich versichere hiermit, dass die vorliegende Dissertation selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen verfasst wurde.

§ 9 Abs. 2 PromO

Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Darmstadt, 30.04.2024

B. Blat Belmonte

Vorwort

Diese Arbeit ist während meiner Anstellung als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Mechatronische Systeme der TU Darmstadt entstanden. Die Arbeit profitiert vom regen wissenschaftlichen Austausch, der am Institut und der Universität stattfindet. Sie ist zudem nur durch den Wissenseintrag der Projektpartner des Darmstädter Energielabors für Technologien in der Anwendung – DELTA – möglich geworden.

Thematisch stellt die Arbeit einen Versuch dar, unterschiedliche Fachdisziplinen im Kontext der Elektromobilität zu vereinen und eindeutige Antworten auf zentrale Fragestellungen beteiligter Akteure zu finden. Es hat sich gezeigt, dass bei einem hohen Grad der Vernetzung der Systeme ein wachsendes Auge auf die Entwicklungen am Strommarkt gerichtet sein sollte. Allgemein sind die europäischen Energiemärkte durch exogene und marktdestigntechische Veränderungen in einem dynamischen Wandel. Die fortschreitende Elektrifizierung der Gesellschaft bringt bisher nicht da gewesene Vereinigungsmengen an Interessen hervor. Diese gesamtseitlich zu berücksichtigen ist eine zentrale Herausforderung und eine Chance für Neues zugleich. Für die reale Umsetzung der in dieser Arbeit identifizierten Potenziale werden technische und geschäftsmodelltechnische Innovationen notwendig sein.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Stephan Rinderknecht für die Betreuung der Arbeit. Bei meinen Kollegen Simon Massat, Thomas Franzelin, Dr.-Ing. Georg Avemarie und Christian Fischer möchte ich mich herzlich für das Gegenlesen der Arbeit bedanken. Ein großes Dankeschön gebührt auch dem Team rund um das Lichtenberg-Cluster, dem Hochleistungsrechner der TU Darmstadt, auf welchem die Berechnungen für diese Arbeit durchgeführt wurden.

Das Werk soll als ein vernetztes Handbuch verstanden werden, an dem sich Umsetzende und Gestaltende orientieren können. Es finden sich in der Arbeit an einigen Stellen englische Begrifflichkeiten. Dies ist bewusst so gestaltet, um die eindeutige Einordnung in den europäischen und weltlichen Kontext zu erleichtern. Besonders die Elektrizitätswirtschaft ist von einer starken Zusammenarbeit geprägt und die Kommunikation sowie das wissenschaftliche Arbeiten mit einheitlichen Begriffen ist von höchster Bedeutung. Manche der Begriffe haben sich als Anglizismen im Deutschen bereits etabliert.

Für die Lektüre des Ergebniskapitels ist zwecks eines besseren Verständnisses zu empfehlen, die Übersichtstabelle der untersuchten Szenarien am Ende des Modellierungskapitels nebenbei geöffnet zu haben.

Zusammenfassung

In dieser Arbeit werden ökonomisch und ökologisch optimale Ladestrategien für Elektrobusflotten identifiziert. Mit einem gemischt-ganzzahligen Modellierungsansatz wird eine Problemstruktur geschaffen, mit der unterschiedliche Szenarien hinsichtlich technischer Freiheitsgrade, der Anbindung an den kurzfristigen Strommarkt und den Regelenergiemarkt optimiert werden. Die ökonomisch optimierten Ladestrategien werden ergänzend anhand ihres Treibhausgaspotenzials bewertet. Eine ökologisch optimierte Ladestrategie dient hierfür als Referenz. Basierend auf historischen Preisdaten des kurzfristigen Strommarkts, des Regelenergiemarkts und den zeitabhängigen spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes der Jahre 2021, 2022 und 2023 werden Optimierungen mit perfekter Vorhersage durchgeführt. Die Degradationseffekte in Batterien werden über einen Kostenfaktor berücksichtigt, der mit dem Energiedurchsatz multipliziert wird. Die identifizierte ökonomisch optimale Ladestrategie zeichnet sich durch die bidirektionale Ladefähigkeit der Busse und die Rückspeisefähigkeit des Busdepots ins Stromnetz aus. Des Weiteren wird am Vortagesmarkt, an den Tagesauktionen und am kontinuierlichen Tageshandel des Strommarkts teilgenommen sowie Primärregelleistung und negative Sekundärregelenergie geboten. Zusammengenommen führen die Kosten am Strommarkt und die Erlöse am Regelenergiemarkt zu einer positiven Bilanz nach Steuern, Abgaben und Umlagen. Mit dieser Ladestrategie wird über den Optimierungszeitraum ca. die Hälfte der elektrischen Energie für die Flotte als negative Regelenergie aufgenommen. Etwas weniger als die Hälfte der insgesamt aufgenommenen Energie wird für den Fahrbetrieb verwendet und die restliche Energie am Tageshandel verkauft. Für den Fall, dass nur unidirektionales Laden möglich ist, werden ca. zwei Drittel des Strombedarfs als negative Regelenergie aufgenommen. Im Jahr 2023 wird dadurch im Vergleich zu den durchschnittlichen Industriestrompreisen eine Ersparnis von 74 % realisiert. Generell zeigen optimale Ladestrategien Saison-, Wochen-, Tages- und Viertelstunden-Charakteristiken. Bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt werden die Charakteristiken teilweise überstimmt. Nahezu alle ökonomisch optimierten Ladestrategien erzielen Treibhausgas-Emissionseinsparungen. Im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie, bei der die Elektrobusse sofort nach ihrer Ankunft im Busdepot aufgeladen werden, kann durch die ökologisch optimierte Ladestrategie eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 31 % erreicht werden. Durch den optimalen Stromeinkauf am Vortagesmarkt werden bereits 23,5 % eingespart. Auf Basis einer optimalen Ladestrategie für den Vortagesmarkt und Primärregelleistung wird eine regelbasierte Ladestrategie abgeleitet, die durchschnittliche Saison-, Wochen- und Tages-Charakteristiken berücksichtigt. Mit ihr lässt sich für das Jahr 2023 – ohne perfekte Vorhersage – eine Reduktion der Strombezugskosten um 41,6 % realisieren.

Abstract

This work identifies optimal economic and ecologic charging strategies for electric bus fleets. A mixed-integer problem structure is modeled for the optimization of different scenarios regarding technical degrees of freedom, the short-term electricity market, and the balancing services market. Optimal economic charging strategies are evaluated based on their global warming potential. An optimal ecologic charging strategy serves as reference. Using historical price data from the short-term electricity market, the balancing services market, and time-dependent specific greenhouse gas emissions from the German electricity mix for 2021, 2022, and 2023, optimizations with perfect forecast are conducted. Battery degradation is considered through a cost factor multiplied by energy throughput. The optimal economic charging strategy is characterized by the bidirectional charging capability of the buses and the ability of the bus depot to feed electricity back to the grid. Further, participation in the day-ahead market, intraday auctions, and continuous intraday trading is possible. In addition, bidding for frequency containment reserve and negative automated frequency restoration reserve complements the optimal strategy. In total, the costs and revenues from the electricity market and the balancing services market result in a positive net balance after taxes, fees, and levies. Over the optimization period, nearly half of the electric energy for the fleet is sourced from negative automated frequency restoration reserve. A little less than half of the total energy taken in is used for bus operation, while the remaining energy is sold on the intraday market. With unidirectional charging only, about two-thirds of electric energy demand is sourced from negative automated frequency restoration reserve. In 2023, this charging strategy saves 74 % of costs compared to average electricity prices for the industry. Optimal charging strategies generally exhibit seasonal, weekly, daily, and 15-minute characteristics. Participation in the balancing services market leads to occasional deviations of the optimal charging strategy from the general patterns. Almost all optimal economic charging strategies achieve reductions in greenhouse gas emissions. Compared to the uncontrolled charging strategy, where electric buses are charged immediately upon arrival at the bus depot, the optimal ecologic charging strategy achieves a reduction in greenhouse gas emissions of 31 %. Optimal day-ahead electricity procurement leads to a reduction in greenhouse gas emissions of 23,5 %. A rule-based charging strategy is derived from an optimal charging strategy for day-ahead electricity procurement and frequency containment reserve. The rule-based charging strategy accounts for seasonal, weekly, and daily characteristics. Using this strategy for 2023—without perfect forecast—a reduction in electricity procurement costs of 41,6 % can be achieved.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	vii
Nomenklatur	xxvii
1 Einleitung	1
1.1 Kopplung des Strom- und Verkehrssektors	3
1.2 Energieflexibles Elektrifiziertes Busdepot	4
2 Stand der Technik	7
2.1 Traktionsbatterien	8
2.1.1 Aufbau und Funktionsweise von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	8
2.1.2 Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	11
2.1.3 Gesundheitszustand und Degradation von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	14
2.1.4 Nutzung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	16
2.2 Ladetechnologien für Elektrofahrzeugdepots	18
2.2.1 Leistungsübertragung	18
2.2.2 Leistungswandlungssysteme für Elektrofahrzeuge	20
2.3 Elektrobussenflotten	24
2.4 Gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren	26
2.4.1 Lineare Optimierungsprobleme	29
2.4.2 Gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme	30
2.4.3 Lösungsalgorithmen für MILP Probleme	31
3 Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland	35
3.1 Erzeuger und Verbraucher	35
3.2 Elektrizitätsübertragung und Systemdienstleistungen	36
3.3 Handel Elektrischer Energie am Kurzfristigen Strommarkt	39
3.4 Netzstabilisierung durch Teilnahme am Regelenergiemarkt	41
3.5 Handelsmodalitäten um den Lieferzeitpunkt	45
3.6 Eigenschaften und Entwicklungen des Strommarkts	46
3.6.1 Eigenschaften und Trends bei Stromprodukten	47
3.6.2 Eigenschaften und Trends bei Regelenergieprodukten	48
3.7 Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung	49
4 Ladestrategien für Elektrofahrzeuge und Flotten	51
4.1 Ökonomische Ladestrategien	56
4.1.1 Ladestrategien für den Energiehandel	56
4.1.2 Netzdienliche Ladestrategien	57
4.1.3 Erhöhung der Batterielebensdauer	60

4.2	Ökologische Ladestrategien	60
4.3	Forschungsfragen zu Ladestrategien von Elektrobusflotten	61
5	Modellbildung und Optimierung	63
5.1	Elektrobusdepot im Stromnetz	64
5.1.1	Infrastrukturelle Anbindung des Busdepots ans Stromnetz	65
5.1.2	Modellierung der Strommarktprodukte	66
5.1.3	Energietransaktionen zwischen Busdepot und Strommarkt	68
5.2	Stromspeicher im Busdepot	69
5.2.1	Verfügbarkeit von Stromspeichern	69
5.2.2	Energietransaktionen von Stromspeichern	70
5.2.3	Energieinhalt in Stromspeichern	71
5.2.4	Degradation der Stromspeicher	71
5.3	Modellierung der Flexibilität	73
5.3.1	Leistungsflexibilität	73
5.3.2	Energieflexibilität	73
5.4	Modellierung der Zielfunktionen	76
5.4.1	Ökonomische Zielfunktion	76
5.4.2	Ökologische Zielfunktion	77
5.4.3	Zielfunktion für Lastspitzenkappung	77
5.5	Datengrundlage für die Optimierungen	78
5.5.1	Busdepotbezogene Datengrundlage	78
5.5.2	Strommarktbezogene Datengrundlage	80
5.6	Szenarioanalyse	83
5.6.1	Definition der Szenarien	83
5.6.2	Lösungsprozess	86
6	Auswertung der Optimierungsergebnisse	87
6.1	Energetische Bewertung der Szenarien	94
6.2	Ökonomische Bewertung der Szenarien	95
6.2.1	Ladestrategien für den Einkauf am Tagesmarkt	100
6.2.2	Ladestrategien für den Einkauf am Tagesmarkt und negative Regelenergie	101
6.2.3	Ladestrategien für den Tageshandel	103
6.2.4	Ladestrategien für Primärregelenergie	104
6.2.5	Ladestrategien für den Tageshandel, Primär- und Sekundärregelenergie	106
6.2.6	Regelbasierte Ladestrategien für Vortagesauktionen und Primärregelenergie	108
6.3	Ökologische Bewertung der Szenarien	110
6.4	Netzdienliche Bewertung der Szenarien	112
6.4.1	Belastung des Lokalen Verteilnetzes	112
6.4.2	Beitrag zur Frequenzhaltung	113
6.5	Auswirkungen auf Lithium-Ionen-Akkumulatoren	115
6.5.1	Vergleich der Ladezustandshäufigkeiten	115
6.5.2	Vergleich der Äquivalenten Vollzyklen	116
6.5.3	Vergleich der Zyklusamplituden	118
6.6	Gesamtheitliche Wirtschaftlichkeit des Strombezugs	121
7	Fazit und Ausblick	127
7.1	Fazit	127

7.2 Ausblick	129
Literaturverzeichnis	131
Anhang A – Allgemeine Ergänzungen	153
A.1 Ergänzungen zum Stand der Technik	153
A.1.1 Ergänzung zu Transformatoren	153
A.1.2 Ergänzung zu Ladetechnologien	154
A.2 Ergänzungen zum Elektrizitätsversorgungssystem	154
Anhang B – Ergänzungen zur Modellierung und dem Lösungsverfahren	157
B.1 Ergänzungen zur Modellierung	157
B.1.1 Ergänzungen zu Strommarktdaten	157
B.1.2 Ergänzungen zum Flottenmanagement	158
B.1.3 Ergänzungen zur Batteriedegradation	159
B.1.4 Ergänzungen zu Regelbasierten Ladestrategien	159
B.2 Ergänzungen zum Lösungsverfahren	160
Anhang C – Ergänzungen zu den Optimierungsergebnissen	161
C.1 Ergänzungen zur Ökonomischen Bewertung der Szenarien	161
C.1.1 Ergänzungen zu den Kosten und Erlösen	161
C.1.2 Ergänzende Heatmaps des Stromhandels	165
C.1.3 Ergänzende Heatmaps zur Aktivität am Regelenergiemarkt	169
C.2 Ergänzungen zu Ladezuständen, Äquivalenten Vollzyklen und Zyklusamplituden	174
C.2.1 Verteilung der Ladezustände der Flotte	174
C.2.2 Äquivalente Vollzyklen	177
C.2.3 Zyklusamplituden der Speicher	177

Abbildungsverzeichnis

1.1	Das energieflexible elektrische Busdepot im Kontext der Sektorenkopplung.	1
1.2	Beispielhaftes Flottenmanagement für die repräsentativen Tage Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag. Die Fahrten der Elektrobusse sind grau dargestellt.	5
1.3	Schematische Darstellung des Aufbaus der Arbeit.	6
2.1	Schematische Darstellung des modularen Aufbaus eines Lithium-Ionen-Akkumulators in der Funktion einer Traktionsbatterie aufgeteilt in System-Ebene, Trog-Ebene, Modul-Ebene und Zell-Ebene.	9
2.2	Entlade- und Ladevorgang von Lithium-Ionen Zellen samt Ersatzschaltbild.	10
2.3	Übersicht der erweiterten Nutzungsphasen von Traktionsbatterien in der stationären Anwendung.	16
2.4	Elektrische Symbole für Gleichrichter, Gleichspannungswandler, Wechselrichter, Umrichter und Transformatoren in Abhängigkeit der Wandlungsrichtung.	19
2.5	Beispielarchitektur eines mit dem OCPP kommunizierenden verbundenen Ladeparks auf einem Betriebshof. In Anlehnung an [232].	21
2.6	Schaltplan einer elektrischen Unterverteilung, einer angeschlossenen Ladestation und eines Elektrobusses. In Anlehnung an [128, 201, Abb. 4.16].	22
2.7	Schema eines allgemeinen deklarativen Optimierungsverfahrens.	27
3.1	Diagramm des Strommarkts aufgeteilt nach Produktarten in Anlehnung an [vgl. 211, Abb. 2.1]. Für diese Arbeit relevante Produktkategorien sind grau hinterlegt	37
3.2	Die vier Spannungsebenen der Stromnetze in Anlehnung an [300] und [242].	38
3.3	Veranschaulichung der Aktivierungsreihenfolge von Primär- (FCR), Sekundär- (aFRR) und Tertiärregelleistung (mFRR) sowie die maximal zulässige Zeitspanne vom Zeitpunkt der Aktivierung bis zum Erreichen der zu stellenden Regelleistung.	42
3.4	Zeitstrahl für die Handels- und Lieferzeiträume für Produkte des Strom- (unten) und Regelenergiemarkts (oben) in Deutschland.	45
4.1	Übersicht verschiedener Ladestrategien aus der Literatur. [116, 51, 50, 117, 115, 11, 133, 188, 243, 22, 203, 166, 179, 70, 269, 120, 126, 141, 74, 153, 173, 262, 31, 306, 175, 177, 285, 261, 238, 263, 176, 114, 271, 196, 16, 58, 65, 142, 61, 165, 193, 286, 301, 227, 12, 21, 311, 209, 215, 174, 110, 192, 149, 226, 140, 27, 303, 206, 208, 305, 237, 176, 138, 127, 112, 81, 113, 35, 98]	55
5.1	Vereinfachtes harmonisiertes Rollendiagramm für den EU Strommarkt mit einem Flottenbetreiber als Flexibilitätsanbieter. Eigene Darstellung in Anlehnung an: [105].	65
5.2	Schaltplan des Betriebshofes des Darmstädter Busflottenbetreibers mit der Anbindung an das Mittelspannungsnetz [17].	66

5.3	Zeitstrahl mit drei fünfzehnminütigen Zeitintervallen. Regelarbeit für t_n^a muss spätestens in t_{n-2}^a geboten werden. Strom für t_n^a muss spätestens in t_{n-1}^a gehandelt werden.	74
5.4	Potenzial für Leistungs- und Energieflexibilität an einem Sonntag (links) und an einem darauffolgenden Montag (rechts).	75
5.5	Strompreisverlauf für die Vortagesauktionen an der EPEX-Spot im Zeitraum von 2020 bis 2023. Der Zeithorizont für die Optimierung ist violett dargestellt. [84]	80
5.6	Preisverläufe des Grenzpreises für Primärregelleistung und der Preismedian für die bezuschlagten Gebote für negative und positive Sekundärregelleistung [6].	82
5.7	Preisverläufe der berechneten Grenzpreise für negative und positive Sekundärregelarbeit in Abhängigkeit historischer Aktivierungsdaten [6, 2].	82
5.8	Verlauf der spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes von 2020 bis 2023 [7].	83
5.9	Szenariogruppen für die technischen Freiheitsgrade der Bidirektionalität.	84
6.1	Kumulierte Speicherkapazität der Darmstädter ÖPNV-Flotte über eine repräsentative Woche im Zukunftsszenario einer vollständigen Elektrifizierung [18].	88
6.2	Wochen-Heatmap der Stromeinkäufe am DA-Markt im ungeseuerten Szenario.	89
6.3	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche im Szenario der ungesteuerten Ladestrategie.	89
6.4	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche im Szenario der Lastspitzenkappung.	89
6.5	Heatmap der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.	90
6.6	Vier charakteristische Jahresintervalle für den optimalen Stromeinkauf eines Busdepots am DA-Markt in Anlehnung an die vier Jahreszeiten.	90
6.7	Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im ökonomischen Referenzszenario.	91
6.8	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im ökonomischen Referenzszenario.	91
6.9	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt im ökonomischen Referenzszenario.	92
6.10	Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das ökologische Referenzszenario.	92
6.11	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das ökologische Referenzszenario.	93
6.12	Kumulierte Energiedurchsätze der untersuchten Szenarien je nach Produkt aufgeteilt in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regelenergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien).	94
6.13	Gesamtkosten und -erlöse je Produkt in Abhängigkeit der Szenarien gruppiert in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regelenergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien).	96
6.14	Summe der Kosten und Erlöse je Produkt aufgeteilt in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regelenergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien) für die untersuchten Szenarien in den Jahren 2021, 2022 und 2023.	98
6.15	Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID	100
6.16	Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID	100

6.17	Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID .	100
6.18	Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	102
6.19	Wochen-Heatmaps der gebotenen negativen aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Sommermonaten im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	102
6.20	Wochen-Heatmaps der gebotenen negativen aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Sommermonaten im Jahr 2023 für das Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	102
6.21	Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und ID-Markt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	103
6.22	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	103
6.23	Tages-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am DA- und ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID .	104
6.24	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario BidiDe ID .	104
6.25	Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe DA&F1 .	105
6.26	Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR in den Wintermonaten (oben) und in den Sommermonaten (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe DA&F1 .	105
6.27	Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR in den Wintermonaten (oben) und in den Sommermonaten (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID&F1 .	105
6.28	Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Sommermonaten im Jahr 2023 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻ .	106
6.29	Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻ .	106
6.30	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario BidiDe F1&F2⁻ .	107
6.31	Heatmap des Bietverhaltens für positive aFRR Regelarbeit im Jahr 2023.	107
6.32	Einkaufs- und Bietestrategie für Sommermonate im Szenario Regeba DA&F1 .	108
6.33	Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario Regeba DA .	109
6.34	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario Regeba DA&F1 .	110
6.35	Vergleich der Szenarien hinsichtlich der verursachten und verdrängten Treibhausgas-Emissionen über den Optimierungshorizont.	111
6.36	Verteilungsfunktionen der Depotleistung über den Betrachtungszeitraum in Abhängigkeit des Szenarios.	112
6.37	Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario BidiDe DA&F1 .	113
6.38	Durchschnittlich gebotene negative aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario UdiBu ID&F2⁻ .	113
6.39	Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario BidiDe ID&F1 .	114
6.40	Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung und negative aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻ .	114

6.41	Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung sowie negative und positive aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	115
6.42	Verteilungsfunktionen der relativen SoC aller Elektrobusse über den gesamten Optimierungszeithorizont in Abhängigkeit des Szenarios.	116
6.43	Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das ungesteuerte Szenario.	116
6.44	Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario BidiDe ID	117
6.45	Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	117
6.46	Heatmap der Zyklenamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das ungesteuerte Szenario.	118
6.47	Heatmap der Zyklenamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das ökonomische Referenzszenario.	119
6.48	Heatmap der Zyklenamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	119
6.49	Verteilungsfunktionen der Entlade- (negativer Bereich) und Ladezyklusamplituden (positiver Bereich) über den gesamten Optimierungszeithorizont in Abhängigkeit des Szenarios.	120
C.1	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das ungesteuerte Szenario.	161
C.2	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das Szenario der Lastspitzenkapung Referenz^{LSK}	161
C.3	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das ökologische Referenzszenario Referenz^{THG}	162
C.4	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt nach Produkten für das Szenario UdiBu ID	162
C.5	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	162
C.6	Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt nach Produkten für das Szenario BidiBu ID	162
C.7	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario BidiBu ID&F2⁻	163
C.8	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario BidiDe DA&F1	163
C.9	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario BidiDe ID	163
C.10	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario BidiDe ID&F1	164
C.11	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für Szenario BidiDe F1&F2⁻	164
C.12	Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für Szenario BidiDe F1&F2[±]	164
C.13	Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.	165

C.14 Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.	165
C.15 Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID	166
C.16 Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	166
C.17 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe DA&F1	166
C.18 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID	167
C.19 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID&F1	167
C.20 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID&F1	167
C.21 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	168
C.22 Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	168
C.23 Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	168
C.24 Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2023 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	169
C.25 Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	169
C.26 Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	169
C.27 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	170
C.28 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	170
C.29 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	170
C.30 Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe ID&F1	171
C.31 Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe ID&F1	171
C.32 Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe ID&F1	171
C.33 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	172
C.34 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	172
C.35 Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regularbeit im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	172
C.36 Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regelenenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	173

C.37 Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regelenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	173
C.38 Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2021 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	173
C.39 Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	173
C.40 Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regelenergiemarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	174
C.41 Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regelenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	174
C.42 Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regelenergiemarkt für Sommermonate im Jahr 2023 für das Szenario BidiDe F1&F2[±]	174
C.43 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario UdiBu ID	175
C.44 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiBu ID	175
C.45 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiBu ID&F2⁻	175
C.46 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe DA&F1	176
C.47 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario BidiDe ID&F1	176
C.48 Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für Szenario BidiDe F1&F2[±]	176
C.49 Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario BidiDe ID&F1	177
C.50 Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario BidiDe F1&F2⁻	177
C.51 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario Referenz^{LSK}	178
C.52 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario Referenz^{THG}	178
C.53 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario UdiBu ID	178
C.54 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario UdiBu ID&F2⁻	179
C.55 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiBu ID	179
C.56 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiBu ID&F2⁻	179
C.57 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiDe DA&F1	180
C.58 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiDe ID	180
C.59 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiDe ID&F1	180

C.60 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario BidiDe F1&F2	181
C.61 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario Regeba DA	181
C.62 Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario Regeba DA&F1	181

Tabellenverzeichnis

1.1	Ziele und Maßnahmen für die Eindämmung des Klimawandels [154, 90, 87, 33, 180, 302, 35, 100, 36, 44].	2
1.2	Kosten und maximale Förderung für elektrische Standard- und Gelenk-Niederflurbusse im Jahr 2023 [304, 38].	4
2.1	Übersicht einer Auswahl an Kathoden- und Anodenmaterialien von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [184, 257, 13, 69, 258, 190].	10
2.2	Leistungsbezogene Kennwerte je nach Ladetechnologie in Anlehnung an den <i>Technischen Leitfaden – Ladeinfrastruktur Elektromobilität</i> des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [52, 37].	20
2.3	Übersicht einer Auswahl gängiger Kombinationen von Ladestandards und Steckertypen für das Laden von Elektrofahrzeugen mit deren maximalen Strom-, Spannungs- und Leistungswerten [248, 73, 57, 157, 156].	23
2.4	Übersicht technischer Eigenschaften einer Auswahl an Bustypen in der Kategorie der elektrischen Standard- (12m) und Gelenk-Niederflurbusse (18m) [68, 66, 67, 54].	24
3.1	Übersicht der Systemdienstleistungen für das Stromnetz nach Mischinger [213, 214].	39
3.2	Übersicht der kurzfristigen Stromprodukte der EPEX Spot mit dem in dieser Arbeit verwendeten Kürzel und zugehöriger Farbkennung.	40
3.3	Anzahl an Bilanzkreisen und Bilanzkreisverantwortlichen nach Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland [1, 10, 280, 284].	42
3.4	Übersicht der in dieser Arbeit verwendeten Regelenergieprodukte mit dem verwendeten Kürzel und zugehöriger Farbkennung.	44
5.1	Übersicht der konsolidierten Rollen im vereinfachten harmonisierten Strommarktrollenmodell dieser Arbeit mit einem Flottenbetreiber als Flexibilitätsanbieter.	65
5.2	Übersicht der erlaubten (✓) und unterbundenen (✗) Gleichzeitigkeit von Handelsaktionen zwischen den einzelnen Produkten des Strom- und Regelenergiemarkts innerhalb desselben Zeitintervalls.	68
5.3	Übersicht der Zusammensetzung der Darmstädter Elektrobussflotte und fiktiver Elektrobusse für die Optimierung des vollständig elektrifizierten Busdepots sortiert nach dem Jahr der Einflottung [68, 66, 67].	78
5.4	Übersicht der vier repräsentativen Tage für die Standardrouten des Flottenmanagements des Darmstädter Elektrobussflottenbetreibers.	79
5.5	Übersicht der Datengrundlage der drei Produkte am kurzfristigen Strommarkt der EPEX Spot.	80
5.6	Übersicht der Datengrundlage der Regelenergieprodukte mit Angabe des für die Optimierung verwendeten Preises.	81

5.7	Übersicht der Szenarien für die Untersuchungen mit Angabe der bidirektionalen Fähigkeit zur Leistungsübertragung von Elektrobussen und des Busdepots sowie der verfügbaren Produkte je nach Szenario.	85
6.1	Elektrobus- und Speicher-Verfügbarkeitskoeffizienten der untersuchten Elektrobusflotte.	88
6.2	Übersicht der Strombeschaffungskosten, der THG-Emissionen und der Leistungsspitze in den Referenzszenarien.	93
6.3	Kosten und Erlöse einer Auswahl an Szenarien und Kosten für die Strombeschaffung bei marktüblichen Konditionen. Die Werte sind auf Eintausend gerundet.	97
6.4	Präferierte Viertelstunde für den Einkauf von 15-minütigen Produkten an der EPEX Spot für das Szenario UdiBu ID	101
6.5	Übersicht jährlicher Netzentgelte sowie der Steuern, Abgaben und Umlagen [48, 78]. Alle Angaben sind in Euro und auf Eintausend gerundet.	122
6.6	Kosten für die zusätzliche Degradation von Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Elektrobussen durch Ladestrategien, die vom Status quo abweichen. Alle Angaben sind in Euro.	123
6.7	Kostenbestandteile des Stromeinkaufs und Erlöse am Regelenergiemarkt des Busdepots für das Jahr 2023. Alle Angaben sind in Euro und auf Eintausend gerundet.	125
7.1	Erwarteter Einfluss getroffener Annahmen und möglicher Anpassungen im Modell auf das ökonomische Potenzial.	129
B.1	Übersicht der Solver-Einstellungen für die verschiedenen Szenarien.	160

Nomenklatur

Abkürzungen

Akronym	Beschreibung
aFRR	Sekundärregelleistung (auch Sekundärreserve) (<i>engl. automatic Frequency Restoration Reserve</i>)
BK	Bilanzkreis (<i>engl. Balancing Group, BG</i>)
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher (<i>engl. Balancing Group Responsible/Manager, BGR</i>)
CC-CV	IU-Ladeverfahren (<i>engl. constant current constant voltage</i>)
CO ₂ -Äq.	CO ₂ -Äquivalente
DA	Vortages- (<i>engl. day-ahead</i>)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DoD	Entladetiefe (<i>engl. Depth of Discharge</i>)
EnArgus	Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (<i>engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>)
EEX	Europäische Energiebörse (<i>engl. European Energy Exchange</i>)
EXAA	Österreichische Energiebörse (<i>engl. Energy Exchange Austria</i>)
EPEX Spot	Europäische Strombörse für kurzfristig lieferbare Strommengen (<i>engl. European Power Exchange</i>)
FCR	Primärregelleistung (<i>engl. Frequency Containment Reserve</i>)
FEC	Äquivalente Vollzyklen (<i>engl. full equivalent cycle</i>)
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FRR	Frequenzwiederherstellungsreserven (<i>engl. Frequency Restoration Reserve</i>)
GCT	Zeitpunkt der Schließung (<i>engl. Gate-Closure-Time</i>)
GOT	Zeitpunkt der Öffnung (<i>engl. Gate-Opening-Time</i>)
GWP	Treibhausgaspotenzial (<i>engl. global warming potential</i>)

Akronym	Beschreibung
ID	Tages- (<i>engl. Intraday</i>)
LFR	Leistungs-Frequenz-Regelzone (<i>engl. load-frequency-control area</i>)
LIA	Lithium-Ionen-Akkumulator
LP	Lineare Programmierung
mFRR	Tertiärregelleistung (auch Tertiärreserve) (<i>engl. manual Frequency Restoration Reserve</i>)
MOL	Auflistung in der Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit (<i>engl. Merit-Order-List</i>)
MILP	Gemischt-ganzzahlige Lineare Programmierung (<i>engl. Mixed-Integer Linear Programming</i>)
RAM	Regelarbeitsmarkt (<i>engl. Balancing Energy Market</i>)
SoC	Ladezustand (<i>engl. State of Charge</i>)
SoH	Gesundheitszustand (<i>engl. State of Health</i>)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (<i>engl. Transmission System Operator, TSO</i>)
V1G / V2G	Unidirektionale / bidirektionale Fahrzeug-Stromnetz-Verbindung (<i>engl. Vehicle-to-grid</i>)
V2X	Verbindung von Fahrzeug zu anderen Entitäten (<i>engl. Vehicle-to-everything</i>)
VNB	Verteilnetzbetreiber (<i>engl. Distribution System Operator, DSO</i>)

Normen und Standards

Akronym	Beschreibung
DIN 40729	Akkumulatoren; Galvanische Sekundärelemente
DIN SPEC 91366	Energieflexibilität
DIN EN IEC 61851	Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
DIN EN IEC 62196-2	Steckerarten für konduktive Ladesysteme
OCPP	Freier Ladepunkt Kommunikationsstandard (<i>engl. Open Charge Point Protocol</i>)
ISO 15118-20:2022	Straßenfahrzeuge – Fahrzeug zu Netz Kommunikationsschnittstelle
SAE J1772	Elektro- und Plug-In Hybridfahrzeuge – Konduktiver Ladestecker
SAE J3400	Nordamerikanisches Ladesystem (NACS) für Elektrofahrzeuge

Ministerien, Agenturen und Gesetze

Akronym	Beschreibung
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
BattG	Batteriegesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (ehem. BMWi)
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EmoG	Elektromobilitätsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
IEA	Internationale Energieagentur (<i>engl. International Energy Agency</i>)
IPCC	Weltklimarat (<i>engl. Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (<i>engl. Renewable Energy Directive</i>)
SaubFahrzeugBeschG	Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge
SO GL	Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNStG	Stromsteuergesetz
UBA	Umweltbundesamt

Notation

Mengen, Operatoren und Symbole

Symbol	Beschreibung
\oplus	Addition von Vektorräumen
$\mathcal{O}(\cdot)$	Landau-Symbol, O-Notation
\mathcal{B}	Menge der Regelreserveprodukte
\mathcal{D}	Menge der Tage
\mathcal{E}	Menge der Produkte am kurzfristigen Strommarkt
\mathcal{S}	Menge der zulässigen Lösungen eines Optimierungsproblems
$\mathcal{T}^{15}, \mathcal{T}^{60}, \mathcal{T}^{240}$	Mengen der Tageszeitindizes in 15, 60 und 240-Minuten-Schritten
\mathcal{V}	Menge der elektrischen Energiespeicher im Depot
\mathcal{X}	Beschränkte Menge kontinuierlicher Variablen $\in \mathbb{R}$
\mathcal{Y}	Beschränkte Menge ganzzahliger Variablen $\in \mathbb{Z}$

Römische Formelzeichen

Symbol	Beschreibung	Wertebereich oder Einheit
A	Koeffizientenmatrix einer Optimierung	$\mathbb{R}^{m \times n}$
l	Vektor der Nebenbedingungen	\mathbb{R}^n
b	Produkt des Regelenenergiemarkts	$\in \mathcal{B}$
c	Kostenvektor einer Zielfunktion	\mathbb{R}^n
C	Energiespeicherkapazität eines Akkumulators	MWh
d	Tagesindex	$\mathbb{N}_{\geq 0}$
e	Produkt des kurzfristigen Strommarkts	$\in \mathcal{E}$
f_{Netz}	Netzfrequenz	Hz
I	Elektrischer Strom	A
k	Speicher- bzw. Fahrzeugindex	$\mathbb{N}_{\geq 0}$
m	Anzahl der Nebenbedingungen einer Optimierung	$\mathbb{N}_{\geq 0}$
n	Anzahl der Variablen einer Optimierung	$\mathbb{N}_{\geq 1}$
P	Elektrische Leistung	W
Q	Elektrische Ladungsmenge	Ah
$q_1 - q_4$	Erste bis vierte Viertelstunde einer vollen Stunde	-
r, s	Skalare Variablen	\mathbb{R}
t^a, t^b, t^c	Zeitindizes in 15, 60 und 240-Minuten-Schritten	$\mathbb{N}_{\geq 0}$
T	Zeitbereich	s
U	Elektrische Spannung	V
x, y	Variablenvektoren einer Optimierung	$\mathbb{R}^n, \mathbb{Z}^n$
u^{DP}	Energietransaktion des Busdepots	MWh
v^{DP}	Übertragene Leistung des Busdepots	MW
$x_{d,t}^{\mathcal{B}}$	Gebotene Leistung an Regelreserve	MW
$y_{d,t}^{\mathcal{E}}$	Ein- oder Verkaufte elektrische Energie	MWh
$z_{d,t}^{\mathcal{V}}$	Auf- oder Entladene elektrische Energie	MWh

Griechische Formelzeichen

Symbol	Beschreibung	Wertebereich oder Einheit
$\alpha_{d,t}^B$	Indikatorparameter für Regelenergieaktivierung	{0, 1}
$\beta_{d,t}^V$	Verbrauch der Fahrzeuge	MWh
$\hat{\gamma}^V$	Nominale Ladeleistung	MW
γ^V	Nominale Ladeleistung · 15 min	MWh
ξ	Kostenfaktor für Batteriedegradation	EUR/MWh
η^V	Ladeeffizienz	[0, 1]
θ	Leistungsflexibilität	MW
λ	Energieflexibilität	MWh
κ^V	Speicherkapazität	MWh
$\mu_{d,t}^V$	Indikatorparameter für das Flottenmanagement	{0, 1}
$\zeta_{d,t}^{FCR}$	Hilfsgröße für FCR-bedingten Energiedurchsatz	[1 : 4]
Ξ	Regelenergiekostenfunktion	-
$\pi_{d,t}^E$	Strompreis	EUR/MWh
Π	Stromkostenfunktion	-
$\rho_{d,t}^B$	Regelarbeitspreis	EUR/MWh
$\sigma_{d,t}^B$	Regelleistungspreis	EUR/MW
τ	Zeitindex	[1 : 96]
$\varphi_{d,t}^V$	Ladezustand von elektrischen Energiespeichern	MWh
$\phi_{d,t}^{DP}$	Aggregierter Ladezustand des Busdepots	MWh
$\psi_{d,t}$	Spezifische Treibhausgasemissionen des Strommixes	CO ₂ -Äq.
Ω	Batteriedegradationskostenfunktion	-

Subskripte und Superskripte

Symbol	Beschreibung
$(\cdot)^*$	Optimum
$(\tilde{\cdot})$	Hilfsgröße
$(\cdot)_{Au}$	Auktion
$(\cdot)^{DP}$	Bezogen auf das Busdepot
$(\cdot)_{el}$	Elektrisch
$(\cdot)_{Entladen,Laden}$	Entlade- oder Ladevorgang
$(\cdot)_{Energie}$	Bezogen auf Energie
$(\cdot)_{EoL}$	Lebensdauerende
$(\cdot)^{EUR}$	Ökonomisch bzw. kostenbezogen
$(\cdot)_{Netz}$	Bezogen auf das Stromnetz
$(\cdot)_{i,j,m,n}$	Allgemeine Laufvariable oder Index
$(\cdot)_{initial}$	Bezogen auf den Erstzustand
$(\cdot)_{innen}$	Bezogen auf das Innere
$(\cdot)^{IP}$	Ganzzahliges Problem (<i>engl. integer problem</i>)
$(\cdot)_{kon}$	kontinuierlich
$(\cdot)_{Leerlauf}$	Leerlauf, ohne angeschlossenen Verbraucher
$(\cdot)^{LP}$	Lineares Problem (<i>engl. linear problem</i>)
$(\cdot)_{min,max}$	Minimum oder Maximum
$(\cdot)_{nom}$	Nominal
$(\cdot)_{rel}$	Relativ
$(\cdot)^{solve}$	Bezogen auf einen Lösungsalgorithmus
$(\cdot)_{Start,Ende}$	Start oder Ende einer Sache
$(\cdot)^T$	Transponierte
$(\cdot)^{THG}$	Ökologisch bzw. treibhausgasbezogen
$(\cdot)_{unsicher}$	Eine Unsicherheit darstellend
$(\cdot)_{Verbraucher}$	Verbraucher
$(\cdot)_{Verlust}$	Verlust

1 Einleitung

Die Menschheit steht vor großen klimatologischen Herausforderungen. Die anthropogenen Treibhausgas (THG)-Emissionen führen zu einem Wandel des Erdklimas, der über die natürlich vorkommenden Phänomene hinaus geht. Folgeschwere Veränderungen, die teilweise bereits eintreten, sind u. a. der Anstieg des Meeresspiegels, der Anstieg der Durchschnittslufttemperatur, häufigere Extremwetterereignisse und eine Beeinträchtigung von Meeresströmungen. Laut einem Bericht des Weltklimarates (IPCC)¹ aus dem Jahr 2023 verläuft der Klimawandel schneller und folgenschwerer, als zuvor angenommen [202, 290]. Die Weltorganisation für Meteorologie berichtet, dass die Jahre 2015 bis 2022 die heißesten seit Beginn der Aufzeichnungen waren [239]. In Deutschland verursacht der Verkehrssektor im Jahr 2022 ca. 20 % der THG-Emissionen und stellt damit einen wichtigen Angriffspunkt dar, diese zu reduzieren [288, 289]. Durch eine Verkehrswende hin zu einem emissionsfreiem Transport soll dies erreicht werden. Die Elektrifizierung des Verkehrs spielt dabei eine zentrale Rolle. Die Verkehrswende wird von der Energiewende begleitet, welche den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen vorsieht und allgemein die Voraussetzungen für einen klimaneutralen Energiesektor schaffen soll. Ein wichtiger Bestandteil hiervon ist der Stromsektor. *The Economist* schreibt diesbezüglich, das Elektrizitätsversorgungssystem stünde vor einer Transformation [152]. In diesem Kontext ergeben sich neue Möglichkeiten zu einer synergetischen Verknüpfung beider Sektoren. In dieser Arbeit wird im Rahmen der Sektorenkopplung der Fall eines energieflexiblen elektrischen Busdepots untersucht (vgl. Abbildung 1.1). Tabelle 1.1 fasst Entwicklungen der globalen Klimawandelbekämpfung zusammen, welche den Rahmen der Untersuchung vorgeben.

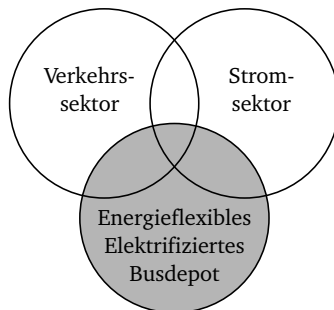


Abbildung 1.1: Das energieflexible elektrische Busdepot im Kontext der Sektorenkopplung.

¹Der Weltklimarat (engl. *Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*) ist eine länderübergreifende Kooperation tausender Wissenschaftler, welche sich mit Untersuchungen bezüglich des Klimawandels befasst.

Tabelle 1.1: Ziele und Maßnahmen für die Eindämmung des Klimawandels [154, 90, 87, 33, 180, 302, 35, 100, 36, 44].

Ziele und Maßnahmen	Kurzbeschreibung
Klimaabkommen von Paris	Beschränkung des Temperaturanstiegs auf 1,5 °C gegenüber 1990
Europäischer Grüner Deal „Fit for 55“	Umsetzung der Klimaziele auf europäischer Ebene Gesetzespaket zum Erreichen der THG-Einsparungen
Erneuerbare-Energien-Richtlinie ^a	EU-Rechtsrahmen für Umsetzungsmaßnahmen
Bundes Klimaschutzgesetz (KSG)	Klimaneutralität in Deutschland bis 2045
SaubFahrzeugBeschG ^b	Transformation des Verkehrssektors zur Klimaneutralität
Emissionshandel	Ab 2027: Emissionshandel für Brennstoffe (z. B. Diesel)
Zehnjahresplan zur Netzentwicklung ^c	Koordination des EU-weiten Netzausbaus
Netzentwicklungsplan 2037/2045 ^d	Nationale Ausbaumaßnahmen im Bereich der Stromübertragung
Energiewirtschaftsgesetz ^e	Steigerung der Flexibilität im Stromnetz

^a Im Englischen *Renewable Energy Directive, RED*.

^b Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge.

^c Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E*) koordiniert eine Vielzahl an Aktivitäten, die eine intensivere EU-Kooperation ermöglichen.

^d Die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigt im Jahr 2023 den Netzentwicklungsplan 2037/2045 der Netzbetreiber.

^e Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Wie aus der Tabelle hervorgeht gibt es auf supranationaler und nationaler Ebene Bestrebungen zur Eindämmung des Klimawandels. Im Kontext der elektrischen Energieversorgung sind Flexibilitäten hinsichtlich der Stromerzeugung, -übertragung, -speicherung und des -verbrauchs von zentraler Bedeutung. Sie unterstützen die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit und wirken teilweise der stärkeren Erzeugungsvolatilität aus erneuerbaren Energien entgegen. Helferich *et al.* betonen in diesem Kontext die Wichtigkeit finanzieller Vorteile für Stromendverbraucher, die Flexibilität bereitstellen [143]. Generell sind Energiespeicher für Stromnetze mit steigender Erzeugung aus erneuerbaren Energien attraktiv, da sie die Flexibilität erhöhen [151]. Im November 2023 verfügt Deutschland über 1,2 GW Speicherleistung durch Großbatteriespeichieranlagen. Der Netzentwicklungsplan setzt das Ziel, bis 2030 eine zusätzliche Speicherleistung von 23,7 GW zu installieren [100]. Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) muss das Flexibilitätsangebot in Deutschland bis 2050 insgesamt um das Vierfache steigen, damit eine verlässliche Stromversorgung gewährleistet werden kann [143].

1.1 Kopplung des Strom- und Verkehrssektors

Der Strommarkt stellt einen zentralen Schauplatz der Energiewende dar. Hier finden Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie zusammen und werden nach marktlichen Prinzipien vereint. Dadurch wird die zeitliche Auslastung des Stromnetzes bestimmt, da es die Verbindung zwischen Erzeuger (Verkäufer) und Verbraucher (Käufer) herstellt. Ein wichtiger Bestandteil des Strommarkts ist der Regelleistungsmarkt, da er zu einer zuverlässigen Stromversorgung beiträgt. Über diese Marktplattform können Dienstleistungen zur kurzfristigen Stabilisierung der Netzfrequenz gehandelt werden. Im Vergleich zum Strommarkt ist der Markt für Regelleistung klein und es wird im Jahr 2022 unzureichender Wettbewerb beobachtet [41]. Schäfer rät Betreibern von Batteriespeichern aus ökonomischer Sicht zu einer Partizipation [254]. Im Verkehrssektor gibt es verschiedene Möglichkeiten, THG-Emissionsminderungen zu erreichen. Dazu zählen alternative Antriebsarten wie die rein elektrischen. Das Umweltbundesamt (UBA) zieht im Rahmen eines ökobilanziellen Vergleichs unterschiedlicher Fahrzeug- und Kraftstoffbeimischungskonzepte aus dem Jahr 2024 den Schluss, dass sich

„...die batterieelektrischen Fahrzeugkonzepte für alle Fahrzeugtypen und Baujahre als überlegene Lösung bezüglich der Treibhauswirkung und des kumulierten Energieaufwandes [erweisen]“ [15].

Vor allem im urbanen Kontext stellen Busflotten einen wesentlichen Anteil der Mobilität dar. Bis 2025 werden in der EU ca. 12.000 Elektrobusse kursieren [265]. Es ist im Sinne der Energie- und Verkehrswende, technisch vorhandene Synergien zu nutzen. Röpcke *et al.* analysieren ein Busnetzwerk hinsichtlich Informationen zum Zeitplan, den Distanzen, den Haltedauern an Endhaltestellen und des Verbrauchs. Sie kommen zu dem Schluss, dass lange Standzeiten die Möglichkeit zur Teilnahme am Strommarkt bieten [246]. Boesche *et al.* weisen im Jahr 2018 auf die Vorteilhaftigkeit des bidirektionalen Ladens im Kontext der Sektorenkopplung hin [26]. Anwendungsfälle mit bidirektionalem Laden im Kontext der Elektromobilität befinden sich im Rahmen von Forschungsprojekten in Pilotphasen [39]. Von Göhlich *et al.* zusammengetragene Reallaborergebnisse zeigen, dass Flotten durch eine Verschiebung der Leistungsspitze ihrer Ladevorgänge netzdienlich laden können [128]. Neubarth weist darauf hin, dass der Zugang von Elektrofahrzeugen zum Strommarkt durch die RED erleichtert werden soll [219]. Die BDEW greift die Thematik im Jahr 2023 auf und betont die Relevanz einer nationalen Umsetzung der RED-Ziele in Deutschland unter Einbeziehung der Automobilindustrie [49]. Fahrzeugbatterien sollen dadurch diskriminierungsfrei für Fahrzeugnutzer und beauftragte Dritte zugänglich gemacht werden [49]. Damit bestünde die Möglichkeit, zusätzliche Speicherkapazitäten in den Strommarkt zu integrieren. Komarnicki *et al.* weisen darauf hin, dass es teilweise regulatorische Hürden gibt, die Sektorenkopplungsansätze unattraktiv machen [188]. Eine Untersuchung des Europäischen Parlamentes bestätigt die fehlende Wettbewerbsfähigkeit mancher dieser Ansätze [292].

Es gilt zu untersuchen, wieso dies der Fall ist und ob sich diese Tatbestände ändern lassen.

Für die Speicherung der elektrischen Energie haben sich Lithium-Ionen-Akkumulatoren (LIA) etabliert. Die Kosten für die Energiespeichereinheiten stellen mit ca. 30 % einen wesentlichen Bestandteil der Gesamtkosten von Elektrobussen dar [304]. Die Kosten für LIA sind von 400 EUR/kWh im Jahr 2013 auf 200 EUR/kWh im Jahr 2018 gefallen [147]. Mittelfristig sollen die Kosten für Lithium-Ionen-Zellen unter 100 EUR/kWh sinken [43]. Gleichzeitig werden LIA weiterentwickelt, wodurch die spezifische Energie und die erreichbare Anzahl an Vollzyklen erhöht werden. Die Industrie setzt sich das Ziel, in naher Zukunft spezifische Energien von 350 kWh/kg zu erreichen. Trotz dieser Fortschritte im Bereich der LIA, liegen die Kosten für Elektrobusse laut dem Wissenschaftlichen Dienst des Bundestages über

denen von Bussen mit Verbrennungsmotoren. Tabelle 1.2 zeigt einen Vergleich der Kosten für zwei verbreitete Bustypen. Des Weiteren ist die maximale Förderung je Bustyp im Jahr 2023 eingetragen.

Tabelle 1.2: Kosten und maximale Förderung für elektrische Standard- und Gelenk-Niederflurbusse im Jahr 2023 [304, 38].

	Standard-Niederflurbusse	Gelenk-Niederflurbusse
	in EUR	in EUR
Dieselantrieb	ca. 250.000	ca. 350.000
Elektrischer Antrieb	520.000 bis 650.000	650.000 bis 850.000
Höchste Förderung (2023) ^a	ca. 320.000	ca. 400.000

^a Die Mehrkosten für eine Umstellung auf elektrische Antriebe werden mit 40 % bis 80 % bezuschusst [38]. Die Angaben entsprechen 80 % der durchschnittlichen Kosten der elektrischen Busse.

Der Umstieg auf Elektrobusse ist aus der Perspektive eines Flottenbetreibers mit großen finanziellen Aufwänden verbunden – insbesondere bei Wegfall der Förderungen. Aus der Tabelle geht hervor, dass eine Umstellung auf elektrische Antriebe mit einer Kostenerhöhung zwischen 85,7 und 160 % bei der Anschaffung zu rechnen ist. Es stellt sich folglich die Frage:

Wie können finanzielle Hürden für eine Umstellung auf Elektrobusse weiter gesenkt werden?

Ein Ansatz besteht in einer Reduktion der operativen Kosten durch Einsparungen beim Einkauf der elektrischen Energie. Dies lässt sich am kurzfristigen Strommarkt umsetzen. Darüber hinaus können Betreiber von Batteriespeichern über den Regenergiemarkt zusätzliche Erlöse erzielen und leisten dabei einen Beitrag zur Netzstabilität [186]. Ortner und Totschnig untersuchen den europäischen Regenergiemarkt im Zukunftsszenario des Jahres 2030 und kommen zu dem Schluss, dass die reale Attraktivität der Marktteilnahme anwendungsfallspezifisch für jeden Marktakteur untersucht werden muss [233]. Für Busflottenbetreiber stellt sich folglich im Zuge der Elektrifizierung die Frage:

Lohnt sich eine Teilnahme am Regenergiemarkt?

1.2 Energieflexibles Elektrifiziertes Busdepot

Brinkel *et al.* unterstreichen die Relevanz ganzheitlicher Ansätze bei Umsetzungsvorhaben im Bereich der Sektorenkopplung. Elektrobusflottenbetreiber bieten geeignete Voraussetzungen für die Strom-Verkehr-Sektorenkopplung, da in diesem Fall ein zentraler Akteur gleich mehrere mobile Speicher gleichzeitig ansteuern kann [229]. Durch geeignete Ladestrategien auf Flottenebene lassen sich die Kosten des Strombezugs reduzieren. Zudem kann damit beeinflusst werden, wie viel THG während der Stromerzeugung ausgestoßen werden, da dies über den Tagesverlauf meist schwankt. Es stellt sich u. a. die Frage:

Kann die Wirtschaftlichkeit elektrifizierter ÖPNV-Betriebe gesteigert werden?

In dieser Arbeit wird die Elektrobusflotte der Stadt Darmstadt hinsichtlich des Potenzials zu sektorenkoppelnden Maßnahmen untersucht, die durch intelligente Ladestrategien realisiert werden können. Im Fokus der Arbeit stehen dabei ökonomische Optimierungen der Flottenladestrategie, welche von netzdienlichen Maßnahmen und Betrachtungen begleitet werden. Abbildung 1.2 veranschaulicht eine mögliche Ausprägung des Flottenmanagements von Donnerstag bis Sonntag. Auf den ersten Blick wird ersichtlich, dass die Elektrobus-Verfügbarkeit nachts und an Wochenenden hoch ist.

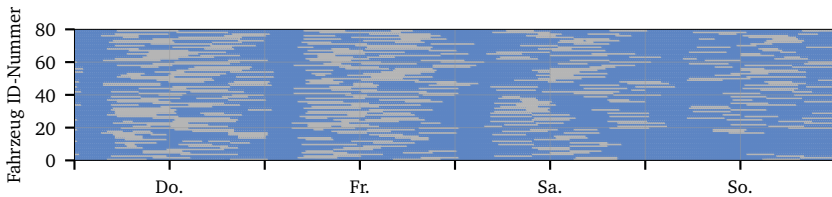


Abbildung 1.2: Beispielhaftes Flottenmanagement für die repräsentativen Tage Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag. Die Fahrten der Elektrobusse sind grau dargestellt.

Vor dem Hintergrund der dargelegten Ausgangssituation und dem übergeordneten Ziel der Sektorenkopplung stellen sich die generellen Fragen:

- Welchen Beitrag können ÖPNV-Betriebe zur Energiewende leisten?
- Wie können finanzielle Hürden für eine Umstellung auf Elektrobusse weiter gesenkt werden?
- Wie lässt sich die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorenkopplungsansätzen steigern?

Für einen Elektrobusflottenbetreiber leiten sich die konkreten Fragen ab:

- Welche Charakteristiken haben intelligente Ladestrategien, die die Wirtschaftlichkeit der Busse steigern und zugleich netz- und klimadienlich sind?
- Lohnt sich eine Teilnahme am Regenergiemarkt?
- Wie aufwendig ist die Umsetzung solcher Ladestrategien?

Um diese Fragen zu klären, werden im weiteren Verlauf der Arbeit zunächst in Kapitel 2 die technischen Grundlagen und die mathematischen Grundlagen der Optimierung für die Untersuchung eingeführt. In Kapitel 3 wird ein Einblick in die Funktionsweise und Trends der deutschen Elektrizitätswirtschaft gegeben. Im Fokus dieses Kapitels stehen der Strom- und der Regenergiemarkt, deren Marktdesign und relevante Produkte erläutert werden. In Kapitel 4 wird gesondert auf Ladestrategien für Elektrofahrzeugflotten eingegangen. Ansätze aus der Literatur werden aufgezeigt und unterschiedliche Zielsetzungen von Ladestrategien verglichen. Kapitel 5 zeigt die Modellierung des Elektrobusdepots welche anschließend für Optimierungen verwendet wird. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Optimierung ausgewertet und diskutiert. Schließlich fasst Kapitel 7 die Arbeit zusammen und gewährt einen Ausblick. Der Gesamtaufbau der vorliegenden Arbeit ist in Abbildung 1.3 zu sehen.

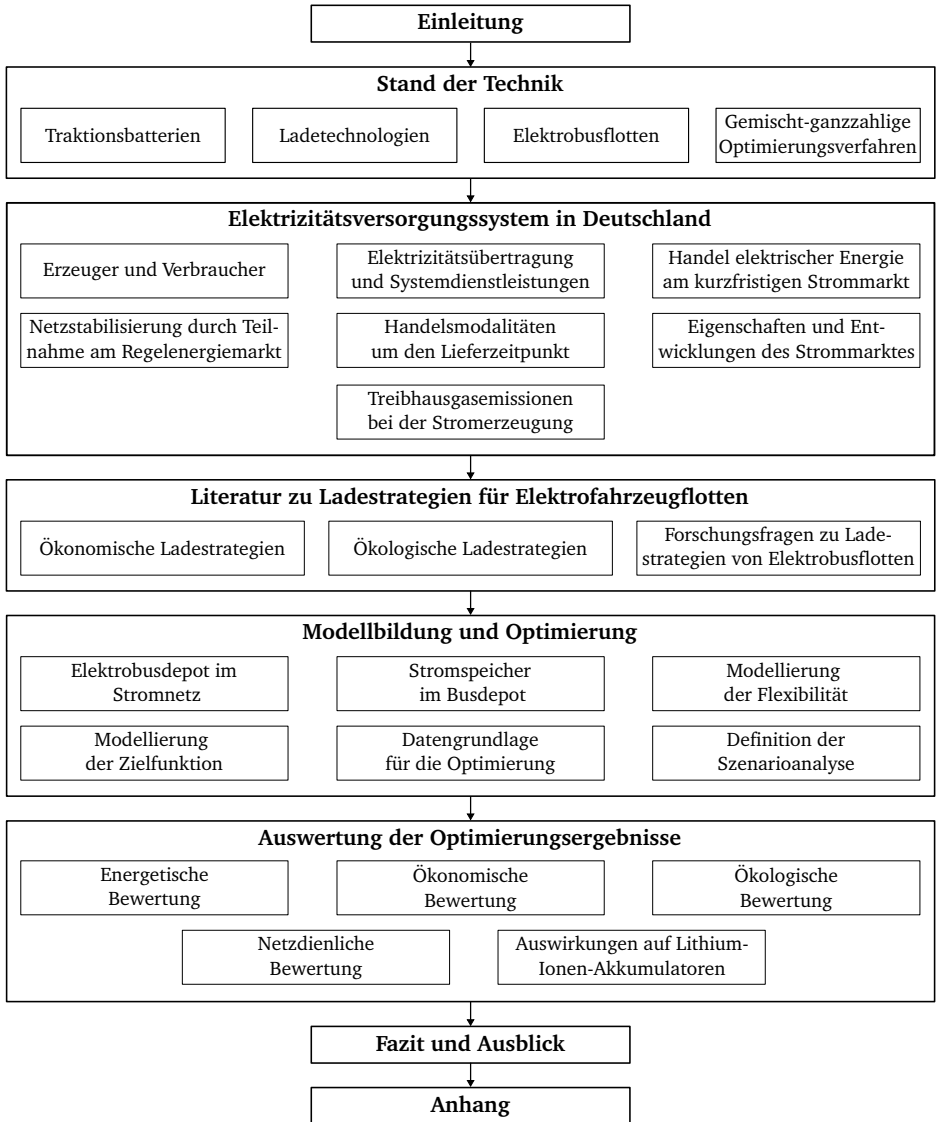


Abbildung 1.3: Schematische Darstellung des Aufbaus der Arbeit.

2 Stand der Technik

Gottfried Leibniz – inspiriert durch die Ars generalis des Mallorquiners Ramon Llull – beschreibt in seiner Dissertatio de Arte Combinatoria, den Gedanken, dass abstrakte Konzepte nichts anderes als Kombinationen einiger weniger, einfacher Konzepte seien. Wahre Erkenntnis ließe sich demzufolge als die sinngemäße Kombination einzelner Konzepte darstellen, die wiederum aus einzelnen Ideen zusammengesetzt sind. Durch geeignete Formalismen für die Verknüpfung einzelner Ideen und Konzepte zum großen Ganzen gelingt das Verstehen einfacher. Durch Reduktion aufs Kleinste und anschließende Deduktion vom gesicherten Kleinen auf neue Zusammenhänge wird Wahrheitserweiterung ermöglicht. Es handelt sich um eine frühe Form der Kombinatorik. [260]

Im hiesigen Stand der Technik wird – vom Kleinen zum Großen – die Grundlage für den übergeordneten Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit geschaffen. Es ist unmöglich in allen Aspekten tief und bis aufs kleinste hinunter zu gehen. Beim wieder zusammenfügen der Wissens-elementarteilchen findet sich jedoch in unterschiedlichen Disziplinen dieselbe Analogie. Von einer Orchestrierung ist z. B. die Rede, um die Aufgabe eines Batteriemanagementsystems zu beschreiben, das eine Vielzahl einzelner Zellen aufeinander abstimmt und dirigiert. Ebenso in der Optimierungslehre wird bei sehr großen Problemen von einer Orchestrierung gesprochen, die eine lösende Entität zu meistern hat.

Bevor das Orchester beginnt, werden nun die Instrumente hervorgeholt.

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik der Komponenten erläutert, welche für die Untersuchungen in dieser Arbeit von Interesse sind. Zunächst wird hierfür in Abschnitt 2.1 auf Batteriespeicher in der Anwendung im Fahrzeug eingegangen. Wichtige Eigenschaften während deren Nutzung werden aufgezeigt und zentrale Aspekte für die Modellierung in Kapitel 5 eingeführt. Des Weiteren werden die Degradations- und Lebensdauerbetrachtungen zu Batterien erläutert. Anschließend werden in Abschnitt 2.2 die Grundlagen der Leistungsübertragung erklärt. Hierunter fällt die Leistungsübertragung über die Systemgrenze der Batterie hinaus mittels entsprechenden Ladetechnologien der Fahrzeugperipherie, wie sie z. B. in Ladesäulen verbaut sind. Danach werden in Abschnitt 2.3 die Eigenschaften von Elektrobussen diskutiert, welche sich u. a. aus den zuvor eingeführten Technologien ergeben. Zuletzt wird eine Methode vorgestellt, mit welcher sich die eingeführten technischen Zusammenhänge modellieren und deren Zusammenspiel mit anderen Vorgängen untersuchen lassen. Das entsprechende gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren wird in Abschnitt 2.4 eingeführt.

2.1 Traktionsbatterien

In diesem Abschnitt werden der Aufbau, die Eigenschaften und Nutzung sowie Degradationsmechanismen von Traktionsbatterien erklärt. Traktionsbatterien sind Energiespeicher in Fahrzeugen, deren Energieinhalt primär der Fortbewegung des Fahrzeugs dient. Der Begriff *Traktionsbatterie* ist durch die Funktion bestimmt. Traktionsbatterien unterscheiden sich von *Starterbatterien*, die ebenfalls in Fahrzeugen verbaut werden, durch deren Aufgabe und maßgeblich deren Speichervermögen. Starterbatterien dienen primär der Unterstützung des Startvorgangs von Verbrennungsmotoren in Fahrzeugen. Beide lassen sich verallgemeinernd als *Fahrzeugbatterien* bezeichnen. Alternativ können Traktionsbatterien als *Batteriespeicher* beschrieben werden. Verschiedene Arten von Batteriespeichern haben gemeinsam, dass die Energiespeicherung auf elektrischen und chemischen Vorgängen beruht. Ein *Energiespeicher* ist eine Generalisierung eines Batteriespeichers. Der Begriff *Stromspeicher* ist ebenfalls in der Literatur zu finden und gehört zu den Energiespeichern, wobei die Betonung hier auf der Art der ein- und ausgespeicherten Energie liegt – elektrische Energie. *Batteriespeicher* sind als eine Unterkategorie von Stromspeichern zu verstehen. Es sei erwähnt, dass die hier genannten Batterien i. d. R. für die mehrfache Verwendung gedacht sind und daher korrekterweise als *Akkumulatoren* zu bezeichnen sind. Kurzweil erklärt [195]:

„Eine Batterie (Primärelement) wandelt chemische Energie irreversibel in elektrische Energie und Wärme um und ist nicht wiederaufladbar. Ein Akkumulator (Sekundärelement) ist wiederaufladbar...“

Weitere Grundlagen können in der DIN-Norm 40729 nachgeschlagen werden [71]. Allgemeine Grundlagen zu Energieformen und deren Umwandlung können in [168] nachgeschlagen werden. In dieser Arbeit wird ausschließlich Bezug auf Akkumulatoren genommen, die Energie wiederholt aufnehmen und abgeben können. Vor dem Hintergrund, dass Akkumulatoren im übergeordneten, interdisziplinären Kontext oft als *Batterien* bezeichnet werden, wird in dieser Arbeit – mit Ausnahme der Abschnitte zu den technischen Grundlagen 2.1.1 bis 2.1.3 – ebenfalls der Begriff *Batterie* oder dessen Abwandlungen verwendet. Da sich im Elektromobilitätsbereich die Kategorie der Lithium-Ionen-Akkumulatoren (LIA) als vorteilhaft erweist, liegt der Fokus auf diesen [160]. Ein wichtiges Kriterium hierfür ist die hohe gravimetrische Energiedichte von LIA. Auf diese wird im Folgenden eingegangen. In Abschnitt 2.1.1 werden die grundsätzlichen Bestandteile von LIA und deren Funktionen erläutert. In Abschnitt 2.1.2 werden anschließend Eigenschaften von LIA diskutiert. Abschnitt 2.1.3 beschäftigt sich mit Betrachtungen zu Degradationsmechanismen und der Lebensdauer von LIA. Der Abschnitt zu Traktionsbatterien wird mit Aspekten der Nutzungsphase in 2.1.4 abgeschlossen. Die vorgestellten Grundlagen werden in Kapitel 4 zu *Ladestrategien für Elektrofahrzeugflotten* und in Kapitel 5 zur Modellierung von LIA aufgegriffen.

2.1.1 Aufbau und Funktionsweise von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

In Abbildung 2.1 ist der generelle, schematische Aufbau von LIA-Systemen zu sehen. Da LIA meist modular aufgebaut sind, ist eine Verschachtelung bzw. hierarchische Struktur zu erkennen. Je nach Hersteller und Typ setzen sich LIA aus einer bestimmten Anzahl an Unterebenen zusammen. Der hierarchische Aufbau ist in die *Zell-Ebene*, die *Modul-Ebene*, die *Trog-Ebene* und die *System-Ebene*

unterteilt. Im folgenden werden diese Ebenen einzeln beleuchtet. Neuere Ansätze setzen auf eine Systemarchitektur, bei der einzelne Zwischenebenen übersprungen werden [185].¹

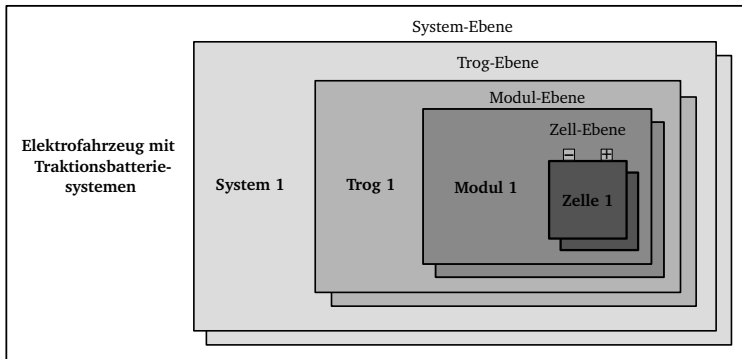


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des modularen Aufbaus eines Lithium-Ionen-Akkumulators in der Funktion einer Traktionsbatterie aufgeteilt in System-Ebene, Trog-Ebene, Modul-Ebene und Zell-Ebene.

Zell-Ebene

Die Funktionsweise eines LIA ist elektrochemischer Natur. Die Speicherung der Energie erfolgt chemisch und die Ein- und Ausspeisung elektrisch. Daher sind LIA Energiespeicher und -wandler zugleich. LIA sind eine Zusammenschaltung mehrerer *galvanischer Zellen*². Die *Volta'sche Säule* gilt als frühe Variante eines LIA mit einer technischen Anwendung als Stromquelle, bei der galvanische Zellen gestapelt bzw. in Serie geschaltet werden. Jede einzelne galvanische Zelle hat zwei metallene Elektroden, die von einem Elektrolyt umgeben sind. Der Elektrolyt fungiert als Ionenleiter, d. h. er kann elektrische Ladungen transportieren. Im Fall eines LIA sind es Li^+ -Ionen. Eine semipermeable Membran im Elektrolyt trennt beide Elektrodenbereiche, wobei jedoch der Ionentransport weiterhin möglich bleibt. Die Ein- und Ausspeisung von elektrischer Energie geschieht durch chemische Reaktionen an den Elektroden. Durch das Verbinden der Elektroden über einen Leiter wird ein elektrischer Stromfluss ermöglicht. Die Elektroden werden in *Minuspol* und *Pluspol* unterschieden. Beim Entladen von LIA kommt es am Minuspol zur Oxidation. Der Ort der Oxidation wird *Anode* bezeichnet. Am Pluspol findet eine Reduktion statt. Der Ort der Reduktion heißt *Kathode*. Es handelt sich um eine Redoxreaktion. Beim Aufladen von LIA sind die chemischen Reaktionen an den Polen vertauscht. Die Oxidation findet am Pluspol (Anode) statt und die Reduktion findet am Minuspol (Kathode) statt. LIA zeichnen sich durch die *Reversibilität* der Redoxreaktionen aus. Abbildung 2.1.1 veranschaulicht Entlade- und Ladevorgänge und zeigt ergänzend die zugehörigen Ersatzschaltbilder eines LIA. Die unteren Ebenen

¹ Batteriesysteme, die direkt in Fahrzeuge integriert werden, finden sich in der Literatur unter den englischen Bezeichnungen *cell-to-body* oder *cell-to-chassis*.

² Luigi Galvani und später Alessandro Volta gelten als Entdecker und Wegbereiter für einfache, chemische Zellen und Akkumulatoren, die als Strom- bzw. Spannungsquelle agieren.

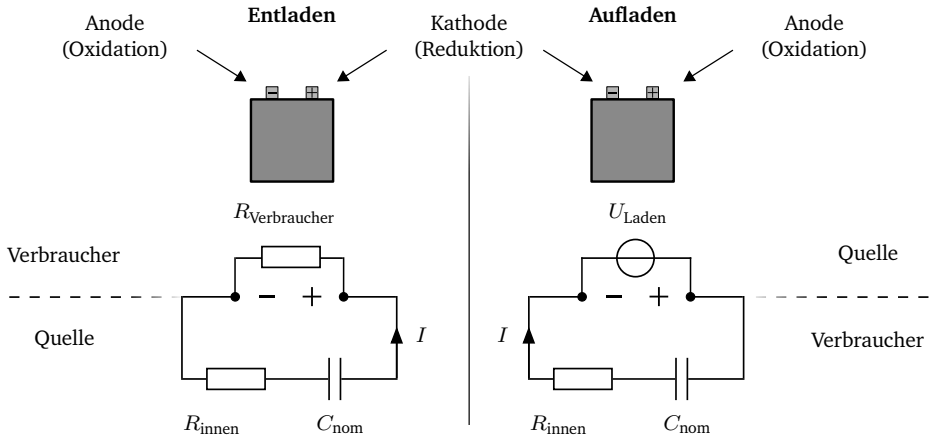


Abbildung 2.2: Entlade- und Ladevorgang von Lithium-Ionen Zellen samt Ersatzschaltbild.

sind dabei auf vereinfachte Weise als Serienschaltung von dem elektrischen Innenwiderstand R_{innen} und der nominalen Kapazität C_{nom} des Akkumulators dargestellt. Je nach Situation ist an die Pole ein Verbraucher oder eine Spannungsquelle angeschlossen. [287, Kap.6]

Hinsichtlich der Bauart gibt es unterschiedliche Zellgeometrien wie z. B. Flachzellen, zylindrische Zellen oder quaderförmige Zellen. Die Bauart der Zellen und die Wahl der Elektrodenmaterialien und des Elektrolyten beeinflussen die Nutzungseigenschaften der Zelle wesentlich. Dazu zählen die Zellspannung, die Temperaturempfindlichkeit, die Lade- und Entladeschlussspannung und der maximal erlaubte Lade- oder Entladestrom. Oftmals werden die Bezeichnungen der Unterkategorien an den Legierungen der Pole oder der Zusammensetzung des Elektrolyts festgemacht. Einige Ausprägungen von LIA sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst. [184, 257, 13]

Tabelle 2.1: Übersicht einer Auswahl an Kathoden- und Anodenmaterialien von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [184, 257, 13, 69, 258, 190].

Beschreibung	Kürzel	Nennspannung
		in V
Lithium-Cobalt-Oxid ^a	LCO	3,6
Lithium-Mangan-Oxid-Spinell ^a	LMO, LMS	3,8
Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan-Oxid ^a	NMC, NCM	3,7
Lithium-Eisen-Phosphat ^a	LFP	3,2
Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid ^a	NCA	3,7
Lithium-Titanat ^b	LTO	2,4

^a Kathodenmaterial.

^b Anodenmaterial.

Modul-, Trog- und System-Ebene

Ein Modul ist die Verschaltung mehrerer Zellen. Die Zellen können parallel oder in Reihe geschaltet werden – Kombinationen sind ebenfalls möglich. In Abhängigkeit der Schaltungstopologie ergibt sich für das Modul eine neue anliegende Spannung. Die einzelnen Zellen müssen koordiniert angesteuert werden. Das übernimmt ein Batteriemanagementsystem (BMS), welches softwaretechnisch implementiert ist. Es überwacht und reguliert den Betrieb der Zellen und übernimmt damit eine zentrale Sicherheitsfunktion. Das Management der thermischen Zell-Zustände ist entscheidend für die Leistungsbereitstellung und Sicherheit von Zellen [257]. Die Module können in einer bestimmten Anordnung in Behälter integriert werden, wo sie miteinander verschaltet werden. Diese Aggregation einzelner Module wird als *Trog*³ bezeichnet. Die Eigenschaften des Troges ergeben sich in Abhängigkeit von der Verschaltung der Module aus den Eigenschaften der einzelnen Module. Hier ist wieder eine Kombination aus Parallel- und Reihenschaltung möglich. Die Aufgaben des BMS weiten sich auf den gesamten Trog aus. Je nach Hersteller werden die Aufgaben des BMS auf ein primäres und ein sekundäres BMS verteilt. Das primäre BMS agiert auf der Modul-Ebene und überwacht die Module. Die sekundären BMS überwachen und koordinieren die einzelnen Zellen auf der Zell-Ebene. Die verschiedenen Aufgaben von BMS werden in [131, Abb. 1] detailliert beschrieben. Auf der höchsten Ebene werden die Module, welche ggf. in Trögen verbaut sind, miteinander verschaltet und bilden das LIA System. Auf dieser Ebene greifen übergeordnete Energiemanagementsysteme (EMS), welche den LIA als Ressource betrachten, und steuern dessen energetische Nutzung. Weitere Sicherheitsmechanismen auf dieser Ebene sind Schaltanlagen zur Steuerung und zum Schutz des internen elektrischen Energieflusses im System. Es wird zudem ein Konzept für die Heizung, Lüftung und Klimatisierung benötigt. Es dient der Überwachung oder Regulierung von Temperatur und Luftqualität innerhalb eines LIA, um eine Überhitzung zu vermeiden. Dies kann Teil eines *systemweiten* BMS sein oder in das übergeordnete EMS integriert werden. [8, 181]

2.1.2 Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

In diesem Abschnitt werden die Eigenschaften und die Nutzung von LIA erläutert. Die physikalischen Eigenschaften eines LIA Systems leiten sich aus denen der einzelnen Zellen ab. Die Energiemenge, die je Zeiteinheit abgerufen wird, ist in (2.1) als elektrische Leistung P_{el} angegeben. Sie ergibt sich aus der anliegenden Spannung U und dem Strom I , der fließt [257].

$$P_{el} = I \cdot U \quad (2.1)$$

Speicherkapazität und Ladezustand

Die Kapazität ist im Kontext von Akkumulatoren als die *Fähigkeit* zu verstehen, Energie zu speichern. Daher ist die nominale Energiespeicherkapazität bzw. die Nennkapazität eine zentrale Eigenschaft von LIA.⁴ Diese drückt die Ladungsmenge $Q_{max}^{initial}$ aus, welche im fabrikneuen LIA gespeichert werden kann.

³ Stellenweise wird ein Trog als *Paket* bezeichnet. Die Analogie aus dem Englischen ist ein *battery pack*.

⁴ Die Nennkapazität eines LIA ist nicht mit der elektrischen Kapazität C_{el} eines Kondensators zu verwechseln. Letztere gibt das Verhältnis aus einer Ladungsmengendifferenz ΔQ zu einer Spannungsdifferenz ΔU an und wird in der Einheit Farad gemessen. Anders als bei Akkumulatoren sinkt die Spannung hier bis auf Null ab, wenn keine weitere Ladung mehr entnommen werden kann.

Sie wird durch das Integral des aufladenden Stroms I über der Zeit berechnet und demzufolge in der Einheit Ah angegeben. Der Zusammenhang ist in (2.2) zu sehen.

$$Q_{\max}^{\text{initial}} = \int_0^{\infty} I dt \quad (2.2)$$

Die nominale Energiespeicherkapazität C_{nom} leitet sich von $Q_{\max}^{\text{initial}}$ ab, indem letztere mit der Nominalspannung multipliziert wird. C_{nom} wird in Wh angegeben. Die Ladungsmenge Q_{aktuell} , die sich zu einem gegebenen Zeitpunkt im LIA befindet, wird häufig über den Ladezustand (engl. *State-of-Charge*, SoC) ausgedrückt. Dieser stellt das Verhältnis von aktueller Ladungsmenge zur initial speicherbaren Ladungsmenge $Q_{\max}^{\text{initial}}$ dar und wird in Prozent angegeben. Der Zusammenhang ist in (2.3) gezeigt. Alternativ wird häufig die momentan gespeicherte Energiemenge E_{aktuell} in Bezug auf die nominale Energiespeicherkapazität C_{nom} angegeben. Beide Verhältnisse sind nahezu gleich, sofern die anliegende Spannung um einen engen Bereich um die Nominalspannung bleibt. [257]

$$\text{SoC} = \frac{Q_{\text{aktuell}}}{Q_{\max}^{\text{initial}}} \approx \frac{E_{\text{aktuell}}}{C_{\text{nom}}} \quad (2.3)$$

Eine Größe, welche die Schnelligkeit von Lade- und Entladevorgängen beschreibt, ist die Laderate (C-Rate), deren Berechnung in (2.4) zu sehen ist. Sie setzt den Strom I ins Verhältnis zu $Q_{\max}^{\text{initial}}$ bzw. die Entladeleistung ins Verhältnis zur Nennkapazität C_{nom} und hat daher die Einheit 1/h.

$$\text{C-Rate} = \frac{I}{Q_{\max}^{\text{initial}}} \approx \frac{P_{\text{Entlade}}}{C_{\text{nom}}} \quad (2.4)$$

Die Rampenrate beschreibt in diesem Zusammenhang die Geschwindigkeit, mit der ein LIA seine elektrische Leistung ändern kann. Die Rampenrate von LIA ist im Vergleich zu anderen Speichertechnologien wie thermischen oder kinetischen Speichern hoch. Dadurch eignen sich LIA z. B. für die Frequenzhaltung im Stromnetz (vgl. Kapitel 3). Der dynamische Übergang bei einem Entladevorgang von einem bestimmten SoC_{t-1} zum tieferen SoC_t wird Entladetiefe (engl. *depth-of-discharge*, DoD) genannt und ist in (2.5) gezeigt.

$$\text{DoD}_{t-1 \rightarrow t} = \text{SoC}_{t-1} - \text{SoC}_t \quad (2.5)$$

Der DoD ist demzufolge abhängig vom jeweiligen Energieverbrauchsprofil bzw. Zyklus zum Zeitpunkt t [169].⁵ Nicht bei jedem Zyklus ist eine vollständige Auf- und Entladung (Vollzyklus) zu erwarten. Um verschiedene Nutzungsprofile miteinander vergleichen zu können, werden äquivalente Vollzyklen (FEC) bestimmt, bei denen die einzelnen Lade- und Entladevorgänge mit der jeweiligen Zyklusamplitude gewichtet werden [192].

Anliegende Spannungen und Ströme

In den Herstellerangaben ist die Nominalspannung von Akkumulatoren angegeben. Die reale Spannung bewegt sich je nach konkreter Anwendungssituation in einem Bereich um die Nominalspannung. Die Leerlaufspannung U_{Leerlauf} beschreibt den Spannungsabfall über die beiden Pole, wenn gerade kein Verbraucher angeschlossen ist bzw. wenn gerade kein Strom fließt. Die Leerlaufspannung ist vom

⁵In der Literatur wird der Sonderfall, bei dem der Bezugsladezustand der nominalen Speicherkapazität C_{nom} entspricht, als *statischer* DoD bezeichnet.

SoC des LIA abhängig [257]. Je höher der SoC, desto höher die Spannung. Des Weiteren werden die Ladeschluss- und die Entladeschlussspannung definiert. Die Ladeschlussspannung – die anliegende Spannung nach einem vollständigen Ladevorgang – ist höher als die Nominalspannung. Sie darf nicht überschritten werden, um den LIA nicht zu beschädigen (Überladung). Die Entladeschlussspannung – die anliegende Spannung nach einer vollständigen Entladung – ist niedriger als die Nominalspannung. Sie darf nicht unterschritten werden, da dem LIA sonst bleibende Schäden drohen (Tiefenentladung). Grundsätzlich kann beim Laden von LIA zwischen dem Laden mit konstantem Strom (Konstantstrom-Ladeverfahren) und dem Laden mit konstanter Spannung (Konstantspannungs-Ladeverfahren) unterschieden werden. Um einen entladenen LIA möglichst schnell aufzuladen, wird dieser mit konstant hohem Strom gespeist. Dabei steigt die anliegende Spannung an. Ab einem gewissen Punkt wird die Spannung konstant gehalten, da diese sonst die Ladeschlussspannung überschreiten würde, und der Ladestrom mit fortschreitendem Ladevorgang verringert. Diese Kombination des Konstantstrom- mit dem Konstantspannungs-Ladeverfahrens in einem Ladeverfahren wird *IU-Ladeverfahren* (CC-CV)⁶ genannt [130].

Verluste und Effizienzen

Die entnehmbare Ladungsmenge aus einem LIA ist nicht allein durch die Nennkapazität bzw. die verbleibende Ladungsmenge gegeben. Die Schnelligkeit eines Entladevorganges beeinflusst die maximale Ladungsmenge, die entnommen werden kann, bis die *a priori* festgelegte Entladeschlussspannung erreicht wird. Dies wird in der Praxis durch die Bemessungskapazität abgebildet. Eine beispielhafte Bemessungskapazität C_{10} repräsentiert die Ladungsmenge, welche bei einem konstanten Strom über 10 h abgerufen werden kann. Aufgrund von stromabhängigen Verlusten bei Ladevorgängen ergeben sich unterschiedliche Bemessungskapazitäten.

Die Verluste, die bei Lade- und Entladevorgängen vorkommen, hängen mit dem inneren elektrischen Widerstand R_{innen} des LIA zusammen. Je größer der Innenwiderstand, desto höher die Verluste. Nach (2.7) steigen sie quadratisch mit dem Strom I . Je schneller Ladung aus einem LIA entnommen wird, desto mehr Verlustleistung P_{Verlust} entsteht. Grundsätzlich gilt folgender Zusammenhang zwischen der an einem LIA anliegenden Spannung U , dem inneren Widerstand R_{innen} und dem Strom I :

$$U = R_{\text{innen}} \cdot I \quad (2.6)$$

Für die Verlustleistung P_{Verlust} gilt:

$$P_{\text{Verlust}} = R_{\text{innen}} \cdot I^2 \quad (2.7)$$

Ein Maß zur Angabe der Effizienz beim Laden und Entladen ist der *Ladefaktor*. Dieser beschreibt das Verhältnis der Ladungsmenge beim Laden zur Ladungsmenge beim Entladen. Der Kehrwert des Ladefaktors wird *Ladungsnutzungsgrad* bzw. *Coulomb-Wirkungsgrad* genannt. Der Coulomb-Wirkungsgrad ist bei LIA nahezu 100 % [252]. Neben dem Coulomb-Wirkungsgrad ist der *energetische Wirkungsgrad* η_{Energie} von besonderem Interesse. Er kann durch das Verhältnis zweier Integrale beschrieben werden. Die Entladeleistung P_{Entladen} , gegeben durch das Produkt aus Entladespannung U_{Entladen} und Entladestrom I_{Entladen} , wird über der Zeit integriert und bildet die aus dem LIA entnommene Energie E_{Entladen} ab. Diese wird durch das Integral der Ladeleistung P_{Laden} über der Zeit geteilt, wodurch ein Energieverhältnis erlangt wird.

$$\eta_{\text{Energie}} = \frac{E_{\text{Entladen}}}{E_{\text{Laden}}} = \frac{\int_0^{t_{\text{Entladen}}} U_{\text{Entladen}}(t) \cdot I_{\text{Entladen}}(t) dt}{\int_0^{t_{\text{Laden}}} U_{\text{Laden}}(t) \cdot I_{\text{Laden}}(t) dt} \quad (2.8)$$

Der energetische Wirkungsgrad von LIA wird in der Literatur als Gesamtwirkungsgrad für Laden und Entladen bezeichnet.⁷ Für LIA gilt allgemein, dass hohe C-Raten den energetischen Wirkungsgrad senken. Höhere Außentemperaturen sorgen dagegen für eine höhere Energieeffizienz [252]. Das ist einer der Gründe für ein durchdachtes BMS, welches Temperaturabhängigkeiten berücksichtigt und die Akkumulatoren entsprechend reguliert. In manchen Situationen ist z. B. eine Vorkonditionierung (Aufwärmung) des LIA sinnvoll. Wird ein LIA über längere Zeiträume nicht genutzt, gewinnt seine Selbstentladung an Bedeutung. Diese beträgt ca. 4% pro Monat [106].

2.1.3 Gesundheitszustand und Degradation von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Die Hauptfunktion eines LIA ist die Zwischenspeicherung von elektrischer Energie. Physikalisch bedingt verlieren LIA mit der Zeit (kalendarisch) und durch ihre Nutzung (zyklisch) an Funktionalität. Der *Gesundheitszustand* (engl. *state-of-health*, SoH) eines LIA gibt Auskunft über dessen noch verbleibende Funktionalität und ist damit ein Maß für Degradation. In der Literatur wird zwischen der chemischen und mechanischen Degradation – *Alterung* – unterschieden. Im Folgenden werden physikalische Degradationsmechanismen und Einflussfaktoren der Degradation aufgezeigt. Danach werden Maßnahmen zur Beibehaltung eines hohen SoH diskutiert.

Gesundheitszustand

Der SoH ist die Angabe der noch nutzbaren Speicherkapazität im Vergleich zum Anfangszustand eines LIA. Entsprechend ist der SoH_t in (2.9) als die zum Zeitpunkt t noch maximal nutzbare Speicherkapazität $C_{\max,t}$ im Verhältnis zur anfänglichen, nominalen Kapazität C_{nom} gegeben.

$$\text{SoH}_t = \frac{C_{\max,t}}{C_{\text{nom}}} \quad (2.9)$$

Neben der Angabe der Degradation über den SoH – ein Kapazitätsverhältnis – ist die Angabe des Innenwiderstandsverhältnisses möglich, da der innere Widerstand im Zuge der Degradation zunimmt. Dies hat einen geringeren energetischen Wirkungsgrad η_{Energie} zur Folge. Näherungsweise stehen $C_{\max,t}$ und $R_{\text{innen},t}$ in einem negativen linearen Zusammenhang [vgl. 184, Gl. 2.4]. Die Fähigkeit, nach wiederholten Lade- und Entladezyklen die Ladung zu halten, wird in der Literatur als *Kapazitätserhaltung* beschrieben. Der SoH wird häufig als Indikator für die verbleibende Nutzungszeit eines übergeordneten Produktes herangezogen. In der Literatur zu Mobilität ist die Konvention verbreitet, dass ein $\text{SoH} < 80\%$ das Ende der Nutzungsphase (EoL)⁸ bezeichnet. Demzufolge wird $\text{SoH}_{\text{EoL}} = 80\%$ definiert. Des Weiteren ist zu beachten, dass bei starker Degradation eines Akkumulators Beeinträchtigungen der Sicherheit die Folge sein können [184]. Ein weiterer Nachteil ist die mit dem SoH sinkende gravimetrische bzw. volumetrische Energiedichte. Besonders bei Elektrofahrzeugen kommt dies zum Tragen, da LIA einen großen Anteil an der Gesamtfahrzeugmasse haben und diese maßgeblich den Verbrauch beeinflusst. [200]

⁷Die Effizienzketten beim Ein- und wieder Ausspeichern wird als *round-trip efficiency* bezeichnet.

⁸EoL stammt aus dem Englischen und steht für *end of life*.

Degradationsmechanismen und Einflussfaktoren

Zur mechanischen Beanspruchung kommt es z. B. durch die inhomogenen Prozesse der Lithiuminterkalation bzw. Lithiumdeinterkalation während Lade- bzw. Entladezyklen, die eine Volumenänderung der Zelle verursachen [125, 169]. Außerdem kann Degradation von LIA nach Bauteilen unterschieden werden. An der Anode kommt es zur Lithiumdendritenbildung, zur Abscheidung von metallischem Lithium und zur verstärkten Bildung einer Feststoff-Elektrolyt-Grenzphase (SEI)⁹. An der Kathode kommt es zur Bildung von Oberflächenfilmen, Zersetzungsreaktionen und strukturellen Veränderungen des Materials. Durch die beschriebenen Effekte sind mit fortschreitender Nutzung weniger Li⁺-Ionen für den Ladungstransport verfügbar. Die speicherbare Ladungsmenge wird dadurch verringert, wodurch es zum Speicherkapazitätsverlust kommt. Folglich manifestiert sich Degradation in einer über der Zeit sinkenden Leerlaufspannung. Der innere Widerstand R_{innen} wird durch das Abscheiden von metallischem Lithium höher, wodurch die Verluste beim Laden und Entladen nach (2.7) steigen. Auf weitere Degradationsprozesse der Elektroden, des Elektrolyten und der Membran wird an dieser Stelle nicht eingegangen. [125, 194]

Fattori und Agliani weisen darauf hin, dass Degradation von LIA einen zentralen Aspekt für die Gesamtnutzungsphase von Produkten darstellt [107]. Bestimmte Voraussetzungen beschleunigen den Prozess der Degradation. Dazu zählen tiefe Temperaturen, hohe C-Raten beim Aufladen und hohe Zellspannungen bzw. Ladezustände über längere Zeiträume [63, 240]. Die in Abschnitt 2.1.2 angeführte Überladung sowie die Tiefenentladung wirken sich negativ auf den SoH aus. Rothgang *et al.* zeigen den Einfluss des DoD auf den SoH auf [247]. Für 4700 FEC und einer C-Rate=2 erzielten sie mit einem DoD von 20 % einen finalen SoH von 96 %. Im Falle einer permanent starken Beanspruchung durch einen DoD über 80 % verbleibt am Ende ein SoH von 82 % bei sonst gleichen Bedingungen. Chou *et al.* untersuchen im Kontext der Mobilität den Einfluss des Fahrverhaltens auf den SoH von Traktionsbatterien. Sie schlussfolgern, dass aggressive Fahrweisen von Elektrofahrzeugen Temperaturschwankungen verursachen, die sich negativ auf den SoH auswirken [60].

Zu den kritischen Degradationsmechanismen zählt das *thermische Durchgehen*¹⁰, bei dem in kurzer Zeit, bspw. wegen eines Kurzschlusses in einer Zelle, viel Energie freigesetzt wird. Die entstehende Hitze und Verformung weitet sich auf Nachbarzellen aus, sodass es zu einem gefährlichen Brand oder gar einer Explosion kommen kann [212]. Weitere Arbeiten, die sich mit Degradationsmechanismen von LIA in mobilen Anwendungen beschäftigen, finden sich in [172] und [205].

Beibehaltung eines hohen Gesundheitszustands

Aus ökonomischen Gründen, Sicherheitsgründen und Gründen der Ressourceneffizienz ist eine Beibehaltung eines hohen SoH sinnvoll. Anwender können durch die Ansteuerung von LIA deren zyklische Degradation beeinflussen. Generell lässt sich die Lebensdauer von LIA durch geeignete Nutzung verlängern. Dies lässt sich durch die Vermeidung bzw. Minderung bekannter Degradationsmechanismen erreichen. Bspw. sollten hohe SoC möglichst vermieden und C-Raten möglichst niedrig gewählt werden. Nutzende von LIA können ihr Ladeverhalten direkt oder mittels eines übergeordneten EMS dahingehend anpassen. Jedoch steht diese Art der Nutzung ab einem gewissen Punkt u. U. im Zielkonflikt zur eigentlichen Aufgabe des LIA. Collath *et al.* zeigen in ihrer Literaturübersicht Verfahren auf, die die

⁹Die SEI (engl. *solid electrolyte interphase*) entsteht beim ersten Aufladen eines LIA und verändert sich anschließend bei jedem Lade- und Entladevorgang. Die Ausprägung der SEI beeinflusst die Speicherkapazität und Leistung des LIA.

¹⁰In der Literatur wird thermisches Durchgehen häufig mit dem englischen Begriff *thermal runaway* beschrieben.

Degradation von LIA in deren Betriebsstrategien integrieren. Neben dem EMS können entsprechende Strategien bereits im BMS integriert werden. Herstellerseitig werden softwaretechnische Begrenzungen des nutzbaren Bereichs der LIA Speicherkapazität umgesetzt [63]. Zu diesen Maßnahmen zählen die bereits erwähnten im BMS hinterlegte Ladeschlussspannung und die Entladeschlussspannung.

Die tatsächliche Beanspruchung einzelner LIA während der Nutzungsphase ist den Herstellern *a priori* nicht bekannt. Hinsichtlich der zu erwartenden Lebensdauer werden meist allgemeine Angaben gemacht: z. B. eine Angabe der garantiert erreichbaren FEC, bevor ein bestimmter SoH unterschritten wird oder eine bestimmte elektrische Leistung nicht mehr erbracht werden kann. Je nach Anwendungsgebiet finden sich ergänzende Angaben. Im Bereich der Mobilität sind dies häufig eine Mindestanzahl an Jahren oder eine Mindestlaufleistung, die garantiert werden. Die Angabe von FEC kann in den kumulierten Ladungs- bzw. Energiedurchsatz umgerechnet werden. Ob die Funktionalität eines LIA für eine bestimmte Anwendung nach dem vom Hersteller prognostiziertem EoL noch hinreichend gegeben ist, hängt von den jeweiligen Anforderungen der Anwendung ab. Moderne BMS speichern relevante Zustände der LIA ab, wodurch eine softwarebasierte Echtzeit-Approximation des SoH ermöglicht wird. In der Literatur sind unterschiedliche Modellierungsansätze vorhanden, die sich mit der SoH Bestimmung beschäftigen [32, 256]. Dies ist um Literatur ergänzt, die sich mit der Prognose des SoH befasst [56, 137, 228, 121].

2.1.4 Nutzung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Im Bereich der Elektromobilität haben sich NMC, NCA und LFP Akkumulatoren etabliert. Primär spielen dabei die spezifische Energie, die Lebensdauer, Sicherheitsaspekte und Kosten eine Rolle. Es sei erwähnt, dass die Forschung und Entwicklung von LIA vorangeht und sich in Zukunft neue Zellchemien verbreiten können. Neben ihrer primären Anwendung im Fahrzeug können Traktionsbatterien in verschiedenen Phasen des Lebenszyklus als stationäre Energiespeicher fungieren [80]. Abbildung 2.3 veranschaulicht in diesem Kontext die *Vornutzungsphase*, die *Nutzungsphase* und die *Nachnutzungsphase*, welche sich zusammengenommen als erweiterte Nutzungsphase beschreiben lassen. LIA werden als *Zero-Life-Speicher*

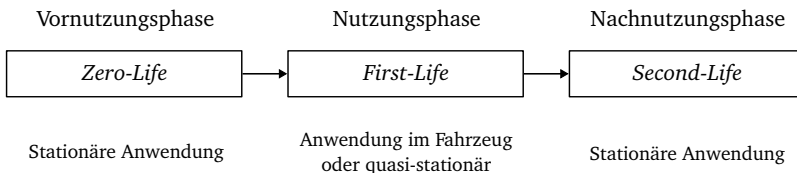


Abbildung 2.3: Übersicht der erweiterten Nutzungsphasen von Traktionsbatterien in der stationären Anwendung.

bezeichnet, wenn sie vor ihrer vorgesehenen Nutzungsphase bereits als Stromspeicher verwendet werden. Das können z. B. fabrikneue gelagerte Ersatzteile sein. Wenn LIA nach Ende ihrer Nutzungsphase aus Fahrzeugen ausgebaut werden, können sie als *Second-Life-Speicher* eine Verlängerung ihrer Nutzungsphase erleben. Nach Sterner sind LIA für vielseitige Anwendungsfelder als Stromspeicher im Netz einsetzbar – sowohl für den Erzeugungsausgleich als auch Systemdienstleistungen [271]. LFP Systeme sind vergleichsweise gut geeignet für Netzanwendungen, die durch häufige Lade- und Entladevorgänge charakterisiert sind [194]. Mehr Details zu diesen beiden Anwendungsfeldern folgen

in den Kapiteln 3 und 4. Als Langzeitspeicher sind sie im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken oder chemischen Stromspeichern anderer Art jedoch weniger geeignet [271, Abb. 13.1]. Im Jahr 2015 befassen sich Neubauer *et al.* mit dem Thema und zeigen Potenziale der Anwendung auf [220]. Fischhaber *et al.* haben in 2016 eine modellbasierte Studie veröffentlicht, die Second-Life-Konzepte für LIA aus Elektrofahrzeugen auf ökonomische und ökologische Gesichtspunkte untersucht [111]. Sie weisen auf die Wichtigkeit hin, für *Second-Life* Anwendungen vorgesehene LIA frühzeitig aus ihrer ersten Nutzungsphase zurückzunehmen, bevor rapide nicht-lineare Kapazitätsverluste eintreten. Die Nachnutzung kann durch eine schonende Betriebsweise die Lebensdauer der Batterie verlängern. Die reale Erprobung von Second-Life-Konzepten findet an verschiedenen Orten bereits statt. Eine Nachnutzung von Traktionsbatterien wird im *GUW+ Projekt* in Hannover umgesetzt. Dort finden Traktionsbatterien aus Elektrobussen Anwendung in einem stationären Speicher [53]. In Polen werden Second-Life LIA verwendet, um das Stromnetz zu stützen [307]. In der schwedischen Stadt Göteborg ist seit 2018 ein Second-Life-Speicher im Einsatz, durch den der Eigenverbrauch einer Wohnsiedlung mit Photovoltaikanlage optimiert wird [293].

Wird ein LIA nicht mehr verwendet, muss dieser entsorgt bzw. recycelt werden. Das Recycling und die Wiederverwendung von LIA sind wichtige Aspekte für die Nachhaltigkeit, die z. T. durch das Batteriegesetz (BattG) vorgegeben werden. Das BattG regelt u. a. die Rücknahme von LIA nach deren Nutzungsphase [34]. Die Kathodenmaterialien und das Lithium sind dabei die wertvollsten Bestandteile, die zurückgewonnen werden sollen. Je nach Zellchemie unterscheiden sich die Prozesse des Recyclings. Das Recycling von LFP Batterien stellt aus wirtschaftlicher Perspektive eine Herausforderung dar, da die zurückgewonnenen Rohstoffe am Markt bereits preiswert erhältlich sind [134]. Weiterhin ist zu beachten, dass Umweltauswirkungen genau zu untersuchen sind. Das Recycling von LFP Zellen verursacht bspw. mehr Emissionen als die Produktion neuer Zellen. [293]

2.2 Ladetechnologien für Elektrofahrzeugdepots

Die elektrische Energie für die Fortbewegung von Fahrzeugen muss in die Fahrzeuge ein- und gespeichert werden. Für die Leistungsübertragung kommen je nach Technologie Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC) zum Einsatz.¹¹ Auf die Leistungskette und die grundsätzlichen Technologien, die dies ermöglichen, wird im Folgenden eingegangen. In Abschnitt 2.2.1 wird auf Stromrichter eingegangen, die die Kopplung unterschiedlicher Stromarten ermöglichen. Zudem werden technische Grundlagen von Transformatoren erläutert, mit denen elektrische Netze auf verschiedenen Spannungsniveaus miteinander gekoppelt werden. Abschnitt 2.2.2 gibt eine Übersicht übergeordneter Technologien und Technologiekonstellationen für Ladeinfrastrukturen. Dabei wird auf Kommunikationsprozesse und aktuelle Normen sowie Standards eingegangen.

2.2.1 Leistungsübertragung

Elektrische Energie gelangt während des Entlade- oder Ladevorgangs aus bzw. in den jeweiligen Energiespeicher. An LIA liegt eine Gleichspannung an und es wird folglich Gleichstrom entnommen bzw. eingespeist. Im Fall von Elektrobussen werden die Module meist so verschaltet, dass auf System-Ebene Nennspannungen zwischen 600 V und 700 V anliegen [298]. Zum Zweck der Energieübertragung muss an vielen Stellen DC in AC bzw. umgekehrt gewandelt werden. Im Fall von *einphasigem* Wechselstrom oszilliert der Strom bzw. die Spannung sinusförmig in einem Leiter mit einer festen Frequenz. Im öffentlichen Stromnetz ist hier von der *Netzfrequenz* die Rede. Diese oszilliert in Kontinentaleuropa mit 50 Hz – mehr dazu in Kapitel 3. Bei hohen Leistungsbedarfen ist zudem der *dreiphasige* Wechselstrom weit verbreitet, bei dem drei Leiter mit einer jeweils um 120° phasenverschobenen sinusförmigen Wechselspannung beaufschlagt werden. Für die Wandlung zwischen verschiedenen Stromarten und die Kopplung verschiedener Netze kommen unterschiedliche elektrische und elektromagnetische Komponenten zum Einsatz. Ein *Gleichspannungswandler* wandelt eine elektrische Spannung von einem bestimmten Niveau auf ein anderes. *Gleichrichter* wandeln AC in DC und *Wechselrichter* wandeln DC in AC um. Ein *Umrichter* dient der Frequenzumwandlung von einer AC Quelle auf eine andere Frequenz. Sie werden häufig als *Frequenzumrichter* bezeichnet. Eine zentrale Rolle spielen zudem *Transformatoren*, welche Wechselstrom von einem bestimmten Spannungsniveau hoch- oder herunterspannen können. Die Frequenz bleibt dabei beibehalten. Transformatoren ermöglichen prinzipbedingt die Leistungsübertragung in beide Richtungen. Somit ist die Eigenschaft der Bidirektionalität zumindest aus technischer Perspektive gegeben. Bei den Stromrichtern ist dies nicht immer der Fall, da es von der jeweiligen Bauart abhängt. Die jeweiligen Umwandlungen werden durch die Symbole in Abbildung 2.4 gekennzeichnet. Moderne Gleich- und Wechselrichter basieren auf Leistungselektronik, die die Konvertierungsvorgänge regeln. Dies wird durch hochfrequente Schaltelemente ermöglicht [287, Kap.5]. Ein Umrichter besteht aus einem Gleichrichter, der DC erzeugt, und einem nachgeschalteten Wechselrichter, der auf die gewünschte Frequenz wandelt. Transformatoren spielen eine wichtige Rolle für die elektrische Energieübertragung. Aufgrund ihrer Relevanz für die Gesellschaft werden die technischen Grundlagen in Abschnitt A.1.1 im Anhang detaillierter erläutert. Aus übergeordneter Sicht agiert der Transformator als ein verlustbehafteter Energiewandler und hat daher Implikationen für das Energiemanagement. Die energetischen Verluste lassen sich mit einem Wirkungsgrad angeben, der von der Belastung des Transformators abhängt. Da für unterschiedliche Leistungsklassen i. d. R. dedizierte Transformatoren

¹¹Die Abkürzungen für die Stromarten stammen aus dem Englischen. Wechselstrom (*engl. alternating current*) wird mit AC und Gleichstrom (*engl. direct current*) mit DC abgekürzt.

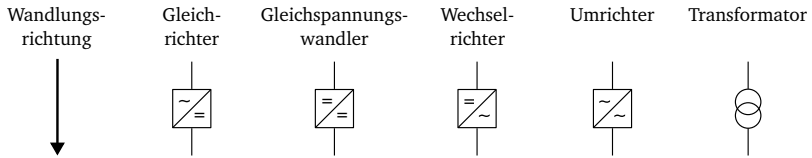


Abbildung 2.4: Elektrische Symbole für Gleichrichter, Gleichspannungswandler, Wechselrichter, Umrichter und Transformatoren in Abhängigkeit der Wandlungsrichtung.

entwickelt werden, sind diese meist effizienzoptimiert. Der *nominale* Wirkungsgrad η_{nom} gibt die Effizienz im Belastungszustand an. Hierbei dominieren die Kupferverluste (vgl. Abschnitt A.1.1). Der Wirkungsgrad η_{nom} liegt für gewöhnlich über 99 %. Bei manchen Bauformen von Transformatoren im MVA-Bereich wird die entstehende Verlustwärme an ein Ölbad abgegeben, in dem sich die Wicklungen befinden. Von dort dissipiert die Wärme über das Gehäuse an die Umgebung. Die Lebensdauer von Transformatoren wird durch die Anzahl der Laständerungen und die Außentemperatur beeinflusst. Ist ein unter Wechselspannung stehender Transformator nur zeitweise im Einsatz, spielen die Eisenverluste eine nicht mehr vernachlässigbare Rolle. Dieser Aspekt ist bei *Ortsnetztransformatoren*, die vom Mittelspannungsnetz auf das Niederspannungsnetz herunterspannen, relevant und wird über den *Jahreswirkungsgrad*¹² abgebildet. Transformatoren stellen durch ihre Bauform, bei der die elektrischen Leiter an Ein- und Ausgang getrennt voneinander sind, eine galvanische Trennung dar. Die elektrische Energie wird rein magnetisch übertragen. Durch dieses Merkmal wird in manchen Anwendungen eine Sicherheitsanforderung erfüllt. [248, 242, 189]

Transformatoren in der klassischen – eben beschriebenen – Bauweise sind eine reife Technologie. Es gibt Untersuchungen, die sich mit neuartigen Spannungswandlern befassen. Diese ermöglichen im Gegensatz zum passiven Transformator eine aktive Spannungshaltung sowie das Monitoring des Transformators selbst. Steuerer *et al.* haben für Offshore-Windparks eine Testumgebung mit einer Gesamtleistung von 5 MVA und bis zu 24 kV gebaut. Die Testumgebung basiert auf einzelnen Multi-Ebenen Gleichspannungswandlern bis jeweils 6 kV, welche digital angesteuert werden [272]. Steimer zeigt deren potenzielle Verwendung im Verteilnetz auf [270].

Beim Laden von Elektrofahrzeugen aus dem Stromnetz passieren i. d. R. mehrere Stromwandlungen zwischen dem Energieerzeuger und dem Fahrzeug. Auf die elektrische Energieübertragung von Erzeugern bis zum Standort eines Verbrauchers wird in Kapitel 3 eingegangen. Der vor Ort aus dem Netz entnommene Strom muss vor der Einspeisung in den LIA in DC gewandelt werden. Die Gleichrichtung erfolgt entweder direkt im Fahrzeug über ein sogenanntes Bordladegerät¹³ oder bereits in der Ladestation über ein externes Ladegerät. Ein Ladegerät baut auf Leistungsübertragungskomponenten auf und wandelt die an einem Versorgungspunkt vorhandene Stromart auf die für eine jeweilige Anwendung notwendige Stromart um. Ob ein Ladegerät im Fahrzeug oder extern verbaut wird, hängt hauptsächlich von der zu übertragenden Leistung ab und wird im folgenden Abschnitt erläutert. Es haben sich mit Bezug auf die Stromart, die zwischen Fahrzeug und Ladestation fließt, die Begriffe AC-Laden und DC-Laden etabliert. [163, 244]

¹²Der Jahreswirkungsgrad entspricht dem Verhältnis der über ein Jahr kumulierten Energiemenge auf der Verbraucher- bzw. Sekundärseite zu der kumulierten Energiemenge auf der speisenden Primärseite. Somit werden nicht nur situative Wirkungsgrade berücksichtigt, sondern implizit die tatsächliche Belastungsdauer im Vergleich zur gesamten Einschaltdauer berücksichtigt.

¹³Synonym wird das Bordladegerät häufig mit dem englischen Begriff *on-board charger* beschrieben.

2.2.2 Leistungswandlungssysteme für Elektrofahrzeuge

Leistungswandlungssysteme sorgen für den Energiefluss zwischen einem Speichersystem, z. B. LIA, und dem angeschlossenen Stromnetz bzw. weiteren angeschlossenen Lasten. Sie bauen auf den eben betrachteten Komponenten für die Leistungsübertragung auf. Je nach Topologie des Leistungswandlungssystems werden verschiedene Ladetechnologien unterschieden. Tabelle 2.2 fasst neben AC-Laden und DC-Laden weitere Ladetechnologien aus dem Bereich der Elektromobilität zusammen und zeigt die erforderlichen Netzanschlüsse für die Ladeinfrastruktur.

Tabelle 2.2: Leistungsbezogene Kennwerte je nach Ladetechnologie in Anlehnung an den *Technischen Leitfaden – Ladeinfrastruktur Elektromobilität* des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [52, 37].

Ladetechnologie	Ladeleistung	Ladestrom	Netzanschluss der Ladeinfrastruktur
	in kW	in A	-
AC-Laden (einphasig)	bis 3,7	16	AC einphasig (230 V, 16 A)
AC-Laden (dreiphasig)	bis 22	32	AC dreiphasig (400 V, 3×32 A)
DC-Laden	bis 150	200	AC dreiphasig (400 V, 3×125 A)
Hochleistungs-DC-Laden	bis 350	500	AC dreiphasig (400 V, 3 × 125 A)
Megawatt Laden mit DC ^a	bis 4500	3000	Anschluss ans Mittelspannungsnetz

^a Stand 2024 in der Entwicklung [267].

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass neben induktiven Ladetechnologien das *induktive* Laden zwischen 3,7 kW und 22 kW möglich ist. Dies wird jedoch nicht weiter betrachtet. *Bidirektionales* Laden¹⁴ bedeutet in diesem Kontext, dass LIA in Verbindung mit der passenden Ladeinfrastruktur im geparkten Zustand eines Fahrzeugs entladen werden können. Das ermöglicht das Zurückspeisen von Energie in ein lokales oder in das öffentliche Stromnetz. Je nach Leistungsklasse und bidirektionaler Fähigkeit gelten besondere Anforderungen an die leistungsübertragenden Komponenten sowie die Kommunikationsprotokolle, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Topologie von Leistungswandlungssystemen auf Depotebene

Das Ladestationsmanagementsystem (CSMS)¹⁵ ist die übergeordnete Einheit, bei der die Steuerung der einzelnen Ladestationen eines Standortes koordiniert wird. Abbildung 2.5 zeigt eine in Anlehnung an den *Freien Ladepunkt Kommunikationsstandard* (OCPP)¹⁶ mögliche Kommunikations-Konstellation auf einem Betriebshof einer Elektrofahrzeugflotte. Zu sehen sind das EMS, CSMS, eine exemplarische Ladestation, ein lokaler Regler, ein lokales Kommunikationsnetz und externe Drittanbieter, die u. U. beteiligt sind. Die Zusammenarbeit mit einem Drittanbieter, wie z. B. einem virtuellen Kraftwerk¹⁷,

¹⁴Bidirektionales Laden wird in der ISO 15118 als *rückwärtsgerichtete Leistungsübertragung* bezeichnet [163].

¹⁵CSMS steht für die englische Bezeichnung *Charging Station Management System*.

¹⁶OCPP steht für die englische Bezeichnung *Open Charge Point Protocol*. Es handelt sich um ein herstellerunabhängiges Anwendungsprotokoll für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastruktur.

¹⁷Ein virtuelles Kraftwerk ist im Strommarktcontext eine spezielle Art eines Aggregators (vgl. Kapitel 3), der eine Vielzahl kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen koordiniert steuert, sodass sie der Wirkung eines größeren Kraftwerks gleichkommen.

erfordert die notwendige Übertragungsleistungskapazität. Ist diese nicht vorhanden, muss die erforderliche Infrastruktur zunächst errichtet werden. Röpcke *et al.* weisen darauf hin, dass dies i. d. R. nur mit der Abstimmung des lokalen Stromnetzbetreibers möglich ist [vgl. 246, Tab. 1]. Je nach der Situation vor Ort ergibt sich eine Vielzahl an möglichen Kommunikationskonstellationen. Sind bspw. Erneuerbare-Energien-Anlagen oder stationäre Speicher vor Ort, ist es ratsam, diese in das EMS des Standortes zu integrieren. Das EMS dient in diesem Fall als übergeordneter *Dirigent* von Erzeugungsanlagen, stationären Speichern und des Ladeparks, welcher mehrere Ladestationen umfassen kann. Eine Ladestation kann eine oder mehrere Versorgungseinrichtungen für Elektrofahrzeuge

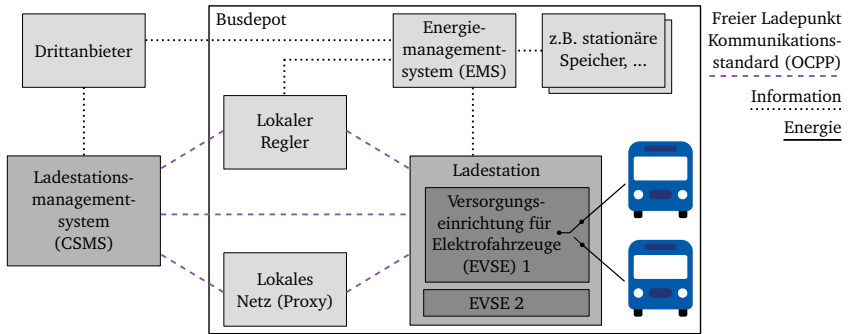


Abbildung 2.5: Beispielarchitektur eines mit dem OCPP kommunizierenden verbundenen Ladeparks auf einem Betriebshof. In Anlehnung an [232].

(EVSE)¹⁸ haben. Diese wiederum können mehrere Verbindungsmöglichkeiten besitzen. Für niedrige Ladeleistungen im einstelligen kW-Bereich wird kein dediziertes EVSE benötigt. EVSE kommen ab 400 V AC-Laden ins Spiel. Für kommerzielle Fahrzeuge, die mit Ladeleistungen ab 50 kW geladen werden, wird das Ladegerät laut Khalid *et al.* nicht mehr im Fahrzeug verbaut, sondern befindet sich in der Ladestation [vgl. 179, Tab. 3]. Die Energieeffizienz einer Ladestation vom Hersteller Heliox mit 180 kW maximaler Ladeleistung beträgt nominal 96,3 % und maximal 97,2 % [144]. Nach Brinkel *et al.* bzw. Schram *et al.* liegt die kombinierte Effizienz einer Batterie zusammen mit einem Umrichter beim Entladen und Laden bei ca. 87 % [31]. Komarnicki *et al.* zeigen eine ergänzende Übersicht von Ladestationskomponenten und Schnittstellen. Ihre Referenzarchitektur für intelligente Energieversorgungsnetze bietet darüber hinaus eine gute Übersicht verbindender Kommunikationsstandards für unterschiedliche Ebenen des Elektrizitätsversorgungsnetzes. Sie dienen u. a. der Anbindung von Drittanbietern an einen Betriebshof. [187]

Die digitalen Kommunikationsmöglichkeiten werden kontinuierlich verbessert. In 2018 wird die zweite Version des OCPP veröffentlicht. Die letzten Neuerungen sehen u. a. flexible Start- und Stoppzeiten von Energietransaktionen vor. Die gewonnene Flexibilität kann von übergeordneten EMS genutzt werden. Die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Netzen (*engl. vehicle-to-grid, V2G*) wird zu einem Großteil durch den ISO Standard 15118 vorgegeben [163]. Der Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) hat zur ISO 15118 eine ergänzende Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven

¹⁸EVSE steht für die englische Bezeichnung *Electric Vehicle Supply Equipment*.

Backends¹⁹ an einen Elektrobuss veröffentlicht (vgl. VDV-Schrift 261) [295]. Des Weiteren finden sich in der *VDV-Schrift 463* Standards zu Daten-Schnittstellen zum Lademanagementsystem im Rahmen des Betriebshofmanagements [296]. Einen Einblick in den Ablauf vom Stromfluss, über Schutzmechanismen und Kommunikationstechnologien, die einen einzelnen Ladevorgang betreffen, gewährt Abbildung 2.6. Für den Elektrobuss übernimmt der Kommunikationscontroller für Elektrofahrzeuge (EVCC)²⁰ die Kommunikation und Steuerung mit dem LIA und dem EVSE [163].

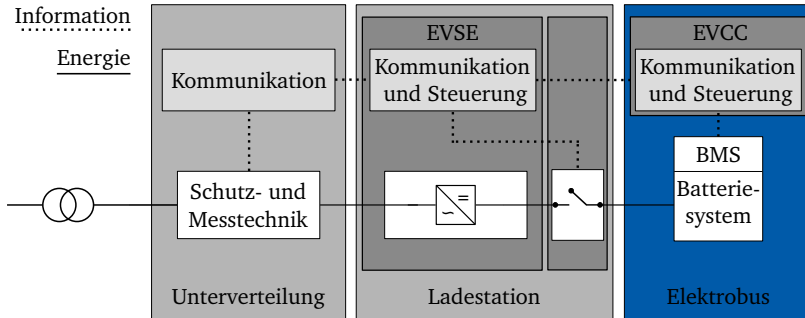


Abbildung 2.6: Schaltplan einer elektrischen Unterverteilung, einer angeschlossenen Ladestation und eines Elektrobusses. In Anlehnung an [128, 201, Abb. 4.16].

Steckerarten für Ladetechnologien

An dieser Stelle wird ein Überblick der Lademodi und Steckerarten gegeben. In 2010 beginnen in der EU die Bemühungen um einen dedizierten Ladekabel- und Steckerstandard für den Automobilbereich. Es werden drei Typen in den entsprechenden Standard *DIN EN IEC 62196* aufgenommen, der das Laden mit AC beschreibt. In der Norm werden zudem vier Ladebetriebsarten bzw. Lademodi unterschieden. Von Lademodus eins bis vier steigert sich die mögliche Übertragungsleistung, wobei ebenso der Steuerungsaufwand steigt. Die ersten drei Lademodi basieren auf AC-Laden. In der EU dominiert Lademodus drei im Zusammenspiel mit dem EN 62196 Typ-2 Stecker. Im Lademodus vier – dem DC-Laden – wird der Ladevorgang durch ein externes Ladegerät gesteuert [248]. Seit 2012 gibt es eine Variante mit erweiterter Funktionalität. Laden mit DC wird in einem Stecksystem mit dem Typ 1 bzw. dem Typ 2 vereint, indem die jeweiligen Steckertypen um 2 DC Pole ergänzt werden. Das entstandene *kombinierte Ladesystem (CCS)*²¹ wurde in 2013 von der EU Kommission als Standard festgelegt und ist seitdem in Europa am weitesten verbreitet. Die Kommunikation der beteiligten Komponenten basiert auf der *DIN EN IEC 61851*, welche sich mit konduktiven Ladesystemen für Elektrofahrzeuge befasst [73]. Im asiatischen Raum etabliert sich der CHAdeMO (CHAdEMO) Standard, welcher hauptsächlich in Japan entwickelt wird [57]. In Nordamerika findet sich der SAE J1772 Typ-1 Stecker bzw. die

¹⁹Ein *Backend* bezeichnet in der Informationstechnologie den Teil eines Software und Hardware Systems, der im Hintergrund läuft, ohne dass Endanwender mit diesem in Kontakt kommen.

²⁰EVCC steht für die englische Bezeichnung *Electric Vehicle Communication Controller*.

²¹CCS steht für die englische Bezeichnung *Combined Charging System*.

spätere Erweiterung Combo-Typ-1 (vgl. CCS). In 2024 befindet sich der SAE J3400²² Standard in der Entwurfsphase, welcher auf dem Steckersystem vom Automobilhersteller Tesla aufbaut. Tabelle 2.3 trägt verbreitete normierte Steckertypen und Ladestandards zusammen. Es sei erwähnt, dass die maximal übertragbaren Leistungen vom Zusammenspiel der beteiligten Komponenten abhängen, wodurch teilweise geringere Ladeleistungen erzielt werden als in der Tabelle dargestellt. Ladestationenhersteller

Tabelle 2.3: Übersicht einer Auswahl gängiger Kombinationen von Ladestandards und Steckertypen für das Laden von Elektrofahrzeugen mit deren maximalen Strom-, Spannungs- und Leistungswerten [248, 73, 57, 157, 156].

Beschreibung	AC-Laden			DC-Laden		
	I_{\max}	U_{\max}	P_{\max}	I_{\max}	U_{\max}	P_{\max}
	in A	in V	in kW	in A	in V	in kW
SAE J1772 Typ-1 (Level 1) ^b	16	120	1,9	✗	✗	✗
SAE J1772 Typ-1 (Level 2) ^b	80	240	19,2	✗	✗	✗
EN 62196 Typ-2 (einphasig) ^a	32	230	7,4	✗	✗	✗
EN 62196 Typ-2 (dreiphasig) ^a	63	400	43	✗	✗	✗
Combo-Typ-1 ^b	80	240	19,2	500	1000	350
Combo-Typ-2 CCS 1.0 ^a	63	400	43	200	500	100
Combo-Typ-2 CCS 2.0 ^a	63	400	43	500	1000	350
SAE J3400 oder NACS ^b	80	277	52	250	1000	250
CHAdEMO 2.0 ^c	✗	✗	✗	400	1000	400
CHAdEMO 3.0 ^c	✗	✗	✗	600	1500	900

^a Primär in Europa verbreitet.

^b Primär in Nordamerika verbreitet.

^c Primär im asiatischen Raum verbreitet.

in Europa bieten bereits Modelle an, die wenige Hundert kW stellen können. Das Modell *E.ON Drive Booster* von der E.ON Energie Deutschland GmbH lädt mit 150 kW [79]. Heliox verkauft Ladestationen mit 180 kW Ladeleistungen. Der Solaris *Charging Park* verfügt über einen flüssigkeitsgekühlten Hochleistungs-Ladeanschluss, der bis zu 300 kW erreicht. Es sei erwähnt, dass über Pantographen bis zu 600 kW möglich sind [268]. Für Leistungswandlungssysteme im Megawattbereich gelten abweichende Anforderungen. Entsprechende Normen sind jedoch zunächst in der Entwurfsphase. Abschnitt A.1.2 im Anhang fasst Literaturhinweise hinsichtlich Standards und Normen zu Ladetechnologien zusammen.

²²Der Standard wird NACS (engl. North American Charging System) bezeichnet.

2.3 Elektrobusflotten

Eine Studie der VDE Renewables GmbH beschreibt das Voranschreiten der Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen. Zank und Heininger zeigen in der Studie wichtige Schritte für die Elektrifizierung bestehender Busdepots auf. Zentrale Überlegungen widmen sich dabei der Fahrzeugauswahl, dem Energiemanagement, dem Aufbau des Betriebshofes, der Betriebsabläufe und der Überarbeitung des Routenmanagements [308]. Auf der einen Seite haben Busflottenbetreiber die Möglichkeit, konventionelle Busse umzurüsten. Auf der anderen Seite werden von verschiedenen Herstellern neue Elektrobusmodelle auf den Markt gebracht, die Busflottenbetreiber erwerben können [77]. Für den städtischen Personentransport kommen sog. *Niederflurbusse* zum Einsatz. In dieser Kategorie gibt es verschiedene Bustypen, die sich meist in ihrer Länge unterscheiden. Sie haben unterschiedliche Eigenschaften wie die Passagierkapazität, die Speicherkapazität des Batteriesystems und die Verbräuche. Für diese Arbeit wird der *Standard-Niederflurbus* und der *Gelenk-Niederflurbus* eingeführt. Der Standard-Niederflurbus hat eine Länge von ca. 12 m und der Gelenk-Niederflurbus eine Länge von ca. 18 m. Tabelle 2.4 trägt einige Elektrobusmodelle mit Angaben zu wählbaren Speicherkapazitäten und einer Spanne an erzielbaren Reichweiten zusammen. Elektrobushersteller schränken die tatsächlich nutzbare Speicherkapazität ein, um Degradationsprozessen vorzubeugen. Bei dem IVECO E-Way sind dadurch bspw. 7,79 % der Speicherkapazität nicht nutzbar [155]. Die Reichweite hängt von der gewählten Ausstattungsvariante der Traktionsbatterie und vom jeweiligen Streckenverbrauch ab. Die Herstellerangaben basieren meist auf einer günstigen Fahrweise und Umweltbedingungen.

Tabelle 2.4: Übersicht technischer Eigenschaften einer Auswahl an Bustypen in der Kategorie der elektrischen Standard- (12m) und Gelenk-Niederflurbusse (18m) [68, 66, 67, 54].

Beschreibung	Typ	Speicherkapazität	Spanne der Reichweiten
		in kWh	in km
Daimler eCitaro	Standard	288 – 396	170 – 320
Daimler eCitaro	Gelenk	396 – 694	170 – 270
MAN Lion's City 12 E	Standard	320 – 480	170 – 350
MAN Lion's City 18 E	Gelenk	480 – 640	200 – 270
BYD Enviro200EV	Standard	348	bis 260
Solaris Urbino 12 electric	Standard	300 – 600	bis 600
Solaris Urbino 18 electric	Gelenk	550 – 800	200 – 600
Iveco E-WAY full electric 12m	Standard	346 – 485	bis 400
Iveco E-WAY full electric 18m	Gelenk	416 – 624	bis 300

Die Reichweite ist für die Routenplanung bzw. das Flottenmanagement relevant. In Kapitel 5 wird auf das in dieser Arbeit verwendete Flottenmanagement eingegangen. Die in Tabelle 2.4 gezeigten Elektrobusse verfügen über steckerbasierte Lademöglichkeiten. Gängige Ladeleistungen liegen zwischen 100 kW und 150 kW [68, 66, 67, 54]. Wie aus Tabelle 2.3 hervorgeht, gibt es bereits Entwicklungen zu höheren Ladeleistungen im Bereich des DC-Ladens. Der Daimler eCitaro, welcher mit 150 kW geladen werden kann, benötigt schätzungsweise zwei Stunden, um vollständig aufgeladen zu werden. Manche Hersteller bieten optional einen zusätzlichen Pantographen an, wodurch sich die Ladeleistung steigern und die Ladedauer verkürzen lässt.

Der von Zank und Heinger angeführte Aspekt des Energiemanagements spielt für die zuverlässige Personenbeförderung eine zentrale Rolle. Schließlich können Elektrobusse nur fahren, wenn sie für die vorgesehene Strecke hinreichend aufgeladen sind. Fay trägt in seiner Dissertation eine umfassende Übersicht zu berücksichtigender Aspekte zusammen, die die Elektrifizierung eines Busdepots beeinflussen, und führt ebenfalls die zentrale Rolle des Energiemanagements an [108]. Zudem müssen die energetischen Interaktionen der Elektrobusse mit der Umgebung auf dem Betriebshof abgestimmt werden. Bei größeren Flotten muss ggf. ein neuer Stromnetzanschlusspunkt geschaffen werden [308]. Aus diesen Gründen ist der Energieverbrauch der Fahrzeuge ein zentraler Aspekt für das Betriebshofmanagement. Lampropoulos *et al.* zählen den Bustyp, den Routentyp, die Außentemperatur, die Windgeschwindigkeit, die Fahrerfahrung sowie das Datum und die jeweilige Tageszeit zu den zentralen Einflussfaktoren des elektrischen Verbrauches während der Fahrt [199].

Aufgrund seiner Relevanz wird der Verbrauch von Elektrobussen im Folgenden tiefergehend erläutert. Schulze rechnet für Standard-Niederflurbusse bei einer günstigen Referenztemperatur von 20 °C mit einem elektrischen Verbrauch von 1,45 kWh/km. Für Gelenk-Niederflurbusse kommt er auf 2,05 kWh/km. Für den Fall von Temperaturabweichungen um 10 °C von der Referenztemperatur steigt der elektrische Verbrauch um 30 % [259]. Raab *et al.* simulieren die Verbräuche für Standard- und Gelenk-Niederflurbusse in unterschiedlichen Szenarien und zeigen, dass für beide Bustypen bei ungünstigen Bedingungen eine Steigerung des Verbrauchs um ca. 72 % im Vergleich zu den günstigen Bedingungen zu erwarten ist [243]. Sie berücksichtigen dabei unterschiedliche Verkehrsaufkommen und jahreszeitabhängige Wetterbedingungen. Darüber hinaus tragen Brinkel und Vepsäläinen weitere Kennwerte zum elektrischen Energieverbrauch inkl. Nebenverbrauchern zusammen, auf die an dieser Stelle nicht detaillierter eingegangen wird [31, 243]. Das Onlinemagazin *Sustainable Bus* beschreibt reale Erprobungen und Erfahrungen mit Elektrobussen. In einem Beispiel wird der Einfluss des Fahrers auf den Verbrauch beziffert. Wird von der Möglichkeit zur Rekuperation beim Entschleunigen kein bewusster Gebrauch gemacht und stattdessen mechanisch gebremst, können insgesamt ca. 5 % der benötigten Energie für die Fortbewegung durch Rekuperation gestellt werden. Der gezielte Einsatz von Rekuperation durch geschulte Busfahrer kann dahingegen bis zu 40 % der Fortbewegungsenergie stellen [278]. Des Weiteren wird in [278] berichtet, dass während Ladevorgängen mit bis zu 20 % Energieverlusten zu rechnen ist. Während eines dreitägigen Testlaufs werden in [277] durchschnittliche Verbräuche von drei Elektrobussen ermittelt. Dabei wird eine Verbrauchsspanne für Standard-Niederflurbusse zwischen 1,65 kWh/km und 1,84 kWh/km bestimmt. Einen erheblichen Einfluss auf den elektrischen Verbrauch haben elektrische Heizungen in den Fahrzeugen. Bspw. steigt der Verbrauch an einem Wintertag mit –10 °C von unter 2 auf ca. 2,4 kWh/km an. Manche Bustypen verfügen über eine Heizung mit Dieselaggregat. Dadurch fällt der elektrische Verbrauch im Winter mit ca. 1,5 kWh/km geringer aus. Unter vorteilhaften Bedingungen wie einem erfahrenen Fahrer, geringem Verkehr und einer Außentemperatur von ca. 20 °C kann ein Standard-Niederflurbus einen geringer Verbrauch von 0,8 kWh/km erzielen [277]. In einem nicht repräsentativen Testlauf konnte ein Verbrauch von 0,61 kWh/km für einen Standard-Niederflurbus erzielt werden. Dabei fuhr der Elektrobuss für 12 Stunden mit ca. 46 km/h ohne Heizung, Klimaanlage oder Verkehr auf einem abgeschlossenen Gelände. Nach einer initialen vollständigen Aufladung können 527 km zurückgelegt werden. Es wird allerdings ein kritischer DoD von 96 % in Kauf genommen. [276]

Ein Elektrobussenflottenbetreiber hat in Anbetracht seiner Flottenverbrauchscharakteristiken verschiedene Möglichkeiten, sein Energiemanagement auszugestalten. In Kapitel 4 werden unterschiedliche Ladestrategien beleuchtet, die zum Einsatz kommen können. Ein softwaretechnisches Werkzeug, um der komplexen Aufgabe des EMS für einen vernetzten Elektrobussenflottenbetriebshof nachzugehen, wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

2.4 Gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren

In diesem Abschnitt werden die mathematischen Grundlagen des zur Anwendung kommenden Optimierungsverfahrens erläutert.²³ Ein Optimierungsverfahren beschreibt den allgemeinen Ablauf, um eine oder mehrere Lösungen eines Optimierungsproblems zu finden. Der Probleminhaber kann dabei eines oder mehrere Zielkriterien verfolgen. Dabei steht das Ziel, welches verfolgt wird, im Mittelpunkt. Unternehmen und Wissenschaft greifen auf Optimierungsverfahren zurück, um ihre jeweiligen Fragestellungen effizient und zuverlässig zu beantworten. Häufig handelt es sich dabei um ökonomische Aspekte, die optimiert werden sollen. In diesen Fällen werden meist Kosten minimiert bzw. Erlöse maximiert. Zudem können ökonomische Ziele verfolgt werden, ohne dass explizit Kosten oder Erlöse abgebildet werden. Bspw. führt eine Minderung von Wartezeiten in einer Prozessabfolge in ausgewählten Fällen zu einer übergeordneten Kostenersparnis des Gesamtprozesses. Neben ökonomischen Zielen können Ziele anderer Natur ebenso aufgestellt werden. Z. B. kann sich ein Akteur zum Ziel setzen, seine Treibhausgasemissionen zu minimieren. In diesem Fall gilt es, die durch die Prozesse hervorgerufenen Treibhausgasemissionen als Funktion der Entscheidungen abzubilden. [170]

Im allgemeinen Fall können eben genannte Ziele mathematisch durch eine *Zielfunktion* ausformuliert werden. Optimierung bedeutet die Bestimmung eines Maximums oder Minimums. Die zu treffenden Entscheidungen²⁴ werden als *Entscheidungsvariablen* dargestellt. Entscheidungsvariablen sind algebraisch gesehen *Unbekannte*, die bestimmt werden müssen. Zusammen mit weiteren *Parametern*, die eine bestimmte Problemstellung²⁵ ausmachen, fließen sie in die Zielfunktion mit ein. Zudem treten Einschränkungen auf, welche den Entscheidungsvariablen Grenzen setzen. Über *Nebenbedingungen* werden diese Einschränkungen mathematisch abgebildet. [170, 275]

In der Phase der Modellbildung werden die zentralen Modellobjekte eines Problems identifiziert. Dies sind Elemente oder Aspekte der Realität, die abgebildet werden sollen. Im mathematischen Sinne sind Objekte Variablen, Terme und Relationen. Daraus ergeben sich meist die Indizierungen, mit denen Entscheidungsvariablen, Parameter und Nebenbedingungen fortlaufend aufgelistet werden können. Das Modell ist vollständig, wenn alle gewünschten Modellobjekte festgehalten, Zusammenhänge abgebildet und die Zielfunktion definiert sind.²⁶ Werden die mathematischen Zusammenhänge im Rahmen der Modellbeschreibung ausführlich deklariert, ist die Rede von einer *deklarativen* Modellbeschreibung.²⁷ Dann können das Modell, die Daten und das Lösungsverfahren getrennt betrachtet werden. Abbildung 2.7 zeigt den allgemeinen Ablauf von Optimierungsverfahren, die auf eine deklarative Modellbeschreibung aufbauen. Diese funktionale Trennung im Rahmen von Optimierungsverfahren hat sich früh etabliert und stellt einen zentralen Zweig von Optimierungsverfahren dar. Sie hat den Vorteil der Modularität, da auf diese Weise dieselbe Modellstruktur²⁸ mit unterschiedlichen Datensätzen parametrisiert werden kann. Weiterhin können verschiedene Lösungsverfahren zum Einsatz kommen,

²³In der Literatur finden sich viele Lösungsansätze für Optimierungsprobleme unter dem Begriff der *mathematischen Optimierung*, welche synonym zur *mathematischen Programmierung* verwendet wird [170, S.2].

²⁴Entscheidungen werden vom Problemsteller getroffen. Variablen werden vom Modellierer gewählt [170].

²⁵Durch unterschiedliche Datensätze entstehen aus demselben abstrakten Problem unterschiedliche, konkrete Probleminstanzen.

²⁶Kallrath betont die Wichtigkeit eines Bewusstseins dafür, dass Modelle *immer* nur eine Reduzierung der Realität abbilden. Begriffe und Sprache überhaupt seien Produkte eingeschränkter Wahrnehmung. Bei einer späteren Ergebnisinterpretation darf dies nicht vergessen werden. [170]

²⁷Als Beispiele für deklarative Modellbeschreibung sind die algebraischen Modellierungssprachen *General Algebraic Modeling System* (GAMS) und *A Mathematical Programming Language* (AMPL) zu nennen. GAMS geht 1970 aus einem Vorhaben der Weltbank hervor und wird 1985 kommerzialisiert. AMPL taucht 1985 das erste mal auf und wird seitdem ergänzt. [170]

²⁸Die *Modellstruktur* ergibt sich aus der mathematischen Formulierung der realen Zusammenhänge. Für dieselbe Problemstellung gibt es häufig unterschiedliche Modellierungsvarianten.

um dasselbe Modell zu lösen. Auf diese Weise kann die Wahl des Lösungsalgorithmus nach dessen Performanz gerichtet werden. Die Performanz kann für dieselbe Modellstruktur je nach Parametrierung unterschiedlich ausfallen, weshalb die Modularität von Vorteil ist.

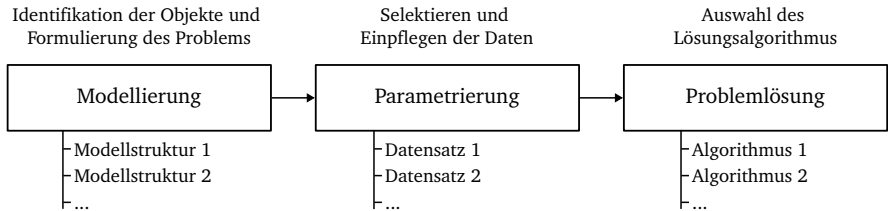


Abbildung 2.7: Schema eines allgemeinen deklarativen Optimierungsverfahrens.

Alternativ können Optimierungsverfahren *prozedural* bzw. *imperativ* gestaltet werden. Dabei verschmelzen das eigentliche Modell und der Lösungsalgorithmus und bilden *einen* zusammenhängenden Modellierungs- und Lösungsfindungsprozess. Prozedurale Sprachen für diese Art von Optimierungsverfahren sind u. a. C, Fortran und Pascal. [170]

Gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren gehören zu den exakten Optimierungsverfahren.²⁹ *Exaktheit* bezieht sich zum einen auf die Problemformulierung – wenn physikalische Zusammenhänge im Modell exakt nachgebildet werden, handelt es sich um ein *white-box* Modell – und zum anderen auf die Lösungsalgorithmen, welche in Abschnitt 2.4.3 genauer erläutert werden. Zu den Vorteilen dieser Verfahren zählen folgende Punkte [275]:

- Es wird identifiziert, wenn eine Problemformulierung unzulässig ist bzw. es keine Lösung gibt;
- Die Optimalität einer Lösung kann sichergestellt werden. Dadurch lässt sich die Lösungsqualität garantieren und bewerten. Die Bewertung kann u. a. in Form einer Abschätzung des *Abstandes zur relaxierten Lösung* getätigt werden. Eine detaillierte Erläuterung folgt im Abschnitt 2.4.3;
- Durch die mathematisch exakte Beschreibung des Optimierungsmodells erlangt der Anwender ein tiefes Problemverständnis. Die inneren Mechanismen des Modells sind ihm bekannt.³⁰
- Ein sorgfältig ausformuliertes Modell ermöglicht *Deduktion*. Modellergebnisse erlauben später *Interpretation*. [170]

Neben gemischt-ganzzahligen Optimierungsverfahren gibt es weitere Optimierungsverfahren, deren Kerneigenschaften der Vollständigkeit halber hier erläutert werden.

Heuristiken

Heuristische Suchverfahren verfolgen das Ziel, mit vertretbarem Rechenaufwand hinreichend gute Lösungen zu finden. Anders als bei exakten Lösungsverfahren, besteht keine Garantie auf Optimalität

²⁹Lineare, ganzzahlige, gemischt-ganzzahlige, nichtlineare und netzwerkbasierte Optimierungen werden als *exakte* Optimierungsverfahren bezeichnet, da sie grundsätzlich – nach einer genügend langen Laufzeit – ein exaktes Optimum finden. [275]

³⁰Die exakte Nachbildung hat jedoch nicht den Anspruch, die Realität komplett abzubilden.

und es kann keine Abschätzung des *Abstandes zur besten Lösung* getroffen werden. Ähnlich wie bei der exakten Problemformulierung sind heuristische Verfahren problemspezifisch. Eine neue Problemstellung erfordert folglich die Entwicklung einer neuen Heuristik. [275]

Metaheuristiken

Im Gegensatz zu Heuristiken bieten metaheuristische Suchverfahren den Vorteil einer gewissen Allgemeingültigkeit. Die Lösungssuche charakterisiert sich durch allgemeine Prinzipien und Schemata. Das Problem der Spezifität hinsichtlich eines bestimmten Anwendungsfalles wird dabei umgangen. In der Literatur fällt diese Art der Modellierung, bei der nicht alle oder gar keine Zusammenhänge eindeutig formuliert werden, unter den Begriff der *grey-box* bzw. *black-box* Modellierung. Im Fall von *grey-box* Modellen sind Zusammenhänge im Modell teilweise formuliert. Bei *black-box* Modellen sind lediglich die Modell Ein- und Ausgänge bekannt. Bedeutende Methoden in diesem Spektrum sind u. a. genetische Algorithmen, neuronale Netze und simuliertes Tempern (engl. *simulated annealing*). Ein Vorteil dieser Methoden ist, dass eine zeitweise Verschlechterung der Lösung während der Lösungssuche zugelassen wird. Damit wird das *Festfahren* in lokalen Minima oder Maxima verhindert. In manchen Anwendungsfällen sind diese Methoden dadurch gegenüber gemischt-ganzzahliger Verfahren im Vorteil. [275]

Ein mathematisches Optimierungsproblem lässt sich nach Boyd und Vandenberghe ganz allgemein wie in (2.10) darstellen [30].

$$\begin{aligned} \min \quad & f_0(\mathbf{x}), \\ \text{wobei gilt} \quad & f_i(\mathbf{x}) \leq l_i, \quad i = 1, \dots, m. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Die Entscheidungsvariablen sind im Vektor \mathbf{x} enthalten. Die Zielfunktion $f_0(\mathbf{x})$ wird minimiert und dabei die optimale Lösung \mathbf{x}^* gefunden. Nach dem Optimalitätskriterium gilt für alle möglichen \mathbf{x} , dass $f_0(\mathbf{x}) \geq f_0(\mathbf{x}^*)$. Die Nebenbedingungen werden durch die Funktionen f_i beschrieben, wobei l_i die jeweiligen Limits festlegt. Wenn die Zielfunktion und die Nebenbedingungen beide konvex sind, ist das gesamte Optimierungsproblem konvex. Hierfür muss die Ungleichheit in (2.11) erfüllt sein. \mathbf{x} und \mathbf{y} seien dabei beliebige Vektoren. r und s sind reelle Zahlen auf dem Intervall $(0, 1)$, wobei gilt $r + s = 1$.

$$f_i(r\mathbf{x} + s\mathbf{y}) \leq rf_i(\mathbf{x}) + sf_i(\mathbf{y}) \quad (2.11)$$

In der Literatur zur *Unternehmensplanung* bzw. *Operationsforschung* (engl. *Operations Research*) werden Beispiele gegeben, wie sich Optimierungsprobleme formulieren lassen. In praktischen Anwendungsfällen sind oft *Ja-Nein-Entscheidungen* zu treffen, welche sich als binäre Variablen abbilden lassen. Gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren sind eine Abwandlung allgemeiner, konvexer Probleme, die binäre Variablen enthalten können. In den folgenden Abschnitten wird zunächst die mathematische Beschreibung von Optimierungsproblemen mit Hilfe der linearen Programmierung (LP) eingeführt, welche ein Spezialfall der konvexen Optimierung ist. Im Abschnitt 2.4.1 werden lineare Probleme eingeführt und anschließend werden diese in Abschnitt 2.4.2 um die Bedingung der teilweisen Ganzzahligkeit ergänzt. Daraus resultieren gemischt-ganzzahlige Probleme, welche mit der Methode des gemischt-ganzzahligen linearen Programmierens (engl. *mixed-integer linear programming*) (MILP) gelöst werden können. Zuletzt werden im Abschnitt 2.4.3 Lösungsalgorithmen eingeführt, die für MILP Probleme zum Einsatz kommen. Auf übergeordnete Prozesse von Optimierungsverfahren wie z. B. die Datenbeschaffung und -pflege im Rahmen vorgelagerter Schritte oder die Validierung von Modellen wird in diesem Abschnitt nicht eingegangen.

2.4.1 Lineare Optimierungsprobleme

Ein lineares Problem liegt vor, wenn sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen in linearer Form gegeben sind. Wird (2.11) durch eine entsprechende Gleichheitsbedingung wie in (2.12) strikter formuliert, handelt es sich bei (2.10) um ein konvexes und lineares Optimierungsproblem. [170, S.4 ff]

$$f_i(r \mathbf{x} + s \mathbf{y}) = r f_i(\mathbf{x}) + s f_i(\mathbf{y}) \quad (2.12)$$

Der Lösungsraum ist ein Polyeder.³¹ Da die Gradienten konstant sind, liegt die Lösung in einer Ecke des Polyeders. Diese Art von Problemformulierung fällt unter die Domäne der Lineare Programmierung (LP). Sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen sind linear. Die Zielfunktion von Problemen aus der LP sind häufig nicht differenzierbar. Trotz des linearen Charakters gibt es keine triviale analytische Methode, die standardmäßig angewendet werden kann. Jedoch gibt es effektive Methoden wie z. B. das Simplex-Verfahren von Dantzig oder das Innere-Punkte-Verfahren. LP wird von Boyd als eine reife Technologie beschrieben, die eine Fülle an Methoden ermöglicht. Für ein tieferes Verständnis sei auf die Werke von Boyd und Kallrath verwiesen [30, 170].

Problemformulierungen, die ursprünglich keine lineare Charakteristik aufweisen, können oft durch mathematische Techniken linearisiert werden. Mehr hierzu folgt in Abschnitt 2.4.3. Dadurch können die Methoden der LP zur Anwendung kommen. Teilweise lässt sich dies automatisieren. In der Literatur wird eine Spezialform der LP als *Standardformulierung* (engl. *standard form LP*) bezeichnet, wenn Ungleichheitsbedingungen lediglich elementweise gelten. Für eine kompaktere Darstellung der Standardformulierung wird an dieser Stelle die Matrixnotation eingeführt. Die Zielfunktion $f_0(\mathbf{x})$ ergibt sich aus der Linearkombination der Vektorkomponenten x_i mit den Koeffizienten c_j , welche im Vektor \mathbf{c} gesammelt sind. Die Nebenbedingungen f_i für $i = 1, \dots, m$ sind dabei als Gleichungen in Matrix \mathbf{A} und dem Vektor \mathbf{l} zusammengefasst. Beide Zusammenhänge sind in (2.13) dargestellt, wobei T für die Transponierung von \mathbf{c} steht. Die elementweise Ungleichheitsbedingung ist hier ebenfalls an letzter Stelle formalisiert.

$$\begin{aligned} \min \quad & \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ & \mathbf{A} \mathbf{x} = \mathbf{l} \\ & \mathbf{x} \succeq 0 \end{aligned} \quad (2.13)$$

Anhand der Matrixnotation lässt sich gut auf die Problemgröße schließen. Die Problemgröße kann anhand der Anzahl der Variablen – der Dimension des Vektors \mathbf{x} – und der Anzahl an Nebenbedingungen – der Dimension des Vektors \mathbf{l} – festgemacht werden. Die Komplexität eines LP Problems mit m Nebenbedingungen wächst mit m linear – $\mathcal{O}(m)$ in der O-Notation. Wenn \mathbf{A} *dünn besetzt*³² ist oder die Problemformulierung eine besondere Struktur aufweist, können Problemgrößen mit Zehn- bis Hunderttausend Variablen und Nebenbedingungen gelöst werden. Kallrath zieht für große Probleme im realen Umfeld mit mehr als Hunderttausend Variablen den Vergleich zu einem Orchester, das ein hohes Maß an koordinierten Entscheidungen erfordert und dirigiert werden muss. Dem Lösungsalgorithmus kommt die Aufgabe zu, die optimale Kombination an Entscheidungen zu identifizieren. [170]

³¹ Ein Polyeder ist ein höherdimensionales Vieleck.

³² Dünn besetzt (engl. *sparse*) bezieht sich auf die Tatsache, dass viele Elemente $a_{i,j}$ der Koeffizientenmatrix \mathbf{A} gleich Null sind. In diesem Fall ist der Lösungsalgorithmus effizienter. Problemstellungen aus der Praxis weisen oft mehr Variablen als Nebenbedingungen auf, weshalb die Matrizen dünn besetzt sind. [170]

2.4.2 Gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme

In diesem Abschnitt wird das eben vorgestellte Problem aus der Klasse der LP um die Entscheidungsvariablen $y_j \in \mathbf{y}$ erweitert, die ganzzahlig sind. Für alle j gilt: $y_j \in \mathbb{Z}$. Zusammen mit den kontinuierlichen Entscheidungsvariablen in \mathbf{x} , wobei für alle i gilt $x_i \in \mathbb{R}$, lassen sich alle Entscheidungsvariablen in $\mathbf{x}_\oplus = \mathbf{x}^T \oplus \mathbf{y}^T$ festhalten.³³ Es gibt n_c kontinuierliche Variablen in \mathbf{x} und n_d ganzzahlige Variablen in \mathbf{y} . Damit werden die Teilmengen $\mathcal{X} \subseteq \mathbb{R}^{n_c}$ und $\mathcal{Y} \subseteq \mathbb{Z}^{n_d}$ definiert. Es gibt n_e Gleichungsbedingungen und n_i Ungleichungsbedingungen.

Eine allgemeine, mathematische Problemformulierung für die Klasse der diskreten³⁴ Optimierungsprobleme ist in (2.14) zu sehen. Sind die Zielfunktion $f_0(\mathbf{x}, \mathbf{y})$, die Gleichungsbedingungen $h(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ oder die Ungleichheitsbedingungen $g(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ nichtlinear, so ist das gesamte Optimierungsproblem nichtlinear. Es sei jedoch erwähnt, dass ein Problem in manchen Fällen durch mathematische Umformulierungen in andere Klassen von Problemformulierungen fallen kann. Manche nichtlineare LP Probleme lassen sich z. B. in MILP Probleme umformulieren.

$$\min \left\{ f_0(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \mid \begin{array}{l} h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad h: \mathcal{X} \times \mathcal{Y} \rightarrow \mathbb{R}^{n_e}, \quad \mathbf{x} \in \mathcal{X} \subseteq \mathbb{R}^{n_c} \\ g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \succeq 0 \quad g: \mathcal{X} \times \mathcal{Y} \rightarrow \mathbb{Z}^{n_i}, \quad \mathbf{y} \in \mathcal{Y} \subseteq \mathbb{Z}^{n_d} \end{array} \right\} \quad (2.14)$$

Ausgehend von der allgemeinen, mathematischen Problemformulierung von Kallrath für diskrete Optimierungsprobleme in (2.14) werden die Bedingungen in (2.15) ergänzt, wodurch MILP Probleme beschrieben werden [vgl. 170, S.16].

$$f_0(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{c}^T \mathbf{x}_\oplus \quad \wedge \quad h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{A} \mathbf{x}_\oplus - \mathbf{l} \quad \wedge \quad g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{x}_\oplus \quad (2.15)$$

Jeder Vektor \mathbf{x}_\oplus , der den Bedingungen $h(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ und $g(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ genügt, ist ein zulässiger Punkt. Der zulässige (engl. *feasible*) Lösungsbereich ist durch die Menge \mathcal{S} aller zulässigen Punkte gegeben. Ähnlich zum Optimalitätskriterium für die LP gilt für ein Minimierungsproblem, dass das optimale Vektorpaar $(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*)$ Ungleichung (2.16) erfüllen muss. Es kann mehrere optimale Lösungen für ein Problem geben.

$$f_0(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*) \leq f_0(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad \forall \quad (\mathbf{x}, \mathbf{y}) \in \mathcal{S} \quad (2.16)$$

Eine kompaktere Formulierung eines MILP Problems ist in (2.17) zu sehen.³⁵

$$\min_{\mathbf{x}_\oplus \in \mathcal{S}} \quad \mathbf{c}^T \mathbf{x}_\oplus \quad , \quad \mathcal{S} := \{ \mathbf{x}_\oplus \mid \mathbf{A} \mathbf{x}_\oplus = \mathbf{l}, \mathbf{x}_\oplus \geq 0 \} \quad (2.17)$$

Die Problemgröße kann weiterhin durch die Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen angegeben werden. Die Komplexität steigt jedoch exponentiell mit der Anzahl der ganzzahligen Variablen n_d . MILP Probleme gehören damit zur Gruppe der NP-schweren (engl. *NP-hard*) Probleme, wobei die Struktur

³³ \oplus dient der Addition von Vektorräumen. Es ergibt sich ein neuer Vektorraum, der paarweise die Komponenten der Ursprungsvektoren enthält.

³⁴ Diskrete Optimierung wird oft synonym zur kombinatorischen oder gemischt-ganzzahligen Optimierung verwendet. Einige oder alle Freiheitsgrade sind in diesen Fällen ganzzahlig bzw. diskret. MILP ist ein Spezialfall hiervon.

³⁵ Dabei wurden Ungleichungen mit nichtnegativen Schlupfvariablen in Gleichheitsbedingungen transformiert.

des Problems ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf die Komplexität hat. Die optimale Lösung ist nicht mehr zwangsläufig in einer Ecke des durch die Nebenbedingungen aufgespannten Polyeders, da zusätzlich die Ganzzahligkeitsbedingungen berücksichtigt werden müssen. Meist verkleinert sich dadurch der Lösungsraum. Die *konvexe Hülle* beschreibt das kleinste Polyeder, das alle zulässigen Punkte eines MILP Problems umspannt.³⁶ Die konvexe Hülle kann mit linearen Nebenbedingungen beschrieben werden. [170, S.96]

2.4.3 Lösungsalgorithmen für MILP Probleme

In diesem Abschnitt wird ein tieferer Einblick in den dritten funktionalen Schritt bei MILP Optimierungsverfahren gegeben: das algorithmische Lösen eines MILP Problems. Wie bereits erwähnt, sind LP Probleme in linearer Zeit zu lösen. Im Fall von MILP ist die Komplexität in der O-Notation $\mathcal{O}(c^{n,d})$. Es sei erneut die Wichtigkeit der Problemformulierung betont, da in diesem ersten Schritt die Problemstruktur festgelegt wird. Die Lösungsfindung ist gegenüber dieser sensitiv. Durch eine passende Problemstruktur können Rechenzeiten verkürzt werden. Neben der Struktur ist ein zentraler Schritt das *Vorbereiten* (engl. *preprocessing*) des Problems, wodurch eine Verkürzung der Rechenzeit erzielt wird, ohne dass der zulässige Bereich sich dadurch verändert. Hierbei handelt es sich um mathematische Techniken. Unter die Problem-Vorbereitung fällt das *Vorlösen* (engl. *presolving*) des Problems. Zwei Techniken werden häufig angewandt:

- **Arithmetische Tests bei Nebenbedingungen**

Hierdurch können Entscheidungsvariablen teilweise ganz eliminiert werden. Das Problem wird kleiner und weniger komplex.

- **Verschärfung von Schranken**

Hier wird auf eine Verkleinerung des zulässigen Bereiches S abgezielt.

Für weitere Techniken zum Vorlösen sei auf [vgl. 170, S.158] verwiesen. Moderne Software-Werkzeuge integrieren diese Schritte in einem der weiteren Optimierung vorgelagerten *Presolving Prozess* [129, 225]. Der weitere Optimierungsprozess wird anhand der gängigen Optimierungssequenz kommerzieller Software-Werkzeuge³⁷ für die Optimierung von MILP Problemen erläutert, da sich diese für allgemeine Problemstrukturen innerhalb der Klasse gemischt-ganzzahliger etabliert hat. Wie eingangs erwähnt, kommen exakte Lösungsalgorithmen zum Einsatz. Hierzu gehören Entscheidungsbaum- und Schnittebenenverfahren. Innerhalb dieser Verfahren gibt es begrenzte bzw. implizite Enumerationsverfahren. Dazu zählen insbesondere die Methode *Verzweigen und Begrenzen* (engl. *branch and bound, B&B*) und die Methode *Verzweigen und Schneiden* (engl. *branch and cut, B&C*). Die nachfolgende Übersicht dient der Vermittlung des groben Verständnisses einzelner Optimierungsschritte und basiert auf [170]. Es wird nicht im Detail auf die mathematischen Hintergründe einzelner Schritte, wie bspw. Barriere-Methoden³⁸ (engl. *barrier methods*), eingegangen.

³⁶Die geometrische Interpretation kann vereinfacht ausgedrückt als eine dünne Folie verstanden werden, die eng um die möglichen, diskreten Werte gespannt wird.

³⁷Die Software bzw. die *lösende Einheit* wird häufig als *Solver* (aus dem Englischen) beschrieben.

³⁸Barriere-Methoden stehen im mathematischen Zusammenhang zu Innere-Punkte-Methoden und dienen der Lösung von Problemen in der Linearen Programmierung.

Verzweigen und Begrenzen

Bei B&B wird das Problem durch Auflösung der Ganzzahligkeitsbedingungen für \mathbf{y} relaxiert. Dieser Schritt heißt LP-Relaxation. Jetzt kann das relaxierte Problem mit dem zuvor erwähnten Simplex-Verfahren der LP gelöst werden. Diese Lösung stellt den ersten Knoten³⁹ dar, von dem aus das Problem nun entsprechend des B&B Verfahrens durch Verzweigung (*engl. branching*) gezielt weiter untersucht wird. Es entsteht eine Baumstruktur, die in der Literatur als *Suchbaum* bezeichnet wird. Die Verzweigungen geschehen durch sukzessives Wiedereinführen von Nebenbedingungen bzw. Ganzzahligkeitsbedingungen. Dadurch wird das relaxierte Problem in Unterprobleme – Knoten – aufgeteilt, die wiederum linear sind und folglich mit dem Simplex-Verfahren gelöst werden können. Die Auswahl weiterer Knoten geschieht mit Hilfe von Heuristiken. Je nach der Strategie bei der Auswahl der Knoten wird zwischen Tiefen- und Breitensuche unterschieden.

Die jeweiligen Knoten lassen sich einzeln in linearer Zeit lösen. Die optimale Lösung eines Knotens – sofern es eine gibt – wird als ε^{LP} zwischengespeichert, wenn sie besser als alle anderen zuvor gefundenen Lösungen bereits untersuchter Knoten ist. Im folgenden beziehen sich die Erläuterungen auf ein Minimierungsproblem. ε^{LP} stellt die untere Schranke für die Zielfunktion $f_0(x)$ dar. Die obere Schranke ε^{IP} steht für eine Lösung, die den Ganzzahligkeitsbedingungen des ursprünglichen Problems genügt (*engl. incumbent*). Sie wird mit ∞ initialisiert und bei jeder Iteration i aktualisiert, sofern eine neue, kleinere obere Schranke gefunden wird. Für die optimale Lösung ε^* gilt $\varepsilon_i^{\text{LP}} \leq \varepsilon^* \leq \varepsilon_i^{\text{IP}}$ für alle i . Durch Abarbeiten der Knoten und das Vergleichen der jeweiligen Knoten-Ergebnisse kann somit sukzessive der zulässige Lösungsraum \mathcal{S} verkleinert und die optimale Lösung verbessert werden. Zudem kann durch die Annäherung der oberen und unteren Schranke die zuvor erwähnte Abschätzung des Abstandes zur relaxierten Lösung getätigt werden. Unabhängig vom Anwendungsfall kann der Abstand $|\varepsilon_i^{\text{IP}} - \varepsilon_i^{\text{LP}}|$ auf die jeweils aktuelle Lösung $\varepsilon_i^{\text{IP}}$ bezogen werden und eine vorläufige Aussage über die Güte der aktuell vorhandenen Lösung $\varepsilon_i^{\text{IP}}$ getroffen werden. In (2.18) ergibt sich daraus der relative Abstand zwischen der gegenwärtig besten, ganzzahligen Lösung und dem optimalen Wert des relaxierten Problems $\varepsilon_i^{\text{rel}}$ (*engl. mixed-integer problem-gap, MIP-gap*).

$$\varepsilon_i^{\text{rel}} = \frac{|\varepsilon_i^{\text{IP}} - \varepsilon_i^{\text{LP}}|}{|\varepsilon_i^{\text{IP}}|} \quad (2.18)$$

Schnittebenen-Verfahren

Das Schnittebenen-Verfahren (*engl. cutting-plane methods*) zielt auf eine frühzeitige Reduzierung des zulässigen Bereichs \mathcal{S} ab. Ähnlich wie beim B&B Verfahren wird mit einer LP-Relaxation begonnen. Durch hinzufügen zulässiger, linearer Ungleichungen, wird das Problem verkleinert. Da Gomory diese Methode 1958 als erster angewandt hat, ist das Wegschneiden von Teilen des Lösungsraums nach dieser Methode in der Literatur als *Gomory Schnitte* (*engl. Gomory cuts*) wiederzufinden. Schnittebenen-Verfahren sind zum Start von Optimierungsdurchläufen zielführend, konvergieren jedoch gegen Ende einer Optimierung nicht im selben Maße wie B&B Verfahren. B&B und Schnittebenen-Verfahren werden in kommerzieller Software für die Optimierung von MILP Problemen meist in Kombination angewandt, um die Vorteile beider Verfahren zu nutzen. Daher ist in der Literatur die Rede von B&C. [vgl. 170, S.96-98]

³⁹Ein Knoten steht in diesem Kontext für eine Abwandlung des ursprünglichen Problems. Der erste Knoten (*engl. root node*) entspricht dem Problem nach der LP-Relaxation. Alle weiteren Knoten stellen Unterprobleme dar.

Nicht alle Optimierungsprobleme sind in vorgegebener Zeit lösbar. Daher werden den Solvern meist Abbruchkriterien übergeben, welche die Suche nach dem Optimum beenden. Häufig wird eine maximale Zeitspanne für den Lösungsalgorithmus T_{\max}^{solve} oder ein zu erreichender MIP-gap $\varepsilon_{\min}^{\text{rel}}$ vorgegeben. Abbruchkriterien können zudem in Kombination miteinander gewählt werden.

3 Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland

Der Begriff Elektron stammt aus dem Griechischen und heißt übersetzt Bernstein. Es wurde der Zusammenhang entdeckt, dass Bernstein anziehende Kräfte aufweist, wenn daran gerieben wird. Das ist durch die statische Aufladung zu erklären. [207]

Elektrizität als technisch nutzbare Energie hat ihren Ursprung im 19. Jahrhundert. Seitdem dringt sie in Schüben in die Gesellschaft ein und gewinnt weiterhin an Bedeutung. Prägende Erfindungen sind die Glühbirne und Elektromotoren. Die heutige Omnipräsenz elektrischer Kleingeräte sowie der Hochlauf der Elektromobilität zeugen von der anhaltenden Elektrifizierung. Die Elektrizitätswirtschaft wird hin und wieder von Pfadabhängigkeiten geprägt. So drehte sich in der frühen Entstehungsphase der Stromnetze eine Grundsatzdebatte um die Frage, ob für die Stromverteilung Gleichstrom oder Wechselstrom verwendet werden sollte – eine Entscheidung, die letztlich zu Gunsten des Wechselstroms fiel. Gegenwärtig werden Grundsatzentscheidungen für die Zukunft gefällt, wie es beispielsweise die Steckerarten und Kommunikationsprotokolle für das Laden von Elektrofahrzeugen sind. Besonders die Bidirektionalität von Ladevorgängen für Elektrofahrzeuge samt Peripherie ist aktuell in der Entstehung. Innovationen für eine zielführende Integration der einzelnen Systembestandteile in übergeordnete Prozesse sowie die Standardisierung grundlegender Abläufe sind von zentraler Bedeutung.

Die Voraussetzungen für die als selbstverständlich empfundene Energieart der Elektrizität werden in diesem Kapitel aus marktlicher und versorgungstechnischer Perspektive erläutert. Der Fokus liegt hierbei auf Deutschland. Es werden die Erzeuger- und Verbraucherrollen eingeführt und der Aufbau des Stromnetzes sowie die Aufgaben der Netzbetreiber erläutert. Des Weiteren wird der Strommarkt als zentrales marktliches Element der Elektrizitätswirtschaft eingeführt. Insbesondere werden handelbare Produkte des Strom- und Regelenergiemarkts erläutert. Zuletzt wird in diesem Kapitel auf die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) eingegangen, die durch die Stromerzeugung entstehen. Für einen tieferen Einblick in die Elektrizitätswirtschaft sei auf die *praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel* von Waver verwiesen [300].

3.1 Erzeuger und Verbraucher

Zu den Stromerzeugern in Deutschland gehören Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, erneuerbare Energien Anlagen und bis 2023 noch Kernkraftwerke. Gas, Stein- und Braunkohle stemmen den Großteil der fossilen Erzeugung. Ihr Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung liegt 2023 bei 10,31 %, 8,04 % und 17,87 %. Diese Zusammensetzung hat sich historisch aufgrund der jeweiligen Stromgestehungskosten der Kraftwerksarten ergeben. Die Erzeugungsanteile aus erneuerbaren Energien in Deutschland sollen in Zukunft durch den weiteren Ausbau ansteigen. Solar- und Windenergieanlagen stellen mit 83,4 GW und 69,7 GW in 2023 den Großteil der Erzeugungskapazitäten

erneuerbarer Energien. Im Jahr 2023 beträgt die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 59,9% [119]. Im Vergleich zu den fossil betriebenen Kraftwerken sind erneuerbare Energien Anlagen nicht jederzeit einsetzbar. Sie sind an die zeitliche Verfügbarkeit von bspw. Sonne oder Wind gebunden. Es ist die Rede von einer Dargebotsabhängigkeit. Fossile Kraftwerke sind nicht dargebotsabhängig, da die Brennstoffe i. d. R. vor Ort gespeichert werden oder mit hoher Zuverlässigkeit aus dem Gasnetz entnommen werden können. Verbraucher von Elektrizität sind Haushalte, Industrie oder andere Einrichtungen, deren Betrieb mit Strom funktioniert. Sie nehmen den Strom an einem Netzanschlusspunkt ab. Die gesamte deutsche Stromlast ergibt sich aus der Summe aller Verbraucherlastgänge sowie den Stromimport- und Exportbilanzen. Die Grundlast umfasst den Anteil des gesamten Strombedarfs, der unabhängig von der Tageszeit abgerufen wird. Es ist die Mindestlast, die permanent herrscht. Des Weiteren wird die Residuallast unterschieden, worunter der Lastanteil zu verstehen ist, der zu einem gegebenen Zeitpunkt nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird. [223]

3.2 Elektrizitätsübertragung und Systemdienstleistungen

Wie andere Energiegüter wird Strom ebenfalls gehandelt. Die Erzeuger von Strom gehen mit den Verbrauchern verschieden ausgestaltete Geschäfte ein. Kleinere Endverbraucher wie bspw. Haushalte gehen dabei über einen Zwischenhändler, der die Rolle des Energieversorgers übernimmt. Direkte Geschäfte mit den Erzeugern können bilateral geschlossen werden. Stromabnehmer schließen teils Jahre im Voraus dedizierte Verträge mit den Erzeugern ab – Termingeschäfte. Ausschlaggebend hierfür sind die üblichen Planungshorizonte beider Parteien. Über diese Termingeschäfte können sich beide Parteien gegen Preisschwankungen absichern. Sie kommen außerhalb der Strombörsen zustande und machen volumentechnisch den größten Anteil der Stromtransaktionen aus [103, 93]. Börsengeführte Stromprodukte werden an regulierten Handelsschauplätzen gehandelt. Am Tagesmarkt bzw. Spotmarkt werden kurzfristige Geschäfte für meist 15- oder 60-minütige Zeitintervalle abgeschlossen. Erzeuger, Verbraucher, Energiehändler und Netzbetreiber partizipieren an diesem Markt, um kurzfristig Energiebilanzen auszugleichen, von Preisschwankungen zu profitieren und das Netz zu stabilisieren. Der Markt für Vortagesauktionen (*engl. day-ahead, DA, auctions*) und der Markt für den Tageshandel (*engl. intraday, ID*) zählen zum Spotmarkt. [75]

Für den deutschen Strommarkt sind folgende Börsenschauplätze relevant:

- die Europäische Energiebörse (*engl. European Energy Exchange, EEX*),
- die Österreichische Energiebörse (*engl. Energy Exchange Austria, EXAA*) und
- die Europäische Strombörse für kurzfristig lieferbare Strommengen (*engl. European Power Exchange, EPEX Spot*).

An der EEX finden die meisten Stromtransaktionen Kontinentaleuropas statt. Neben Strom sind Gas-, Kohle- und Ölprodukte handelbar. Zusätzlich können Emissionsberechtigungen gehandelt werden – kurz CO₂-Handel. In 2016 sind an der EEX ca. 250 Akteure aktiv und es werden 4400 TWh Strom gehandelt. Im selben Jahr liegt der Stromverbrauch in Deutschland bei 525 TWh. An der EXAA finden täglich Vortages- und Tagesauktionen für Österreich und Deutschland statt. Die EPEX Spot ist der größte Börsenschauplatz für kurzfristigen Stromhandel in Europa. [28, 92, 85, 189]

Der Handel an den Strombörsen und der außerbörsliche Handel sind zwei der vier zentralen Säulen des Strommarkthandels. Abbildung 3.1 veranschaulicht diese neben den Systemdienstleistungen und den Netzbetreiberregelungen, die im weiteren Verlauf des Kapitels erläutert werden.

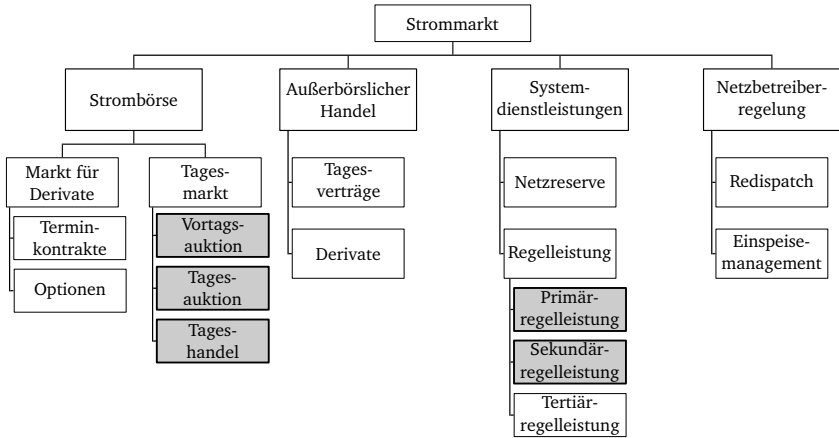


Abbildung 3.1: Diagramm des Strommarkts aufgeteilt nach Produktarten in Anlehnung an [vgl. 211, Abb. 2.1]. Für diese Arbeit relevante Produktkategorien sind grau hinterlegt .

Stromnetze

Der Transport bzw. die Übertragung der Elektrizität von den Erzeugern zu den Verbrauchern ist von anderen Waren zu unterscheiden, da produzierter Strom i. d. R. unmittelbar abgenommen werden muss. Die Erzeugung und der Verbrauch müssen folglich zeitgleich passieren. Das Strommarktdesign zielt darauf ab, dieser Anforderung gerecht zu werden. Das Stromnetz des Elektrizitätsversorgungssystems ist entsprechend aufgebaut und der Strommarkt entsprechend ausgestaltet. [300]

Das Stromnetz lässt sich nach Stromart und Spannungsniveau unterteilen. Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (*engl. high-voltage direct current, HVDC*) basiert auf DC. Sie findet auf Spannungsniveaus von über 500 kV statt. Vereinzelt gibt es bereits HVDC Übertragungen über 1000 kV [266]. Die weiteren Übertragungsarten basieren auf Wechselstrom. Hierzu zählen Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung. Laut dem zentralen Informationssystem Energieforschungsförderung (EnArgus) ist für Höchstspannung kein fester Spannungsbetrag festgelegt [242]. Sie ist größer als 110 kV und liegt in Deutschland üblicherweise bei 220 kV und 380 kV. Das Höchstspannungsnetz dient der Elektrizitätsübertragung über ferne Distanzen. Großkraftwerke und große Industriekunden sind direkt an das Höchstspannungsnetz angebunden. Die Hochspannungsübertragung geschieht in Deutschland auf einem Spannungsniveau von 110 kV. Das Höchstspannungsnetz und manche der Hochspannungsnetze gehören zum sog. Übertragungsnetz. Die Verknüpfungen zwischen den Höchst- und Hochspannungsniveaus sowie die Anbindung des Mittelspannungsnetzes geschehen an

Netzkupplungstransformatoren in Umspannwerken. Hier werden bis zu einigen Hunderten MVA umgewandelt. Die Mittelspannungsebene dient üblicherweise der Stromverteilung auf der Ebene von Städten und Gemeinden. Die Mittelspannungsnetze versorgen neben privaten Haushalten noch Industrie- und Gewerbekunden. Mittelspannungsnetze, die benachbarte Ortschaften verbinden, werden als *regionale* Verteilnetze beschrieben. Das Spannungsniveau liegt hier zwischen 1 kV und 52 kV.¹ In Darmstadt wird das Mittelspannungsnetz bei 20 kV betrieben. Das *lokale* Verteilnetz wird ortschaftsspezifisch auf dem Niederspannungsniveau betrieben. Das Niederspannungsnetz wird über Ortsnetztransformatoren bzw. Verteilnetztransformatoren mit Leistungen im Bereich weniger MVA aus dem Mittelspannungsnetz gespeist. Es gelangt auf einer Höhe von 230 V (einphasig) oder 400 V (dreiphasig) bis in die Haushalte. Abbildung 3.2 zeigt die verschiedenen Netzebenen mit den in Deutschland gängigsten Spannungsniveaus. [300, 189, 264, 264]

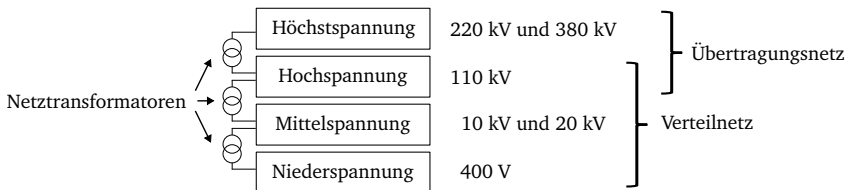


Abbildung 3.2: Die vier Spannungsebenen der Stromnetze in Anlehnung an [300] und [242].

Die Aufrechterhaltung und der allgemeine Betrieb der Stromnetze wird indirekt von den Verbrauchern finanziert. Sie zahlen Netzentgelte, die reguliert sind und durch den freien Wettbewerb bestimmt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantworten den korrekten Betrieb der Übertragungsnetze, damit elektrische Energie über ferne Distanzen transportiert werden kann. In Deutschland gibt es vier ÜNB. An die Zuverlässigkeit der Stromversorgung besteht ein hoher Anspruch. Das $n - 1$ Kriterium besagt, dass selbst bei voller Netzauslastung kein Systemausfall durch das Wegfallen einer einzelnen Komponente drohen darf [283]. Es dient als Beispiel für die Sicherstellung der Zuverlässigkeit. Die Verteilernetzbetreiber (VNB) sind für den Betrieb der Mittelspannungsnetze zuständig. In Deutschland gibt es 883 VNB, die für die regionale Verteilung des Stroms sorgen. ÜNB und VNB sind wegen der Notwendigkeit einer genauen Abstimmung zwischen Last und Erzeugung stark in das Liefergeschehen der Elektrizität eingebunden. Es haben sich Maßnahmen etabliert, durch welche der zuverlässige Betrieb der Stromnetze gewährleistet wird. Zudem werden diese Maßnahmen kontinuierlich überarbeitet und teilweise neu definiert. Sie werden *Systemdienstleistungen* genannt. [222]

Systemdienstleistungen

Die Netzbetreiber nutzen diese Maßnahmen, um die Frequenz, die Spannung und die Belastung von Netzbetriebsmitteln innerhalb von zulässigen Bereichen zu halten. Die Maßnahmen lassen sich unter den Kategorien Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau zusammenfassen. Tabelle 3.1 trägt wichtige Maßnahmen zusammen. Die ÜNB und die VNB teilen sich die Aufgaben. Die Zuständigkeiten für die Systemdienstleistungen sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt [309, 43 ff.].

¹Der Begriff *Mittelspannung* ist nicht genormt, jedoch gibt es Vorzugsspannungen. Diese liegen bei 6 kV, 10 kV, 20 kV und 35 kV [242].

Auf die Betriebsführung und die Frequenzhaltung wird hier kurz eingegangen. Die Betriebsführung dient der Vermeidung von Grenzwertverletzungen bei der Stromerzeugung und beim Stromlastgang von Verbrauchern. Stromerzeuger ab 100 kW installierter Leistung sind verpflichtet, den Netzbetreibern ihre geplante Erzeugung mitzuteilen damit diese die Netzbelastung *a priori* berechnen können. Werden Netzengpässe festgestellt, wird bspw. die geplante Erzeugung im Rahmen des Redispatch zeitlich verschoben. Im Fall von erneuerbare Energien Anlagen bedeutet dies die Abregelung der Stromerzeugung. Die betroffenen Erzeuger werden dafür entschädigt und die entfallene Stromerzeugung wird hinter dem Netzengpass gestartet. Die Wechselspannung der Stromnetze in Europa oszilliert mit 50 Hz. Diskrepanzen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch führen zu Abweichungen von der 50 Hz Marke. Wird mehr Energie eingespeist, als verbraucht wird, so steigt die Frequenz – und umgekehrt. Alle im Stromnetz rotierenden Schwungmassen, insbesondere Synchrongeneratoren, speichern durch ihre Trägheit kinetische Energie. Abweichungen von der Netzfrequenz werden durch diese kinetische Energie in geringem Maße ohne aktive Regelung instantan ausgleichend. Dieser momentane Bilanzausgleich wird *Momentanreserve* genannt. Genügt die Momentanreserve nicht, muss die Frequenz mittels Regelleistungsprodukten aktiv *gehalten* werden. Es werden drei Produkte unterschieden, die aufeinander aufbauen bzw. sich nacheinander ablösen, falls es zu längeren Frequenzabweichungen kommt (vgl. Abbildung 3.1). Es gibt Primärregelleistung (engl. *Frequency Containment Reserve, FCR*), Sekundärregelleistung (engl. *automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR*) und Tertiärregelleistung² (engl. *manual Frequency Restoration Reserve, mFRR*). FCR, aFRR und mFRR werden in dieser Arbeit unter dem Begriff *Regelenergie* zusammengefasst. Auf die Systemdienstleistungskategorien *Spannungshaltung* und *Versorgungswiederaufbau* wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen. [64]

Tabelle 3.1: Übersicht der Systemdienstleistungen für das Stromnetz nach Mischinger [213, 214].

Kategorie	Systemdienstleistung
Betriebsführung	Einspeisemanagement, Redispatch, Engpassmanagement, Reservekraftwerke, Betriebsplanung, Ausschaltplanung, Informationsaustausch
Frequenzhaltung	Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserveleistung, Zu-/abschaltbare Leistung
Spannungshaltung	Transformatorstufung, Blindleistungsbereitstellung, Steuerung von Erzeugungsanlagen, Schaltung von Netzbetriebsmitteln
Versorgungswiederaufbau	Schwarzstartfähigkeit, Inselfähigkeit, Netzebenenübergreifende Koordinierung

3.3 Handel Elektrischer Energie am Kurzfristigen Strommarkt

In dieser Arbeit wird der Fokus auf die für Deutschland geltenden kurzfristigen Stromprodukte der EPEX Spot gelegt, welche in Tabelle 3.2 aufgelistet sind. Die Handelsmodalitäten um den Lieferzeitpunkt werden in Abschnitt 3.5 zusammen mit denen für Regelenergiemarktprodukte erläutert, nachdem letztere eingeführt wurden.

²Tertiärregelleistung wird in der Literatur häufig als Minutenreserveleistung bezeichnet. Im deutschen Sprachgebrauch werden FCR, aFRR und mFRR mit PRL, SRL und MRL abgekürzt.

Tabelle 3.2: Übersicht der kurzfristigen Stromprodukte der EPEX Spot mit dem in dieser Arbeit verwendeten Kürzel und zugehöriger Farbkennung.

Farbe und Kürzel	Stromprodukt	Handelsart	Intervalllänge
 DA60 _{Au}	Vortagesauktion	Auktion	60 min
 ID15 _{Au}	Tagesauktion	Auktion	15 min
 ID15 _{kon}	Tageshandel	kontinuierlicher Handel	15 min

Strompreise

Deutschland und Luxemburg bilden zusammen eine Gebotszone.³ Innerhalb einer Gebotszone gilt ein Großhandelspreis für Strom [42]. Vortages- und Tagesauktionen basieren auf dem Einheitspreisverfahren. Dementsprechend wird für jedes 15-minütige bzw. 60-minütige Zeitintervall ein einheitlicher Preis für alle ermittelt. Im Fall von kontinuierlichen Handelsmöglichkeiten am Tageshandel (ID_{kon}) werden eine Vielzahl an Kontrakten für jeweils dasselbe Zeitintervall geschlossen. Folglich entsteht für diese Produktarten eine Preisverteilung innerhalb eines Zeitintervalls. Preisverläufe werden für den ID_{kon} Handel über Indizes abgebildet. Geläufige Indizes sind der *ID1* und der *ID3* Index, wobei nur die Preise der Handelsgeschäfte der letzten Stunde bzw. der letzten drei Stunden vor dem Lieferbeginn berücksichtigt werden. Weitere Informationen zu den unterschiedlichen Indizes, die von der EPEX Spot gebildet werden, sind in [83] einzusehen. Eine tagesaktuelle und historische Übersicht der Börsenstrompreise ist in [119] zu finden. Anfang 2024 liegt der durchschnittliche Industriestrompreis für an das Mittelspannungsnetz angeschlossene Verbraucher bei 17,65 ct/kWh, wovon 1,49 ct/kWh für Steuern und Abgaben anfallen [48]. Der durchschnittliche Preis am DA-Markt liegt nach dem Jahresbericht der EPEX Spot für 2022 bei 235,45 EUR/MWh [82]. Hin und wieder gibt es Situationen, in denen negative Börsenstrompreise auftreten. Dies tritt bspw. dann auf, wenn es eine Überproduktion an Strom gibt, weil viel erneuerbare Energien eingespeist werden und konventionelle Kraftwerke nicht schnell genug heruntergefahren werden können [45]. Weiterhin ist zu erwähnen, dass Verbraucher ihren Strombedarf meistens nicht nach dem Strompreis richten. Elektrizität spielt eine zentrale Rolle im gesellschaftlichen Tagesablauf und Verbraucher können ihre strombetriebenen Prozesse i. d. R. nicht ohne weiteres auf andere Energiearten umstellen. Demzufolge ist der Strompreis nachfragegetrieben und Preisschwankungen haben nur geringfügig eine Rückwirkung auf die Nachfrage. Der Strompreis gilt daher als unelastisch [279]. Die Stromkraftwerke werden je nach zeitabhängiger Stromnachfrage zugeschaltet. Allgemein bestimmen dabei die jeweiligen Grenzkosten der Kraftwerke, ob sie ab einem gewissen erwarteten Preis zugeschaltet werden oder nicht. Die Zeit zum Hochfahren der Kraftwerke spielt dabei ebenfalls eine Rolle. Dadurch ergibt sich eine bestimmte Einsatzreihenfolge je nach Primärenergieart und Kraftwerkstyp [vgl. 279, Abb. 3.9]. Allgemein wird dies als *Auflistung in der Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit* (engl. *merit order list*, *MOL*) bezeichnet [221]. Generell bestimmt zu jedem Zeitpunkt das teuerste Kraftwerk den Strompreis für alle Nachfragenden. Dies wird Grenzpreisverfahren bezeichnet [148]. Die Grenzkosten von Stromerzeugungsanlagen der volumenmäßig fünf größten Erzeugungsarten sind in aufsteigender Reihenfolge: Sonnenenergie, Windenergie, Braunkohle, Steinkohle und Gas. Die Preise der fossilen Primärenergieträger tragen dabei wesentlich zu den Stromgestehungskosten der entsprechenden Erzeugungsart bei. [189]

³Gebotszonen (engl. *bidding-zone*) sind die größten geographischen Regionen innerhalb derer Marktteilnehmer Energietransaktionen durchführen können, ohne dass dafür Übertragungsleistungskapazitäten blockiert werden müssen. [100]

Teilnahme am Strommarkt

Die Mitgliedschaft bei der EEX kostet 15.000 EUR/Jahr [28]. Transaktionskosten pro Handelsereignis betragen 0,015 EUR/MWh. Weitere Informationen zur Zulassung zum Handel und den Modalitäten der Markträumung⁴ können in [94] eingesehen werden. Im Allgemeinen müssen Handelsgeschäfte an Börsen der ACER gemeldet werden. Dieser Prozess kann ausgelagert werden, wobei oftmals Banken als Partner auftreten. Hierfür ist mit Jahresgebühren in Höhe von 8000 EUR zu rechnen. Weitere mengenabhängige Kosten in Höhe von 15 ct/MWh fallen ebenfalls an [19]. Werden die internen Kosten von Unternehmen hinzugerechnet, kommt Synwoldt für die Teilnahme am Strommarkt auf einmalig 250.000 EUR und anschließend jährlich 400.000 EUR [279]. Laut dem Verband Deutscher Energiehändler lohnt es sich für die meisten Unternehmen nicht, sich an einer Börse akkreditieren zu lassen. Der administrative Aufwand, die finanziellen Bürden und fehlende personelle Expertise sprechen dagegen. Die Tatsache, dass nur wenige Unternehmen mit hohen Energieverbräuchen bei der EEX registriert sind, bestätigt dies [28]. Aggregatoren treten an dieser Stelle ein und bündeln für gewöhnlich die Ressourcen und Aktivitäten mehrerer, untergeordneter Parteien. Sie übernehmen die Börsenanbindung und administrative Aufgaben. Durch die Steuerung der angeschlossenen Ressourcen können übergeordnet Energietransaktionen getätigt werden, u. a. der Stromverkauf an der Börse. Energieversorger beziehen elektrische Energie direkt von den Erzeugern, über die Börse oder über Energiehändler. Kleine Verbraucher schließen üblicherweise mit ihrem Energieversorger einfach strukturierte Verträge ab. Haushaltskunden haben häufig einen Vertrag mit einem Fixkostenanteil und variablen Kosten, die sich nach der verbrauchten Strommenge richten. Dabei gilt ein fester Strompreis in EUR je kWh. Es gibt einen Trend zu preis- und anreizbasierten Verträgen, wodurch Tarife dynamischer werden [76]. Große Stromkunden haben für gewöhnlich Verträge mit den lokalen Energieversorgern, bei denen zwei Preiskomponenten ausschlaggebend sind: die höchste über 15 min gemittelte Leistungsspitze innerhalb eines Kalenderjahres und die Menge an verbrauchtem Strom. Die Stromeinkaufskosten in Unternehmen lassen sich auf Abgaben, Steuern, Umlagen, Netzentgelte, Vertrieb und Strombeschaffung aufteilen. Für weitere Strategien zur Strombeschaffung für Unternehmen sei auf Schumacher und Würfel verwiesen [262].

3.4 Netzstabilisierung durch Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Jeder ÜNB verantwortet eine Leistungs-Frequenz-Regelzone (LFR) und muss in dieser für Stabilität sorgen. Die LFR der vier deutschen ÜNB gliedern sich weiter in Bilanzkreise (BK) unter. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind gemäß der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen und ihrem Bilanzkreisvertrag verpflichtet, die Bilanzen ihrer BK in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten [64]. In Darmstadt – der Regelzone von Amprion – gibt es 15 BKV. Die ÜNB veröffentlichen regelmäßig eine Auflistung der registrierten BK sowie der BKV in ihrer jeweiligen LFR. Ein BKV kann dabei mehrere BK verantworten. Tabelle 3.3 fasst die Anzahl der BK und BKV je ÜNB zusammen. Es sei erwähnt, dass die Tennet TSO GmbH ebenfalls in den Niederlanden aktiv ist.

BKV müssen die Fahrpläne der Erzeuger und Verbraucher in ihren BK miteinander verrechnen und den resultierenden Fahrplan an ihren ÜNB schicken, damit dieser eine Abschätzung über Netzauslastung für den jeweiligen Folgetag treffen kann. Die Prozessbeschreibung *Fahrplananmeldung in Deutschland* der

⁴Markträumung (engl. *market clearing*) beschreibt den Prozess zur Abstimmung von Erzeugung und Nachfrage, sodass diese ausgeglichen werden.

Tabelle 3.3: Anzahl an Bilanzkreisen und Bilanzkreisverantwortlichen nach Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland [1, 10, 280, 284].

Übertragungsnetzbetreiber	Bilanzkreisverantwortliche	Bilanzkreise
50Hertz Transmission GmbH	732	2514
Amprion GmbH	812	3401
TenneT TSO GmbH	713	3316
TransnetBW GmbH	714	2729

deutschen ÜNB liefert hierzu aufschlussreiche Informationen. Wenn die ÜNB auf dieser Basis Ungleichgewichte identifizieren, leiten sie Gegenmaßnahmen der *Betriebsführung* ein (vgl. Tabelle 3.1), um das Gleichgewicht wiederherzustellen [3]. Kommt es trotz der Fahrplanmeldungen, der Betriebsführungsmaßnahmen und der Momentanreserve zu Frequenzabweichungen, greifen die Regelenergieprodukte. Abbildung 3.3 veranschaulicht die Aktivierungsreihenfolge der Regelenergieprodukte. Im Fall von FCR dürfen max. 30 s verstreichen bis der zum Einsatz kommende Regelreserveanbieter die gebotene Regelleistung stellt. Bei aFRR sind es bis zu 5 min und bei mFRR sind es bis zu 12,5 min. [3]

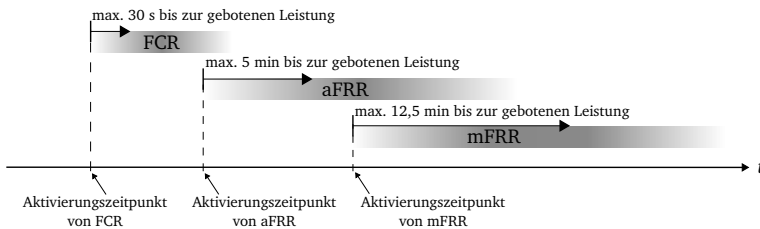


Abbildung 3.3: Veranschaulichung der Aktivierungsreihenfolge von Primär- (FCR), Sekundär- (aFRR) und Tertiärregelleistung (mFRR) sowie die maximal zulässige Zeitspanne vom Zeitpunkt der Aktivierung bis zum Erreichen der zu stellenden Regelleistung.

Das Kontingent an Regelenergieprodukten für ein bestimmtes Zeitintervall müssen ÜNB *a priori* beschaffen. Am Regelenergiemarkt können Regelreserveanbieter ihre Reserveressourcen bzw. -einheiten zu diesem Zweck anbieten und werden dafür vergütet. Eine Reserveeinheit bezeichnet nach der EU Verordnung 2017/2195 eine einzelne oder mehrere aggregierte Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchseinheiten, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von Frequenzhaltungsdienstleistungen erfüllen [89]. Abweichungen von Fahrplänen werden von den ÜNB ausgeglichen und *a posteriori* in Rechnung gestellt. Der ÜNB bestimmt hierfür auf Basis seiner Beschaffungskosten am Regelenergiemarkt den sog. *Ausgleichsenergiepreis*. Es gilt das Verursacherprinzip. Der BK, der die Abweichung verantwortet, muss die dafür aufgebrauchte Ausgleichsenergie finanzieren. Über diesen Mechanismus werden die Erbringer von Regelenergie für ihre Systemdienstleistung kompensiert. In Deutschland kooperieren die ÜNB zu diesem Zweck und es wird ein *regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichspreis* – reBAP – gebildet, der in jedem Zeitintervall für alle BK gleichermaßen gilt. Einen tieferen Einblick in die Funktionsweise beschreibt

die Consentec-GmbH in ihrem Erläuterungsdokument zu Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland ausführlich. [75, 28, 64]

Primärregelleistung






Weicht die Frequenz um mehr als 0,01 Hz vom nominalen Wert von 50 Hz ab, wird FCR dezentral und automatisch bei den Regelreserveanbietern aktiviert. Bis zu einer Abweichung von 0,2 Hz steigt die gestellte Leistung der FCR linear an. Aus Systemebene betrachtet funktioniert FCR folglich mit dezentralen Proportional-Reglern. Bei Frequenzzuständen unter 49,8 Hz oder über 50,2 Hz wird die bezuschlagte Leistung eines Regelreserveanbieter vollständig gestellt. In Europa gibt es einen gemeinsamen Markt für FCR, an dem sich Deutschland, Frankreich, die Niederlande, Belgien, Österreich, die Schweiz und Slowenien beteiligen. Dieses Verbundsystem wird als Synchrongebiet bezeichnet. Es wird gemeinschaftlich dafür gesorgt, dass die Netzfrequenz stabil bleibt. Der Bedarf wird von den ÜNB im Rahmen der FCR-Kooperation bestimmt und gilt für ein Kalenderjahr [9]. Für Deutschland wurde im Jahr 2022 ein FCR Bedarf von 562 MW bestimmt [101]. In 2023 sind es 593 MW [97]. Regelreserveanbieter bieten für jeweils 4 h Intervalle eine Leistung und einen Leistungspreis. Die Mindestgebotsgröße beträgt 1 MW. Alle Gebote werden täglich in einer MOL sortiert. Die ausgewählten Regelreserveanbieter werden nach dem Einheitspreisverfahren vergütet. I. d. R. gilt im Verbundsystem überall derselbe Preis. FCR wird im Normalfall im gesamten Verbundsystem unselektiv (pro-rata) und solidarisch aktiviert [64]. Jedoch kommt es zu einer Entkoppelung der Märkte, falls die Netzübertragungskapazität zwischen den LFR nicht ausreicht. Am häufigsten passiert dies im Fall der schweizer, niederländischen und französischen LFR [135]. Bei der tatsächlichen Erbringung von FCR gibt es neben der grundsätzlichen Funktionalität technische Regeln, die eingehalten werden müssen. Bspw. darf ein Regelreserveanbieter die momentane FCR Nachfrage um bis zu 20 % überschreiten, jedoch nie unterschreiten. Weitere Nuancen werden im Paragraphen zur *Präqualifizierung* erklärt. Kann eine Frequenzabweichung nicht allein durch FCR behoben werden, wird das Systembilanzungleichgewicht von den ÜNB registriert und die nächste Stufe der Regelenergie aktiviert [31].

Sekundärregelleistung

aFRR wird automatisch und zentral von den ÜNB aktiviert. Im Falle einer Aktivierung muss bereits nach 30 s mit der Leistungsstellung begonnen werden [12]. Anders als FCR funktioniert aFRR als ein Proportional-Integral-Regler [64]. Des Weiteren gibt es für negative und positive Leistungsrichtungen separate Produkte und es wird zwischen der Vorhaltung von Regelleistung und der tatsächlichen Erbringung von Regelarbeit unterschieden. In diesem Kontext bedeutet eine negative Leistungsrichtung, dass Energie aus dem Netz entnommen wird, wodurch die Netzfrequenz gesenkt werden kann. Im Folgenden wird dies mit dem Kürzel aFRR⁻ beschrieben. Positive Regelenergie wiederum erhöht die Netzfrequenz, indem Energie in das Netz eingespeist wird. Dies wird im weiteren Verlauf der Arbeit mit dem Kürzel aFRR⁺ gekennzeichnet. Tabelle 3.4 zeigt die vier aFRR Regelenergieprodukte und FCR mit der in dieser Arbeit verwendeten Farbkennung.

Das Vorhalten von Regelleistung wird wie bei FCR nach dem Einheitspreisverfahren vergütet. Für tatsächlich aktivierte Regelarbeit werden Regelreserveanbieter lediglich für die geleistete Arbeit in MWh bezahlt. Hierbei gilt seit 2022 für jedes Zeitintervall ein einheitlicher Preis [236]. Regelreserveanbieter können am aFRR Regelleistungsmarkt (RLM) teilnehmen, indem sie ein Gebot abgeben, das sowohl einen Leistungs- als auch einen Arbeitspreis enthält. Alle eingehenden Gebote werden dann bewertet und

Tabelle 3.4: Übersicht der in dieser Arbeit verwendeten Regelenergieprodukte mit dem verwendeten Kürzel und zugehöriger Farbkennung.

Farbe und Kürzel	Dienstleistungsart		Stromnetz-		Intervalllänge
	vorhalten	erbringen	einspeisung	entnahme	in min
 FCR	✓	✓	✓	✓	240
 aFRR ⁻ Regelleistung	✓	✗	✗	✓	240
 aFRR ⁺ Regelleistung	✓	✗	✓	✗	240
 aFRR ⁻ Regelarbeit	✗	✓	✗	✓	15
 aFRR ⁺ Regelarbeit	✗	✓	✓	✗	15

in einer MOL sortiert. Seit 2020 ist es möglich nach der Gate-Closure-Time (GCT) des RLM Preisgebote am sog. Regelarbeitsmarkt (RAM) abzugeben, ohne dass Regelleistung vorgehalten werden muss [122]. Diese Gebote werden *freie Gebote* oder *Regelarbeitsgebote* genannt. Sie werden ausschließlich anhand des Arbeitspreises sortiert. In Deutschland kooperieren die ÜNB im Rahmen des Netzregelverbunds miteinander. Jeder Regelreserveanbieter kann für alle ÜNB Gebote abgeben und es wird versucht gegenläufige Aktivierung in unterschiedlichen LFR zu vermeiden, da es durchaus vorkommen kann, dass zeitgleiche aFRR Abrufe nicht dasselbe Vorzeichen haben [64]. Dies ist als die Saldierung des Regelenergiebedarfs mehrerer LFR bekannt [104]. Zudem wird der aFRR Bedarf gemeinsam ermittelt und auf einem Markt ausgeschrieben. Alle Regelenergieprodukte sind zwischen den Deutschen ÜNB vollends austauschbar [101]. Durch zunehmende Zusammenarbeit auf europäischer Ebene wird die gemeinsame Aktivierung von aFRR vorangetrieben. Seit Juni 2022 ist die Plattform für Internationale Koordinierung von Automatisierter Frequenzwiederherstellungsreserve und Stablen Systembetrieb (PICASSO) gestartet und der tschechische ÜNB, der österreichische ÜNB sowie die vier deutschen ÜNB können dadurch Regelarbeitsprodukte gemeinsam ausschreiben, beschaffen und aktivieren [100]. Detaillierte Informationen sind in der Schrift zur *aFRR & IN Optimierung* zu finden [96]. Ein allgemeines Schema zur Funktionsweise eines Sekundärhandelsmarkts für die Erbringung von Regelenergie ist in [47] zu finden.

Besteht eine Frequenzabweichung nach der Aktivierung von aFRR weiterhin und es ist absehbar, dass aFRR allein nicht ausreichen wird, löst mFRR diese sukzessive ab. Die Aktivierung erfolgt manuell und wird elektrisch über den MOL-Server gesteuert. Es gibt wie bei aFRR zwei Leistungsrichtungen für Regelleistung und Regelarbeit. Auf europäischer Ebene wird im Rahmen von MARI kooperiert. Da mFRR für den weiteren Verlauf der Arbeit keine Rolle spielt, wird nicht weiter darauf eingegangen. [64]

Präqualifizierung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt

Im Sinne der Zuverlässigkeit der Stromnetze müssen Regelreserveanbieter hohe technische Anforderungen erfüllen, um sich für die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu qualifizieren. Die Kriterien für die Teilnahme am Regelenergiemarkt werden von den ÜNB vorgegeben und im Rahmen der Präqualifizierung geprüft. U. a. wird dort das *Nachlademanagement* im Fall eines Regelenergieabrufes vorgegeben [4, S. 44]. Des Weiteren muss der abrufende ÜNB im Fall von Speicheranlagen über den Speicherstand informiert werden, wenn ein Regelreserveanbieter diesen als Reserveressource geboten hat und bezuschlagt wird [20]. Einen Einblick in die technischen Anforderungen geben [235] und [14]. Eine Anbieterliste mit den aktuell registrierten Regelreserveanbietern in Deutschland ist

auf *regelleistung.net* einsehbar [5]. Anbieter können Aggregatoren sein, die mehrere Netzressourcen bündeln. In Deutschland gibt es 50 Aggregatoren. Um als Aggregator für Regelreserve zu fungieren, müssen – wie bei den Regelreserveanbietern – hohe Auflagen erfüllt werden, die im Glossar des *Präqualifizierungsverfahren für Regelreserveanbieter* beschrieben sind [4].

3.5 Handelsmodalitäten um den Lieferzeitpunkt

Abbildung 3.4 veranschaulicht die zeitlichen Eigenschaften von Produkten am Spotmarkt sowie von Regelenergieprodukten. Für den Liefertag d sind die Längen der Zeitintervalle für die Leistungserbringung je nach Produktart in Grautönen gekennzeichnet. Die Gate-Opening-Time (GOT) und die GCT bilden den Rahmen für die Handelszeitenfenster. Es werden die in dieser Arbeit verwendeten Stromprodukte der EPEX Spot dargestellt. Der Vollständigkeit halber wird der Handel mit 60-minütigen Produkten $ID60_{kon}$ ebenfalls dargestellt. Dasselbe gilt für mFRR im Bereich der Regelenergie. Die Vorhaltung von Regelleistung wird am frühesten festgelegt. Die GOT ist 7 Tage vor dem Liefertag d . Die GCT für FCR ist bereits um 8:00 Uhr am Vortag. Sie wird folglich zuerst vergeben. Die GCT für aFRR Regelleistung und mFRR Regelleistung ist danach um 10:00 bzw. 11:00 Uhr am Vortag. Damit ist die Vorhaltung für alle drei Regelleistungen für den Folgetag eingeplant. Eine Stunde später um 12:00 Uhr wird der RAM eröffnet. Regelreserveanbieter können für jedes der 96 15-minütigen Zeitintervalle eines Liefertages bis jeweils 25 min vor Beginn des jeweiligen Zeitintervalls Regelarbeitspreisgebote abgeben. Die Auftragsbücher für die Vortages- bzw. Tagesauktionen der EPEX Spot werden 45 Tage

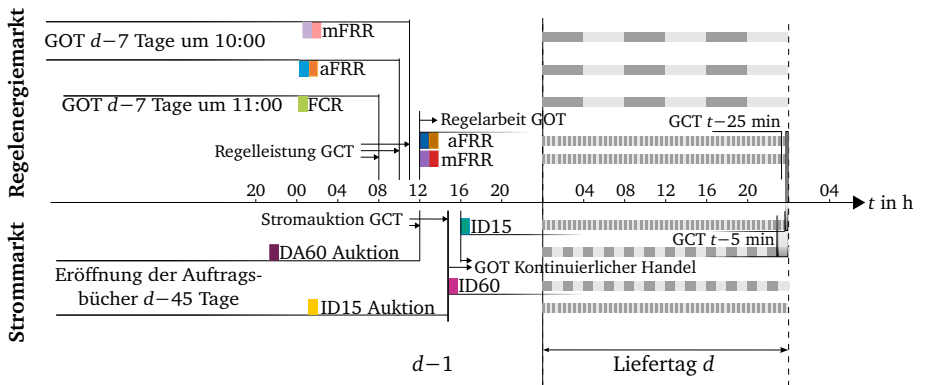


Abbildung 3.4: Zeitstrahl für die Handels- und Lieferzeiträume für Produkte des Strom- (unten) und Regelenergiemarkts (oben) in Deutschland.

vor einem jeweiligen Liefertag d eröffnet. Die GCT für die 60-minütigen Produkte $DA60_{Au}$ ist am Vortag um 12:00 Uhr und die für 15-minütigen Produkte $DA15_{Au}$ um 15:00 Uhr. Um diese Uhrzeit beginnt dann der kontinuierliche Tageshandel der 60-minütigen Produkte $ID60_{kon}$ und eine Stunde später der der 15-minütigen Produkte $ID15_{kon}$. Es darf bis 5 min vor Lieferbeginn gehandelt werden.

Es wird ersichtlich, dass der Handel am RAM und der Handel mit ID15_{kon} Produkten sehr ähnliche zeitliche Eigenschaften aufweisen. Durch die eindeutigen Handelsstrukturen und die Tatsache, dass der Strompreis wenig elastisch ist, ergibt sich eine gute Prognostizierbarkeit. Poplavskaya *et al.* bestätigen dies im Rahmen ihrer Untersuchung zu strategischem Bietverhalten am Regelle Energiemarkt [241]. Ein Blick auf historische Preisdaten am Tagesmarkt bestätigt weitergehend, dass der ID-Handel sich sehr nahe am DA-Handel orientiert [119]. Ansätze für die Vorhersage von Strompreisen stellen Narajewski und Ziel, Lago *et al.* sowie Jiang und Hu zusammen [217, 197, 167]. Aktuelle Informationen zum Regelle Energiemarkt in Deutschland können auf den Internetseiten netztransparenz.de [2] und regelleistung.net [6] eingesehen werden.

3.6 Eigenschaften und Entwicklungen des Strommarkts

Der Strommarkt in Deutschland wurde ab 1998 liberalisiert. Es folgt eine Entflechtung verschiedener Beteiligter und die Auflockerung von Monopolen. Die Anzahl der Akteure wächst und der Wettbewerb steigt. Zudem nimmt die Kooperation auf europäischer Ebene weiter zu, wodurch in Zukunft weitere Änderungen am Strommarkt zu erwarten sind. Strobel beleuchtet die Historie des Energiemarkts in Deutschland, insbesondere des Regelle Energiemarkts [273]. Schiffer bietet ebenfalls einen umfassenden Überblick in seinem Werk zum Energiemarkt in Deutschland [255].

Zappa *et al.* gehen der Frage nach, ob der *Status quo* der liberalen Strommärkte die Einhaltung des Pariser Klimaabkommens ermöglicht [310]. Vor allem durch den geplanten Zubau von erneuerbaren Energien wird eine Erweiterung der Energieflexibilität im Elektrizitätsversorgungssystem der EU benötigt. Selbst ohne eine Zunahme der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien können dezentrale Akteure durch lokal vorhandene Energieflexibilität ihren Eigenverbrauch optimieren, indem elektrische Energie lokal zwischengespeichert wird. Auf diese Weise würden Netzengpässe abgeschwächt oder verhindert werden. Es sei erwähnt, dass die deutschen ÜNB infrastrukturelle Maßnahmen vorantreiben. Bspw. befindet die neue HVDC Trasse *SuedLink* im Aufbau, um die Übertragungskapazität zwischen Nord- und Süddeutschland zu erhöhen und damit den Erzeugungsschwerpunkt erneuerbarer Energien im Norden effektiver mit dem Lastschwerpunkt im Süden zu verknüpfen. [249, 40, 281]

Das Zusammenspiel aller regulatorischer Organe und die geltenden Regelwerke im europäischen Raum sind komplex. Neben den Erzeuger-, Verbraucher- und Netzbetreiberrollen gibt es weitere Rollen, die für die Funktion der Elektrizitätswirtschaft von Bedeutung sind. Hierzu zählen unter anderem Nominerte Strommarktbetreiber, Energiehändler, Energieversorger, Aggregatoren, Netzzugangsanbieter, Messstellenverwalter, Anbieter von Reserveressourcen und weitere ans Netz angeschlossene Parteien. Das *harmonisierte Strommarktrollenmodell für Europa* bietet eine Übersicht aller relevanten Rollen für den Strommarkt. Insbesondere findet hier auch der Markt für Regelle Energie Beachtung. Die dem Modell zugrundeliegende Systematik stellt u. a. die Grundlage für den informationstechnischen Austausch zwischen den Akteuren dar. Eine Marktpartei kann mehrere im *harmonisierten Strommarktrollenmodell für Europa* deklarierten Rollen einnehmen. Energieinvestoren und Regierungsbehörden zählen in der Literatur ebenfalls zu den Akteuren des übergeordneten Energiekontextes [274]. Komarnicki *et al.* schaffen für die Einordnung in den europäischen Kontext das notwendige Verständnis und erläutern in diesem Kontext die Systematik und Begriffe der *Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom* (MaBiS) [vgl. 188, Tab.6.1-2]. In Europa werden seitens der Europäischen Kommission Vorgaben gemacht, die die Elektrizitätswirtschaft prägen. Mitgliedsstaaten wandeln diese Vorgaben in nationale Gesetze um. Zwei zentrale Verordnungen sind die „Verordnung (EU) 2017/2195 zur

Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem“ und die „Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt“. Der aktuelle Stand des Strommarktdesigns in Deutschland ist an vielen Stellen erklärt. U. a. im *Marktreformplan* des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) untersucht die Auswirkungen von einer Veränderung der Merit Order auf den Strompreis in [105, 89, 91, 41, 123].

Darüber hinaus existieren europäische und nationale Arbeitsgruppen, Verbände und Agenturen, die auf das Marktdesign Einfluss nehmen und den Strommarkt beobachten [99]. Eine Übersicht dieser ist in Anhang A.2 zu finden. Allgemein lässt sich sagen, dass die Europäische Kooperation in Sachen Elektrizitätswirtschaft zunimmt [23]. Im Allgemeinen strebt der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) eine starke Vernetzung sowie eine Kopplung der Strom- und Wärmesektoren an. Im Jahr 2022 wird die Vision veröffentlicht, dass zudem Wasserstoff einen zentralen Energiepfeiler darstellen soll [95]. Wichtige Kriterien für ein zielführendes Regelenergiemarktdesign in der EU werden von van der Veen und Hakvoort zusammengetragen. Dazu zählen die Versorgungssicherheit, die ökonomische Effizienz und eine Erleichterung der Marktöffnung. Sie betonen die Komplexität des Zusammenspiels aller Beteiligten und verweisen in ihrer Schlussfolgerung auf die zentrale Rolle zukünftiger Entwicklungen am Energiemarkt, um ein sinnvolles Marktdesign zu erreichen [291]. Die EU-Kommission betont laut einer Stellungnahme im März 2023 den Fokus auf erneuerbare Energien, Verbraucherschutz und Wettbewerbsfähigkeit [86, 88]. Nationale Energieaufsichtsbehörden und Gesetzgeber müssen dem gerecht werden und ein passendes Marktdesign entwerfen. Nabe und Staschus zeigen unterschiedliche Variationsmöglichkeiten für verschiedene Aspekte des Strommarktdesigns auf. Zu den Aspekten gehören u. a. Preisbildungsmechanismen, die Kraftwerkseinsatzplanung auf dem Stromgroßhandelsmarkt und die Sicherstellung des Gleichgewichts von Erzeugung und Abnahme. Sie benennen drei Ziele, die es seitens Politik zu erfüllen gilt: Energiesicherheit, Energiegerechtigkeit und Umweltverträglichkeit. Der Weltenergiemarkt bezeichnet diese aufgrund der inhärenten Zielkonflikte *Energie Trilema*. Nabe und Staschus ergänzen den Implementierungsaufwand und die Adaptierbarkeit als Bewertungskriterien für das Strommarktdesign. [216]

3.6.1 Eigenschaften und Trends bei Stromprodukten

Der Strommarktbericht der Internationalen Energie Agentur gibt einen guten Überblick der aktuellen Entwicklungen [159]. Der Bericht zu Netzreserven 2022 und der Jahresbericht 2022 von der ENTSO-E geben einen guten Überblick aktueller Entwicklungen am RLM und RAM [101, 100]. Kern *et al.* untersuchen die deutschen Strompreise an der EPEX Spot in 2019 hinsichtlich Preisniveaus und -spreads und weisen auf eine Tagescharakteristik, eine Wochencharakteristik und eine saisonale Charakteristik hin. ID15 Auktionen können anhand von Saison- und Sonneneinstrahlungsinformationen gut prognostiziert werden. Beim kontinuierlichen ID15 Handel ist dies durch eine höhere Volatilität weniger gut umsetzbar. [178]

Das Beratungsunternehmen McKinsey weist in einem Bericht aus 2021 auf fünf Trends hin, die in Zukunft entscheidend für die weitere Entwicklung des Strommarkts sein werden. Dazu zählen die Schlussfolgerungen [249]:

1. Gas-, Kohle- und CO₂-Preise werden häufig den Markträumungspreis bestimmen;
2. bei geringen Lasten decken erneuerbare Energien den Bedarf, jedoch ist die Deckung bedingt durch eine starke Erzeugungsvolatilität;
3. der Neubau von steuerbaren Anlagen ist notwendig;

4. die durchschnittliche Lastunsicherheit steigt durch die fortschreitende Elektrifizierung der Gesellschaft wie bspw. durch die Elektromobilität und
5. bei Erzeugungsknappheit kommen strategische Preisgebote zum tragen, die zu erheblichen Preissteigerungen führen.

Aus regulatorischer Sicht ist im Rahmen der Strommarktrends die Bestrebung der Bundesregierung zu nennen, in Deutschland bis 2028 einen Kapazitätsmarkt aufzubauen. Die Vergütung am Strommarkt fände dann für das Bereithalten von Erzeugungsleistung statt. [46]

3.6.2 Eigenschaften und Trends bei Regelernergieprodukten

Anhand der Redispatchvolumina sortiert nach ÜNB zeigt Syndwoldt, dass von 2012 bis 2019 hauptsächlich die ÜNB Tennet GmbH und 50Hertz GmbH für die Redispatchmaßnahmen verantwortlich waren [vgl. 279, Abb. 3.21]. Beide ÜNB sind in Norddeutschland aktiv und müssen häufig Windenergie abregeln. Durch Projekte wie *Netzbooster*⁵ sollen Überlastungen im Übertragungsnetz langfristig verhindert werden [283]. Hirth *et al.* deuten auf steigende Volatilität durch den Zuwachs erneuerbarer Erzeugung hin, welche wiederum Einfluss auf den Regelernergiebedarf haben könnte [150]. Trotzdem verzeichnet der Regelergiemarkt in Deutschland zwischen 2011 und 2017 sinkende Ausgleichsenergiemengen [vgl. 47, Abb. 4]. Ortner und Totschnig kommen zu dem Schluss, dass *onshore*⁶ Windenergie ein großer Treiber für den Bedarf für Regularbeit ist. Sie weisen des Weiteren auf die Komplexität hin, gegenläufige Trends im Strommarkt einzuschätzen. Die erhöhte Kooperation der ÜNB auf EU-Ebene hinsichtlich Regelernergieaktivierung und größere Abweichungen von gemeldeten Fahrplänen durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsportfolio stehen sich gegenüber. [233]

Im Allgemeinen hängen FCR-Preise eng mit dem DA60_{Au} Preis zusammen. Steigen die Erlösmöglichkeiten am DA-Markt durch höhere Preise, so steigen die FCR-Preise mit. Interessanterweise steigen die FCR Preise ebenfalls bei sehr niedrigen Strompreisen. Erneuerbare Energien Anlagen müssen teilweise gestoppt werden, wenn die Nachfrage fehlt oder Netzengpässe drohen. Dazu gehört z. B. Wasserkraft, welche in solch einem Fall keine FCR stellen kann. In 2020 stellt Wasserkraft mit 4,37 MW über 50 % der präqualifizierten FCR dar [118]. In einer gemeinsamen Untersuchung zu Flexibilitätsvermarktungsoptionen weisen die TenneT TSO GmbH und die Daimler Truck AG auf zukünftige Preissteigerungen im Regelergiemarkt hin. aFRR⁺ ist in ihrer Berechnung für 2030 auf einem neunmal höheren Niveau als 2020 [303].

Schäfer beschreibt im Jahr 2022 ein starkes Wachstum von Batteriespeichern im Pool der FCR-fähigen Reserveresourcen [253]. Sie eignen sich durch ihre schnelle Reaktionsfähigkeit gut für FCR. Figgner *et al.* beschreiben die Marktentwicklung bis 2022 im Bereich großer stationärer Batteriespeichersysteme. Sie bekräftigen die Attraktivität der FCR und aFRR Märkte für Batteriespeicher [109]. In 2023 verzeichnet aFRR⁺ einen Preisanstieg, während FCR leicht günstiger wird [20]. Ein Blick auf das Bietverhalten ermöglicht einen Einblick in die Größe des Markts und die Tendenzen der Regelreserveanbieter. In 2020 und 2021 wird laut ENTSO-E genug Regelleistung geboten. Der Gebotsüberhang⁷ ist 2,5. Für

⁵Das Konzept des Netzbooster Projektes sieht bei Netzengpässen vor, zuvor gespeicherte Energie hinter einem Engpass in das Netz einzuspeisen und die Erzeugungsleistung vor dem Engpass zu minimieren.

⁶Onshore Windenergie beschreibt erneuerbare Energie aus Windkraftanlagen, die an Land sind. Dagegen werden *offshore* Windenergieanlagen auf dem Meer gebaut.

⁷Der Gebotsüberhang beschreibt das Verhältnis der von den Regelreserveanbietern gebotenen Regelleistung zum Bedarf, den die ÜNB bestimmen haben

Regelarbeit ist der Gebotsüberhang geringer. Er beträgt für aFRR⁻ Regelarbeit 1,25 und für aFRR⁺ Regelarbeit 1,1 [101].

Zu den letzten Änderungen im Regelenergiemarktdesign des Verbundsystems zählt ein neues Ausschreibungsverfahren für FCR, welches seit dem 1. Juli 2019 aktiv ist [204]. Die bereits erwähnte Einführung des RAM findet 2020 statt. In den ersten zwei Jahren nach dem Start von PICASSO gilt eine Preisobergrenze und -untergrenze von 15.000 EUR/MWh bzw. -15.000 EUR/MWh [102]. Die Entwicklung am RAM ist dynamisch – auch aus rechtlicher Perspektive. Zwischenzeitlich wurde eine niedrigere Preisgrenze eingeführt. Diese wurde vom Bundesgerichtshof wieder gekippt [164]. Ocker und Ehrhart untersuchen den RAM für aFRR und weisen darauf hin, dass Regelreserveanbieter ihre Preisgebote an den Auktionspreisen in der nahen Vergangenheit orientieren. Dadurch pendelt sich ein Preisniveau ein, das höher als das Wettbewerbsniveau ist. Am Beispiel von negativer und positiver aFRR Regelarbeit ist in 2022 zu beobachten, dass manche der Regelreserveanbieter nur geringfügig oder gar nicht auf Nachfrageschwankungen und Strompreisschwankungen reagieren. Ein Grund hierfür ist, dass der RAM relativ klein ist und dadurch geringer Wettbewerb herrscht. Des Weiteren postulieren sie, es gäbe keine Notwendigkeit für eine Erhöhung des Regelenergiebedarfes und widerlegen damit vorige Literatur, welche davon ausging, dass eine zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch die damit steigende Erzeugungsvolatilität zu einem höheren Regelenergiebedarf führen würde. Jedoch bleibt abzuwarten, ob dies nicht doch der Fall ist. Schließlich hat Deutschland noch nicht die Ausbauziele der erneuerbaren Energien erreicht und viele Kooperationsmöglichkeiten auf EU-Ebene werden bereits genutzt. [230, 23]

3.7 Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung

Der Weltklimarat trägt einen umfassenden Überblick über die Folgen des Klimawandels zusammen und beschreibt klimatologische Mechanismen, die ihn beschleunigen. Der Treibhauseffekt ist ein solcher Mechanismus. Bei der Stromerzeugung mit konventionellen, fossilen Kraftwerken entstehen THG-Emissionen. Erneuerbare Energien verursachen bei der Erzeugung keine THG-Emissionen. Jedoch fallen bei der Herstellung sowie für die Entsorgung bzw. das Recycling der Anlagen THG-Emissionen an. Bei konventionellen Stromerzeugungsarten dominiert hinsichtlich der THG-Emissionen die Erzeugung. Aus diesem Grund wird hauptsächlich nach Primärenergieträgern und Kraftwerksart unterschieden, um die jeweils spezifischen THG-Emissionen zu bestimmen. [62]

Die genormten Berechnungsverfahren, um die spezifischen THG-Emissionen für unterschiedliche Erzeugungsanlagen zu bestimmen, heißen *Ökobilanzen* und sind in den Normen zur Ökobilanzierung festgehalten. Dabei wird zunächst die physikalische Einheit kWh als funktionale Einheit für die elektrische Energie festgelegt. Sie dient als Referenzeinheit. Anschließend werden vier Phasen durchlaufen, sodass die THG-Emissionen für den gesamten Lebensweg einer Erzeugungsanlage bestimmt werden, um diese anschließend auf die funktionale Einheit herunterzurechnen:

1. Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens,
2. Sachbilanz,
3. Wirkungsabschätzung und
4. Auswertung.

Nachdem der Rahmen und das Ziel festgelegt sind, wird der vollständige Lebensweg sachgemäß untersucht und lebenswegbezogene Emissionen unterschiedlicher Stoffe ermittelt. Um verschiedene Emissionsarten miteinander vergleichen bzw. verrechnen zu können, werden sie in der Wirkungskategorie der Treibhausgase auf CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) umgerechnet. Dafür gibt es in der Ökobilanz Umrechnungsfaktoren, die *Treibhausgaspotential* genannt werden.⁸ [162, 161]

Bezogen auf die kWh produzierte elektrische Energie ist im Kontext der Stromerzeugung die Rede von den *spezifischen THG-Emissionen* des Strommix. Dieser ergibt sich aus den verschiedenen spezifischen THG-Emissionswerten bzw. Emissionsfaktoren der Erzeugungsanlagen gewichtet mit deren aktuellen Stromerzeugungen. Umgekehrt lässt sich durch die Zusammensetzung der Gesamtstromerzeugung auf die spezifischen THG-Emissionen des Strommix schließen. Die Plattform Agora Energiewende bietet eine Übersicht der historischen Entwicklung der spezifischen THG-Emissionen des deutschen Strommix [7]. Im Vergleich zu 1990 konnte Deutschland die durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen in 2020 um ca. 51 % senken. In 2020 liegt der Wert bei 375 g CO₂-Äq. pro kWh [158]. Die FfE und die TenneT TSO GmbH stellen seit 2024 den sog. CO₂-Monitor zur Verfügung. Neben dem historischen Verlauf der Strommixemissionen ist hier eine kurzfristige Prognose abrufbar. [112]

⁸Das Treibhausgaspotential (*engl. global warming potential, GWP*) wird in Bezug auf einen Referenzzeitraum berechnet. Bspw. steht der GWP₁₀₀ für das Treibhausgaspotential über 100 Jahre.

4 Ladestrategien für Elektrofahrzeuge und Flotten

Ende des 19. und Anfang des 20. Jahrhunderts gibt es bereits mehrere Hersteller von Elektrofahrzeugen. Die Reichweite ist sehr begrenzt. Die Fahrzeuge kommen meist nur innerhalb von Ortschaften zum Einsatz und sind im Vergleich zum Automobilaufkommen im Jahr 2024 nicht weit verbreitet. Der Personenverkehr mit individuellen Fahrzeugen ist in der Entstehung. Um 1912 führen technische Innovationen dazu, dass Verbrennungsmotoren komfortabler werden. Der Anlassprozess ist jetzt automatisiert – der Anlasser elektrisch betrieben. Zudem haben Fahrzeuge mit Verbrennungskraftmaschinen eine viel höhere Reichweite dank der hohen spezifischen Energie fossiler Kraftstoffe. Günstig für die Verbreitung von Verbrennungskraftmaschinen ist zudem, dass die großen Ölkonzerne sich immer weiter etablieren und die Welt mit dem flüssigem Rohstoff versorgen. Die Ölkonzerne bestehen in der ein oder anderen Form bis heute. [210]

Ein ganzes Jahrhundert lang dominieren Verbrennungsmotoren den motorisierten Individualverkehr.

Danach erfährt Elektromobilität einen neuen Schub. Die Integrationsmöglichkeiten mit dem bestehenden Elektrizitätsnetz sind größer als 100 Jahre zuvor. Die Speicherkapazitäten sind ebenfalls erheblich gestiegen. Der technische Fortschritt geschieht schneller. Die Chancen sind groß, die Herausforderungen ebenfalls. Dieses Kapitel greift den Aspekt des Wiederaufladens von Elektrofahrzeugen auf und verschafft einen Überblick über verschiedene Ladestrategien, die zum Einsatz kommen können. Wie müssen Ladevorgänge von mehreren Elektrofahrzeugen orchestriert werden, damit den Anforderungen an das Nutzererlebnis, die Stromnetzstabilität, die Kosten, die Energieeffizienz und die Klimaauswirkungen gerecht wird?

Im Kontext von Elektrofahrzeugen beschreibt eine Ladestrategie die Art und Weise mit welcher die Traktionsbatterien der Fahrzeuge wiederaufgeladen und in manchen Fällen zwischenzeitlich entladen werden. Physikalisch lässt sich dies wie in (2.1) über die elektrische Ladeleistung $P_{\text{Laden}}(t)$ beschreiben. Durch den Hochlauf der Elektromobilität rücken Fragestellungen um sinnvolle Ladestrategien in den Fokus. Involvierte Akteure haben dabei unterschiedliche Zielsetzungen. Einige der Ziele sind miteinander verträglich, jedoch gibt es ebenfalls solche, die einen Kompromiss erfordern. Hannan *et al.* schreiben, dass Ladestrategien nicht ausführlich in der Literatur diskutiert werden [133]. Daher liegt in diesem Kapitel der Fokus auf einer breiten Darlegung einer aus der Literatur zusammengetragenen Taxonomie. Abschnitt 4.1 vertieft dabei ökonomisch getriebene Ladestrategien und Abschnitt 4.2 legt ökologisch orientierte Ladestrategien dar. Es wird untersucht, wie technisch vorhandene Energieflexibilität genutzt werden kann. Nach der DIN SPEC 91366 definiert sich Energieflexibilität folgendermaßen [188, 72]:

„Die Fähigkeit einer energie- bzw. leistungsrelevanten Erzeuger-, Verbraucher- oder Speicheranlage, sich schnell und mit geringem Aufwand an Markt- oder Systemsignale des Energiesektors anzupassen.“

Die FfE betrachtet die *absolute leistungsbezogene Flexibilität* und die *absolute zeitliche Flexibilität* gesondert. Verfügt ein Verbraucher bspw. über zeitliche Flexibilität, eröffnet sich ihm die Möglichkeit des Arbitragehandels am Strommarkt [175].

Elektrobusflottenbetreiber haben primär die Aufgabe, den Mobilitätsbedarf zu erfüllen. Dies erfordert die Planung der Fahrzeugrouten durch den Flottenbetreiber unter Berücksichtigung von Fahrzeugeigenschaften und Personal. Im Vergleich zu Dieselnissen stellt die Zeit zum wieder betanken bzw. wieder aufladen eine relevante Einschränkung dar. Das vollständige Wiederaufladen eines Elektrobusses kann je nach Speicherkapazität und Ladeleistung mehrere Stunden in Anspruch nehmen. Es folgt, dass die Routenplanung eng mit der Ladestrategie der Flotte zusammenhängt. Ladevorgänge hängen dadurch u. a. von den zurückgelegten Distanzen, den Straßenneigungen, dem Fahrverhalten, der Verkehrssituation und der Umgebungstemperatur ab [243]. Im Zuge von Flottenelektrifizierungen ist die gemeinsame Optimierung von Routen und die Platzierung von Ladepunkten zielführend [22]. Je nach Platzierung der Ladepunkte entlang der Routen bieten sich verschiedene Ladestrategien an. Häufig wird zwischen Gelegenheitsladen auf der Strecke und Depotladen auf dem Betriebshof unterschieden, wobei Kombinationen der beiden ebenfalls möglich sind. Routenoptimierungen sind für sich bereits eine komplexe Aufgabe. Daher ist beim Hinzunehmen von weiteren Entscheidungsvariablen wie Ladezeitpunkten, -dauern und -leistungen mit einer noch höheren Komplexität zu rechnen. Entsprechende Optimierungsprobleme sind dann u. U. nicht in zumutbarer Zeit lösbar [203]. Jefferies und Göhlich verfolgen einen holistischen Ansatz, der die Gesamtbetriebskosten durch eine heuristische Routenplanung und anschließende Optimierung der Ladestrategie minimiert [166]. In [251] wird ein Ansatz präsentiert, der bestehende Fahrpläne für Dieselnissen durch eine *a priori* Disaggregation der Routen auf eine Elektrobusflotte anpasst. Der Ansatz setzt auf die Kombination einer MILP Problemformulierung und einer anschließenden Heuristik, um die Elektrobusse den ermittelten Routen zuzuweisen.

Abgrenzung zu verwandten Untersuchungen

Auf Routenoptimierungsansätze wird im Folgenden nicht weiter eingegangen. Die nachfolgenden Überlegungen beziehen sich im Allgemeinen auf Elektrobusflotten und grenzen sich damit von personen- und lastkraftwagenbezogenen Überlegungen ab. Einige Ladestrategien und -konzepte lassen sich jedoch in allen drei Fällen anwenden und werden hier präsentiert. Zudem stellt die zeitliche Auflösung, mit welcher Ladestrategien für Fahrzeugflotten untersucht und beschrieben werden, ein Unterscheidungsmerkmal dar. Anders als bei detaillierten Betrachtungen zu Ladestrategien bzw. Ladekurven einzelner Fahrzeuge – z. B. I-U-Kurven – basieren die nachfolgenden Ladestrategien auf größeren Auflösungen. Ist eine Verbindung zum Strommarkt gegeben, werden üblicherweise 15 min als Diskretisierung gewählt [179, 11]. Im Elektroflottenkontext werden oftmals *Energiemanagement*, *Ablaufplanung*, *Regelung*, *Lastmanagement*, *Fahrplannerstellung* oder *Betrieb* synonym für eine Flottenladestrategie verwendet. Im Folgenden werden unter dem Begriff *Ladestrategie* alle Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen einer Flotte zusammengefasst, es sei denn es geht explizit um einzelne Fahrzeuge.

Ungesteuerte Ladevorgänge

Aus der Betreiberperspektive ist die einfachste Implementierung durch jene Ladestrategie gegeben, bei der keinerlei Zusatzaufwand zum Zweck des Ladens entsteht. Die Literatur bezeichnet das *ungesteuerte* Laden häufig synonym als *unkoordiniertes*, *naives* oder *inflexibles* Laden. Diese Art der Ladestrategie dient als Referenz bzw. Benchmark für andere Ladestrategien. Sie zeichnet sich durch ihre simple regelbasierte Struktur aus. Am Beispiel einer Elektrobusflotte manifestiert sich ungesteuertes Laden dadurch, dass Elektrobusse, die von einer Fahrt ins Depot einkehren i. d. R. sofort an die nächste freie Ladestation angeschlossen werden und wieder geladen werden. Die Fahrzeuge werden aufgeladen, bis sie die nächste Fahrt bedienen müssen oder vollständig aufgeladen sind. Das ist für Flottenbetreiber interessant, da auf diese Weise eine hohe Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge sichergestellt wird und beim Lademanagement geringer Aufwand entsteht. Es wird keine zusätzliche regelnde Entität benötigt. Die Ladevorgänge der einzelnen Fahrzeuge werden nicht miteinander koordiniert. Durch dieses Verhalten ergibt sich ein starres, präzise prognostizierbares Leistungsprofil. Vorhandene Energieflexibilität wird jedoch nicht genutzt. Erweiterte Ladestrategien, die über das ungesteuerte Laden hinausgehen, werden in der Literatur als *intelligentes Laden* (engl. *smart charging*) bezeichnet. Im Folgenden werden einige intelligente Ladestrategien aufgezeigt. In ausgewählten Fällen basieren diese auf bidirektionalem Laden, wodurch die Energieflexibilität im Allgemeinen höher wird. Diese technisch bedingte Flexibilität ist von der operativen Flexibilität, die durch den Fahrplan einer Elektrobusflotte gegeben ist, zu unterscheiden. Beide zusammen bilden den Rahmen für intelligente Ladestrategien. [70]

Intelligente Ladestrategien

Die Ladestrategie einer Elektrobusflotte steht in Wechselwirkung mit dem lokalen Mobilitäts- oder Transportangebot und der Stromnetzauslastung sowie der überregionalen Stromerzeugung und entsprechender THG-Emissionen. Eine Vielzahl von Akteuren sind direkt oder indirekt in das Geschehen involviert. Sovacool *et al.* befassen sich mit der Integration von Elektrofahrzeugen in die Gesellschaft und insbesondere in die Stromnetze [269]. Sie weisen darauf hin, dass V2G es ermöglicht, Signale von übergeordneten Akteuren in Ladestrategien zu integrieren. Deb *et al.* gruppieren Ladestrategien nach der Leistungsrichtung und der Vielfalt der Anbindungsmöglichkeiten. Sie unterscheiden dabei neben dem ungesteuerten Laden [70, Tab.3]:

- das Laden mit grundlegender Regelung;
- das unidirektionale Laden, wobei äußere Signale das Aufladen des Fahrzeugs beeinflussen können (V1G);
- das bidirektionale Laden mit V2G, bei dem das Fahrzeug mit dem Netz kommuniziert und beide Leistungsrichtungen freigeschaltet sind, und
- das bidirektionale Laden mit Kommunikation zwischen dem Elektrofahrzeug und jeglichen Peripherien (V2X), an die das Fahrzeug angeschlossen werden kann – Eigenheime, Gebäude, Netze etc.

Die ENTSO-E bekräftigt die Relevanz des intelligenten Ladens bei Elektrofahrzeugen. Unkoordiniertes Laden führt im Allgemeinen zu einer Verstärkung der hohen Stromnachfrage zu Abendszeiten, weshalb die Residuallast hochgefahren werden muss. Neben höheren Kosten ist in dieser Situation mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit mit Frequenzabweichungen zu rechnen [98]. In Deutschland koordiniert das Begleitforschungsprojekt *Elektro-Mobil* Vorhaben, die sich mit dem Hochlauf der Elektromobilität

beschäftigen. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Bidirektionalität von Ladevorgängen und deren Voraussetzungen sowie potenzieller Vorteile [120].

In der Literatur basieren ausgewählte Ansätze teilweise auf Optimierungen, die mit perfekten Prognosen arbeiten. Des Weiteren gibt es Ansätze basierend auf Zustandsschätzungen und robusten Optimierungen. Fuzzylogik ist ebenfalls in der Literatur zu Ladestrategien zu finden [126]. Yi unterscheidet Ladestrategien in zentral gesteuerte und dezentral agierende Strategien. Eine aus Netzperspektive zentral gesteuerte Ladestrategie kann dabei bspw. durch einen Aggregator ausgeführt werden. Dies erfordert eine zuverlässige V2G Kommunikation. Durch das Verfolgen eines zentralen Ziels können jedoch einzelne Beteiligte benachteiligt werden. Bei dezentralen Strategien ist dies nicht der Fall. Allerdings fehlt hier die übergeordnete Koordinierung, wodurch es eher zu kritischen Netzzuständen kommen kann [306]. Hinsichtlich der Ziele unterteilen Heinisch *et al.* intelligente Ladestrategien in den Energiehandel, die Lastregelung und die Frequenzhaltung [141]. Wang zeigt im Rahmen seiner Literaturübersicht eine Vielzahl unterschiedlicher Optimierungsziele auf, die eine Ladestrategie verfolgen kann. Die Ladestrategie-Ziele gliedern sich den folgenden Forschungsdisziplinen bzw. Ansätzen unter: THG-Emissionen, Integration erneuerbarer Energien, Gesamtsystemkosten, Fahrzeug-einsatzplanung, Lastmanagement auf der Verbraucherseite (*engl. demand-side management, DSM*), Marktteilnahme, Netzerweiterungsplanung und Sektorkopplung [vgl. 299, Tab. 6]. Ein beispielhafter Anwendungsfall, welcher auf V2G Kommunikation aufbaut, ist das automatisierte verbraucherseitige Lastmanagement. Das Kommunikationsprotokoll *OpenADR*¹ kann in Verbindung mit OCPP genutzt werden, um übergeordneten Akteuren die Steuerung von Speicherressourcen zu ermöglichen [153].

In Abbildung 4.1 sind diese und weitere Ladestrategien bzw. Anwendungsbereiche gezeigt. Die Nutzung der vorhandenen Energieflexibilität ist gegeben, sobald eine andere Ladestrategie verwendet wird als das ungesteuerte Laden. Unter Vermarktung von Energieflexibilität ist der monetäre Einsatz vorhandener Ressourcen zu verstehen. In der Abbildung sind die Bereiche zu sehen, in denen dies möglich ist. I. d. R. setzt die Applikation einer Ladestrategie voraus, dass Ladevorgänge unidirektional gesteuert werden können. Manche der Ladestrategien profitieren vom erweiterten Freiheitsgrad des bidirektionalen Ladens. Andere hingegen sehen diese Fähigkeit explizit vor und bauen darauf auf. Dazu zählen das Verkaufen von Energie am Spotmarkt und das Bereitstellen positiver aFRR Regelenergie. Da Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf vielen Netzebenen Auswirkungen haben und u. U. mehrere Akteure betreffen, ist die Formulierung einer übergeordneten Zielsetzung, die allen gerecht wird, nicht trivial. Viele der Akteure agieren jedoch ökonomisch getrieben. Ebenfalls die Verknüpfungen zwischen den Akteuren bauen in den meisten Fällen auf vertraglichen Vereinbarungen auf, die wiederum ökonomische Anreize setzen. Als Beispiele sind Energieversorger und ihre Kunden oder die Finanzierung des Netzausbaus über Netzentgelte anzuführen. Aus diesem Grund wird im Folgenden auf ökonomisch orientierte Ladestrategien eingegangen, wobei das Spektrum sehr weit gefasst wird. Aspekte wie Ressourceneffizienz und THG-Emissionsminderung werden dadurch bis zu einem gewissen Grad mitberücksichtigt. Aspekte ökologischer Ladestrategien werden in Abschnitt 4.2 gesondert aufgezeigt.

¹OpenADR (*engl. Open Automated Demand Response*) ist ein offener Standard zur Kommunikation von bspw. Preis- oder Ereignisdaten zwischen Energieversorgern und Energiekunden [74].

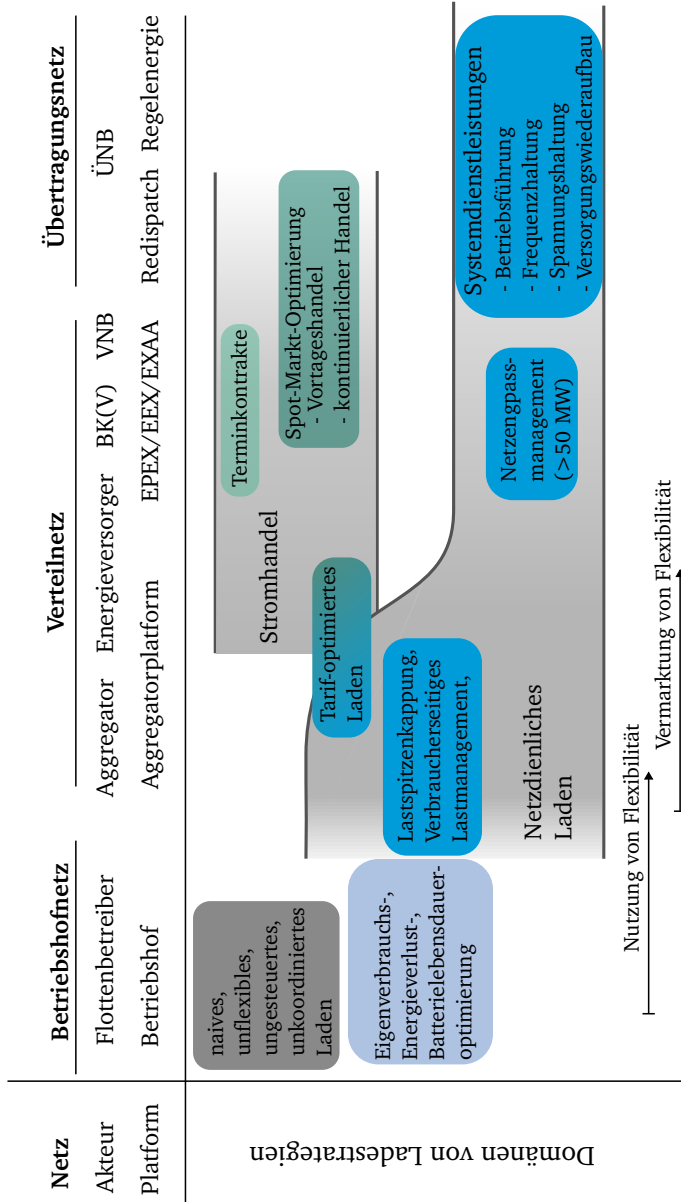


Abbildung 4.1: Übersicht verschiedener Ladestrategien aus der Literatur. [116, 51, 50, 117, 115, 11, 133, 188, 243, 22, 203, 166, 179, 70, 269, 120, 126, 141, 74, 153, 173, 262, 31, 306, 175, 177, 285, 261, 238, 263, 176, 114, 271, 196, 16, 58, 65, 142, 61, 165, 193, 286, 301, 227, 12, 21, 311, 209, 215, 174, 110, 192, 149, 226, 140, 27, 303, 206, 208, 305, 237, 176, 138, 127, 112, 81, 113, 35, 98]

4.1 Ökonomische Ladestrategien

Nicht bei jeder ökonomisch orientierten Ladestrategie ist eine Flexibilitätsvermarktung notwendig. Ökonomische Aspekte lassen sich bspw. indirekt durch die Verringerung von Energieverlusten berücksichtigen, da verbrauchte Energie sich auf die ökonomische Bilanz niederschlägt. Verluste entstehen bei der Übertragung von Elektrizität über die Stromnetze u. a. an Transformatoren und in den Leitungen. Dies ist ein Grund weshalb Akteure Eigenverbrauchsoptimierung betreiben. Verfügen sie über eigene Erzeugungsanlagen, dann ist eine Optimierung im Zusammenspiel mit einem Elektrofahrzeug, welches zeitweise als Energiespeicher agiert, besonders interessant [173]. Da die zeitliche Verfügbarkeit von Elektrobussen im Depot verlässlich prognostizierbar ist, können diese zeitweise als quasi-stationäre Energiespeicher betrachtet werden. Dies ermöglicht die Anwendung von Ansätzen aus anderen Sektoren, bei denen ebenfalls stationäre Speicher verfügbar sind. Strombeschaffungsstrategien für Unternehmen und Ansätze aus dem Gebäudesektor bieten hierfür Anhaltspunkte [262]. Brinkel *et al.* tragen Mechanismen zusammen, die im Kontext des Elektrofahrzeugladens zu ökonomischen Ersparnissen führen. Ladekosten können demnach folgendermaßen reduziert werden [31]:

- die Reduktion der Stromnachfrage zu Tageszeiten mit hohem Strombedarf, wodurch Lastspitzen vermindert werden und folglich Netzentgelte reduziert werden können;
- das Laden zu günstigen Zeitpunkten im Rahmen von Nutzungszeitarrifen²;
- das Bereitstellen von Regelenergie und die einhergehende Vergütung durch ÜNB und
- die Minimierung der Batteriedegradation.

4.1.1 Ladestrategien für den Energiehandel

Zu ökonomisch orientierten Ladestrategien zählen u. a. Ansätze, die den Stromeinkauf optimieren [175]. Am Strommarkt orientierte Stromtarife bzw. Ladestrategien können sich die Prognostizierbarkeit der Strompreise zu Nutze machen, die in Kapitel 3 beschrieben wird. Kern *et al.* beschreiben, wie Elektrofahrzeuge mit dieser Absicht in die Strommärkte integriert werden können [177]. Im Rahmen des NEFTON-Projekts werden Ladestrategien im Bereich der Nutzfahrzeuge optimiert. Trunk und Kiriazis geben einen Überblick der Ergebnisse und betonen das hohe Potenzial des bidirektionalen Ladens für eine Teilnahme am ID-Markt. Sie sind in der Lage eine Energiekostenreduktion von 23 % zu erzielen [285]. Bei ökonomischen Ladestrategien muss deren Auswirkung auf das lokale Verteilernetz bedacht werden. Die marktliche Optimierung von Lastgang-Fahrplänen durch Fernsteuerungsbenutzer wirkt sich in ungünstigen Fällen negativ auf die lokale Netzstabilität aus [31]. Am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge können nach Schulze *et al.* schnell zu Netzüberlastungen führen [261]. Perez-Diaz untersucht die Marktteilnahme von Elektrofahrzeugen am DA-Markt der iberischen Halbinsel über Aggregatoren [238]. Durch eine dezentral von einem Aggregator gesteuerte Strategie erzielt er mit dem vorgestellten Algorithmus Kosteneinsparungen in Höhe von 10 %. In der Literatur sind Ladestrategien für den Energiehandel häufig im Zusammenhang mit netzdienlichen Ladestrategien zu finden. Daher sind bei den im Folgenden zusammengetragenen netzdienlichen Ladestrategien Optimierungsansätze für den Stromeinkauf vertreten.

²Nutzungszeitarrife sehen für bestimmte Tagesurzeiten unterschiedliche Strompreise vor. Bspw. kann der Arbeitspreis in EUR je kWh von 8:00 bis 20:00 Uhr teurer sein als nachts.

4.1.2 Netzdienliche Ladestrategien

In der Literatur ist von *netzdienlichen Ladestrategien* die Rede, wenn diese die Belastung der Netze reduzieren bzw. die Aufgaben der Netzbetreiber unterstützen. Schuman beschreibt wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können und führt dabei die Möglichkeit an, Elektrofahrzeuge verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast laden zu können [263]. Die FfE zählt u. a. folgende Anwendungsfälle zu den systemnetzdienlichen Ladestrategien [176]:

- lokale Netzdienstleistungen,
- der Redispatch,
- das Einspeisemanagement,
- die Blindleistungsbereitstellung und
- die Notstromversorgung.

Beispiele für lokale Netzdienstleistungen, den Redispatch, das Einspeisemanagement und zur Lastspitzenkappung im Kontext von elektrischen Fahrzeugen werden individuell von der FfE untersucht [114, 116, 51, 50, 117, 115]. Sterner bestätigt die Fähigkeit von Elektrofahrzeugen mittels DSM einen Beitrag zur Netzstabilität leisten zu können [271]. Darunter fallen Elektrobusse, die gerade nicht im Einsatz sind und als elektrische Energiespeicher agieren können. Ladwig zählt zu DSM Strategien die Flexibilitätsoptionen der Lastabschaltung, der Lasterhöhung und der Lastverschiebung [196]. Blasius beschreibt, wie Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten und mobile Speicher mittels eines Aggregators einen Beitrag zur Netzintegration leisten können [16]. Chakir *et al.* zeigen an dem Beispiel eines privaten Haushaltes mit einer Erzeugungsanlage für erneuerbare Energien, dass Elektrofahrzeuge in Kombination mit DSM eine Optimierung des Energiemanagements ermöglichen [58]. Daam und Gemassmer vergleichen drei netzdienliche Ladestrategien einer betrieblichen Logistikflotte, welche von einem VNB vorgegeben werden. Dieser beobachtet die Netzsituation und beeinflusst die Ladestrategien. In den Ladestrategien [65]:

1. werden Preissignale gesendet, um das Ladeverhalten der Flotte zu beeinflussen;
2. werden Zeitfenster vorgegeben, in denen vorzugsweise geladen werden kann, oder solche, in denen nicht geladen werden darf, und
3. werden vom VNB dedizierte Lastfahrpläne basierend auf vorhandenen Informationen über die Kernstandzeiten und den Gesamtladebedarf der Logistikflotte versendet.

Nach dem Kriterium der verwendeten Überschussenergie, welche andernfalls abgeregelt würde, schneiden die ersten beiden Strategien besser als die dritte ab. In allen drei Fällen kann die Menge abgeregelter Energie aus erneuerbarer Erzeugung verringert werden. Helfenbein untersucht den Einfluss von netzdienlichen Ladestrategien auf Verteilnetze. Es werden folgende Ladestrategien definiert:

- **Ladegruppen** Es werden Fahrzeuggruppen definiert, welche nicht gleichzeitig Laden dürfen.
- **Reduziertes-Laden** Hierbei wird die Ladeleistung reduziert, indem Standzeiten von Elektrofahrzeugen vollends ausgenutzt werden. Mindestens 10 % der Nennleistung eines Ladepunktes wird jedoch in Anspruch genommen.
- **Residuallast-Laden** Hierbei ist das Ziel, den Energiebezug aus Residuallast im regionalen Verteilnetz zu minimieren.

Alle drei Ladestrategien unterstützen die Netzintegration von Elektrofahrzeugen. Das Residuallast-Laden fördert zudem die Integration erneuerbarer Energien. Jedoch weist Helfenbein darauf hin, dass dies von den jeweiligen momentanen Erzeugungs- und Lastprofilen in den untergeordneten Niederspannungsnetzen und deren Verknüpfung über das Mittelspannungsnetz abhängt [142]. Clausen und Dammasch beschreiben ein Verbundvorhaben in Norddeutschland, welches eine Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagements für den elektrifizierten Personenverkehr (KoLa) entwickelt. Sie greifen die Problematik um Netzüberlastungen auf und entwerfen eine zentral gesteuerte Koordinierungsfunktion, welche Ladestrategien orchestriert. Mitunter ist ein minimierter Netzausbau als Ziel gesetzt, das Anbieten von Systemdienstleistungen jedoch nicht. [61]

Lastspitzenkappung

Die Lastspitzenkappung beschreibt eine Ladestrategie, die explizit das Ziel verfolgt, Lastspitzen eines Verbrauchers zu vermeiden. Es ist eine Ladestrategie, die hinter dem Zähler eines Netzanschlusspunktes Anwendung findet. Lastspitzen lassen sich vermeiden, indem einzelne Ladevorgänge zeitlich verschoben werden, sodass die Anzahl paralleler Ladevorgänge vermindert wird – zeitliche Energieflexibilität. Ebenfalls lässt sich dies durch eine einfache Reduktion der momentanen Ladeleistung erzielen. Lastspitzenkappung ist nach Brinkel *et al.* im Vergleich zu anderen Ladestrategien leicht umzusetzen und führt zu Kosteneinsparungen [31]. Jahic *et al.* erzielen durch Veränderungen des Fahrplans einer Busflotte eine Lastspitzenkappung [165]. Die meiste Literatur zielt jedoch auf eine Lastspitzenkappung ab, ohne dabei die eigentlich vorgesehenen Abläufe – in diesem Fall die Fahrpläne – zu ändern. Für ein regionales Verteilnetzsystem mit einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 32 GW und zusätzlich mehreren Ladeparks für Elektrofahrzeuge mit Anschlussleistungen von 2,8 MW können Kucevic *et al.* durch die Koordinierung der Ladevorgänge eine Reduktion der Spitzenleistung um 44,5 % erzielen. Der Effekt wird durch stationäre Speicher bei den Ladeparks unterstützt und skaliert mit deren Speicherkapazität linear. Ab einer Speicherkapazität der stationären Speicher von 800 kWh kann die Lastspitze jedoch nicht weiter reduziert werden [193]. Unter die Maßnahmen zur Lastspitzenkappung fallen des Weiteren Nutzungszeittarife, welche Anreize schaffen, netzdienlich zu Laden [31]. Sie gehen über übliche Netztarife vom Energieversorger hinaus, die meist auf einem Leistungspreis für die Anschlussleistung und einem Arbeitspreis für die tatsächlich verbrauchte elektrische Energie basieren. Trunk und Leitao können für einen Buspark mit elf Elektrobussen und sechs Routen eine Reduktion der Lastspitze von 75 % erreichen [286]. Weiß *et al.* analysieren mögliche Strategien für Lastspitzenkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen im Kontext eines Gewerbebetriebes. Ihr Fokus liegt dabei auf der Netzbelastung in Verteilnetzen. Sie können zeigen, dass durch geeignetes auf unidirektionalem Laden basiertes DSM keine zusätzliche Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge im Vergleich zum ursprünglichen Lastgang des Gewerbes entsteht. Darüber hinaus kann durch bidirektionales Laden eine Reduktion der ursprünglichen Lastspitze von 40 % erzielt werden. Es sei erwähnt, dass es sich hier um eine Flotte mit 30 Elektrofahrzeugen handelt [301]. Nour *et al.* erreichen durch die Applikation einer Fuzzylogik, welche auf den Signaleingängen von SoC und Strompreisen basiert, eine Lastspitzenreduktion von 20 % im Vergleich zum ungesteuerten Laden [227].

Regelenergie

Nach dem Glossar des *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter* kann ein Busdepot als Reserveeinheit agieren oder einer Reservegruppe beitreten. Folglich ist eine Partizipation am Regelenergiemarkt möglich. Aus dem INEES³ geht bereits 2015 hervor, dass die Erbringung von Regelleistung aus Elektrofahrzeugen einen volkswirtschaftlichen Nutzen darstellt [12]. In der Literatur gibt es Ansätze, die neben dem Stromeinkauf zusätzlich Erlöse am Regelenergiemarkt erzielen [21]. Zeh *et al.* geben einen Überblick der notwendigen Grundlagen für die Teilnahme am FCR Markt mit Batteriespeichern [311]. Marchgraber *et al.* gehen auf Modellierungsansätze von Batteriespeichern bei der Erbringung von FCR ein [209]. Monecchi *et al.* zeigen in ihrer Untersuchung, dass bereits mit einer einfachen Ladestrategie Erlöse am Regelenergiemarkt erzielt werden können. Deren Strategie basiert auf konstanten Preisen und variierenden Gebotsgrößen [215]. Kern *et al.* stellen einen Ansatz zur Teilnahme von bidirektional befähigten Elektrofahrzeugen am FCR Markt vor [174]. Figgenger *et al.* untersuchen die Flexibilitätsvermarktung elektrischer Fahrzeugflotten in Form von FCR und berücksichtigen dabei die zusätzlich anfallenden Betriebskosten, Messungskosten, Aggregatorkosten und Batteriedegradationskosten [110]. Brinkel *et al.* vergleichen Ladestrategien für Elektrobusflotten und berücksichtigen dabei neben FCR die Teilnahme am aFRR Markt. Sie optimieren mit der Einschränkung, dass positive aFRR Regelarbeit nur dann geboten werden kann, wenn kurz vorher negative aFRR Regelarbeit bezuschlagt wurde [31]. Das stellt sicher, dass die Teilnahme am RAM für aFRR nicht zu einer erheblichen Speicherstanddiskrepanz im Vergleich zu einer Ladestrategie führt, bei der keine Regelenergie geboten wird. Da keine zu tiefen SoC der Flotte befürchtet werden müssen, ist diese Strategie sicher umsetzbar. Allerdings spiegelt diese Ladestrategie nur bedingt das vollständige Potenzial der Teilnahme am aFRR Markt wieder. Brinkel *et al.* weisen darauf hin, dass das Erbringen von FCR und aFRR sich negativ auf das lokale Netz auswirken kann, da Leistungsspitzen drohen [31]. Dabei wirkt sich das Bereitstellen von aFRR stärker als FCR auf das lokale Netz aus, da bezuschlagte aFRR Gebote stets in eine bestimmte Leistungsrichtung wirken. FCR schwankt i. d. R. um die Netzfrequenz, sodass sich über längere Zeiträume keine großen Energiebilanzen aufbauen. Laut Kucevic *et al.* ist bei FCR Anwendungen mit bis zu 600 Vorzeichenwechseln pro Tag zu rechnen [192].

Hirth *et al.* weisen darauf hin, dass Regelreserveanbieter durch die Teilnahme am aFRR Markt einen Informationsvorteil gegenüber anderen Strommarktteilnehmern haben. Durch das Wissen um die momentane Netzstabilität können Rückschlüsse auf den ID-Markt gezogen werden, die dort eine Optimierung der Handelsstrategie ermöglichen [149]. Nitsch *et al.* führen eine ökonomische Bewertung von Batteriesystemen durch, die am DA- und aFRR Markt teilnehmen [226]. Für das Jahr 2030 ziehen sie den Schluss, dass eine marktsegmentübergreifende Partizipation von Batteriespeichern ökonomische Vorteile hat. Des Weiteren halten sie fest, dass die *round-trip efficiency* im Zukunftsszenario wegen der höheren Preisvolatilität nur einen geringen Einfluss auf die Einnahmen hat. Heilmann *et al.* führen eine Meta-Analyse über V2G Anwendungen durch und sie kommen zu dem Schluss, dass die höchsten ökonomischen Potenziale in der zeitlich gleichmäßigen Lastverteilung sowie der Teilnahme am aFRR Markt stecken [140]. Böhringer *et al.* präsentieren ein Konzept für den Energiehandel und das Bereitstellen von Regelenergie einer energieflexiblen Produktionshalle, das teilweise auf ein elektrifiziertes Busdepot übertragen werden kann [27]. Will und Ocker untersuchen gemeinsam Möglichkeiten der Flexibilitätsvermarktung im Bereich des Schwerlastverkehrs. Im Bereich der Regelenergie bietet aFRR nach deren Ergebnissen ein höheres ökonomisches Potenzial als FCR [303]. Brinkel *et al.* berichten, dass eine Elektrobusflotte allein durch Lastspitzenkappung eine Kostenersparnis zwischen 23 und

³Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES ist ein Forschungsprojekt welches von 2012 bis 2015 läuft.

32 % erzielen kann. Obwohl Busse i. d. R. zu günstigen Verkaufszeitpunkten unterwegs sind, lässt sich dennoch eine weitere Kostenersparnis zwischen 6 und 11 % durch die Teilnahme am DA-Markt erreichen. Am größten ist jedoch das Einsparungspotenzial durch die Teilnahme am aFRR Markt. Hier können bis zu 100 % der Kosten eingespart werden, ohne dafür perfekte Prognosen hinsichtlich aFRR Preisen zu benötigen [31]. Ein Nachteil der Erbringung von Regelenergie ist die zusätzliche Belastung der Batterien. Lymeropoulos *et al.* simulieren die Erbringung von Systemdienstleistungen durch eine Batterie, die in eine Ladestation integriert ist. Im Vergleich zu einer Ladestrategie ohne Systemdienstleistungen berechnen sie einen zusätzlichen SoH Verlust von 0,07 Prozentpunkten – einem vernachlässigbaren Anteil [206].

4.1.3 Erhöhung der Batterielebensdauer

Durch eine längere Lebensdauer der Traktionsbatterie wird indirekt ein ökonomischer und ökologischer Vorteil erzielt. Da sowohl die Anschaffungskosten als auch die Produktionsemissionen sich über eine längere Nutzungszeit verteilen, wird aus beiden Perspektiven ressourceneffizienter gehandelt. Neben *a posteriori* Analysen der Batteriedegradation, wie von Lymeropoulos *et al.* durchgeführt, gibt es Ladestrategien, die die Degradation der Batterien explizit in einer Zielfunktion berücksichtigen. Detaillierte Untersuchungen zur Batteriedegradation basieren häufig auf nicht-linearen Batteriemodellen [208]. Diese Modelle bilden die reale Degradation in Abhängigkeit der tatsächlichen bzw. simulierten Nutzung ab. Sie lassen sich aufgrund ihrer Komplexität jedoch nicht einfach in andere Modelle integrieren bzw. schnell lösen. Xu *et al.* stellen eine stückweise-lineare Funktion für die zyklische Degradation ihrer Batterie auf, um dieser Problematik entgegenzuwirken. Die Batterie dient in ihrem Anwendungsfall der Teilnahme am Strommarkt [305]. Perez *et al.* zeigen, dass eine Limitierung des nutzbaren SoC-Bereichs in der Betriebsstrategie sinnvoll ist. Durch eine geringere Beanspruchung der Batterie kann die Nutzungsdauer verlängert werden und somit der Kapitalwert der Erlöse durch die Teilnahme am Strommarkt erhöht werden [237].

4.2 Ökologische Ladestrategien

Durch einige der bereits vorgestellten Ladestrategien werden indirekt Beiträge zum Klima geleistet. Günstige Strompreise in Zeiten erhöhter Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sorgen über marktliche Mechanismen dafür, dass weniger THG-Emissionen emittiert werden. Ähnliches gilt für das Vermeiden von Netzengpässen und die Wahrung der Netzstabilität, die durch indirekte Effekte den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erhöhen. Jedoch können ökonomische Ladestrategien nachteilige Effekte für das Klima haben. Kern *et al.* untersuchen vergleichenderweise ökologische Mehrwerte und Kosten, die durch eine ökonomisch orientierte bidirektionale Ladestrategie entstehen [176]. Energieversorger strukturieren teilweise Tarife, die ein ökologisch sinnvolles Verhalten der Endnutzer stimulieren. In anderen Fällen kauft der Energieversorger *grünen*⁴ Strom ein, sodass er diesen an seine Kunden weitergeben kann. Die Elektrobusse des Darmstädter ÖPNV fahren bspw. mit sog. *Ökostrom* [138]. In manchen Situationen gibt es vor Ort Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien. In diesen Fällen kann durch eine lokale Optimierung des Eigenverbrauchs ebenfalls eine ökologisch sinnvolle Ladestrategie gestaltet werden. Eine direkte Möglichkeit Ladestrategien ökologisch

⁴Der Begriff *grüner Strom* ist zum Stand dieser Arbeit (2024) nicht geschützt. Die Idee ist, dass Grünstrom als elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern zu verstehen ist.

auszurichten, ist über die Formulierung einer entsprechenden Zielfunktion möglich. Werden hier bspw. die THG-Emissionen des Strommix angesetzt, kann das Emissionsminderungspotenzial identifiziert und verfolgt werden. Göhlich und Knie beschreiben in ihrer Projektstudie die Ökoeffizienz intelligenter Ladestrategien von Bussen in Depots. Sie weisen darauf hin, dass die bidirektionale Funktionalität im Fall von Busdepots einer Minimierung der THG-Emissionen beisteuern kann, wohingegen allein unidirektionale Fähigkeit quasi keine Einsparung zulässt [127]. Demgegenüber wird in [24] für den Fall einer vollständigen Flottenelektrifizierung in Darmstadt gezeigt, dass durch intelligent gesteuertes unidirektionales Laden der Elektrobusse ca. 30 % THG eingespart werden können. Durch das Zurückspeisen ins Netz dank bidirektionaler Ladefähigkeit steigt das Potenzial auf nahezu 50 %.

4.3 Forschungsfragen zu Ladestrategien von Elektrobusflotten

Zusammenfassend finden sich in der Literatur eine Vielzahl an Ladestrategien. Durch die Wechselwirkungen mit den Stromnetzen, insbesondere deren Auslastung auf den verschiedenen Ebenen, ergibt sich ein breites Untersuchungsfeld zum Potenzial netzdienlicher Ladestrategien. Die Literatur zu ökonomisch getriebenen Ladestrategien ist weit verbreitet und die konkreten Zielsetzungen variieren je nach Akteur und dessen Perspektive – ein Flottenbetreiber hat bspw. andere Interessen als die Netzbetreiber. Daher ist es von zentraler Bedeutung, sich die beteiligten Akteure vor dem Hintergrund des Gesamtsystems vor Auge zu führen und Zielkonflikte bereits während der Konzipierung von Ladestrategien zu identifizieren. Des Weiteren kann durch ein breites Verständnis der Wechselwirkungen incentiviert werden, dass Flottenbetreiber ihre Ladestrategien auf eine bestimmte Art und Weise anpassen, selbst wenn dies nicht in einem unmittelbaren Vorteil mündet. Ökologisch optimiertes Laden ist ebenfalls in der Literatur vertreten und wird bspw. durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs von lokaler Erzeugung aus erneuerbaren Energien umgesetzt. Alternativ gelingt dies über die mit den spezifischen THG-Emissionen des Strommix korrelierenden Größe der momentanen Residuallast, wie beim *Residuallast-Laden* von Helfenbein [142]. Durch die Vielfalt der Akteure und der möglichen Zielsetzungen scheint der einfachste Ansatz darin zu bestehen, alle Vor- und Nachteile in ein monetäres Maß umzuwandeln. Über monetäre Anreize am Regelenergiemarkt lässt sich der Beitrag zur Stromnetzstabilität bereits incentivieren. Eine direkte Flexibilitätsvermarktung am Spotmarkt führt zu Kostenersparnissen für den Flottenbetreiber. Durch die Korrelation von erneuerbarer Erzeugung mit dem Strompreisniveau führt diese bis zu einem gewissen Punkt zu einer THG-Emissionsminderung. Neue Werkzeuge wie der CO₂-Monitor vereinfachen die Umsetzung von ökologisch orientierten Ladestrategien [112]. Zudem profitieren Flottenbetreiber bzw. Ressourcenaggregatoren im Stromnetz von bereits vorhandener Literatur, welche sich mit der Flexibilitätsvermarktung von stationären Batteriespeichern befasst. Englberger *et al.* stellen einen Ansatz vor, der Lastspitzenkappung, Eigenverbrauchsoptimierung, Frequenzhaltung und den Handel am Tagesmarkt gleichzeitig ermöglicht [81]. In naher Zukunft soll durch die nationale Umsetzung der RED III sichergestellt werden, dass mobile Batteriespeicher im Rahmen einer potenziellen Teilnahme am Strommarkt nicht mehr diskriminierend behandelt werden. In Anbetracht der voranschreitenden Flottenelektrifizierung deutscher ÖPNV Betriebe profitiert die Umstellung als ganzes von dieser und weiterer regulatorischer Anpassungen [35, 113]. Busflottenbetreiber werden dann vor der Frage stehen, für welche Ladestrategie sie sich entscheiden sollten. Auf der Netzbetreiberseite stellt sich u. a. die Frage nach den Auswirkungen bzw. dem Potenzial zu Systemdienstleistungen, das in Zukunft von Elektrobusflottenbetreibern erwartet werden kann [98].

Konkret stellen sich Flottenbetreibern und beauftragten Dritten folgende Fragen, wenn sie eine Flexibilitätsvermarktung einer Elektrobusflotte in Erwägung ziehen:

- Welchen Mehrwert bringen erweiterte Freiheitsgrade wie das bidirektionale Laden in einem konkreten Anwendungsfall in Abhängigkeit der Teilnahme an einem oder mehreren Märkten?
- Auf welche Märkte oder Produkte des Strommarkts sollte der Fokus gelegt werden, um Energiekosten zu reduzieren?
- Welchen Beitrag in Form von Systemdienstleistungen kann stellt eine Elektrobusflotte, wenn sie marktübergreifend an unterschiedlichen Segmenten des Strommarkts teilnimmt und dabei ökonomisch agiert?
- Wodurch zeichnen sich optimale Flottenladestrategien aus? Existiert eine *einfach* umzusetzende Ladestrategie, die bereits viele der Potenziale ausschöpft?
- Welche Auswirkungen haben marktlich optimierte Flottenladestrategien auf LIA?

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird diesen Fragen für ein Zukunftsszenario in Darmstadt nachgegangen, in dem die Elektrobusflotte vollständig elektrisch fährt. In Kapitel 5 wird das Darmstädter Busdepot modelliert und ein MILP-Optimierungsproblem formuliert. Zunächst werden dafür die benötigten Rollen entsprechend des Strommarktmodells definiert und anschließend die modelltechnischen Verknüpfungen hergestellt sowie die Zielfunktionen definiert. In Kapitel 6 werden die Optimierungsergebnisse einer Szenarioanalyse dargelegt. Dadurch wird eine Aufschlüsselung der Potenziale nach den erweiterten Freiheitsgraden des bidirektionalen Ladens, der Rückspeisefähigkeit des Busdepots in das Stromnetz und der Fokus auf verschiedene Strommarktsegmente ermöglicht.

5 Modellbildung und Optimierung

Welche Aspekte der Realität müssen modelliert werden, um ein aussagefähiges und gleichzeitig effizientes Ergebnis zu erzielen? Dieses Kapitel bietet darauf eine Antwort für den Kontext der Flottenladestrategien mit einer Marktanbindung. Unter den Möglichkeiten von Heuristiken, Metaheuristiken und exakten Methoden wird für den Kern der Modellierung die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung gewählt und stellenweise werden Datengrundlagen durch Heuristiken vorbereitet. Der Grundtakt für die Analyse wird durch den Markt vorgegeben – alle 15 Minuten gibt es einen neuen Zustand. Das Grundgerüst der Modellierung wird basierend auf Viertelstunden beschrieben – ein Viervierteltakt. Auf der einen Seite geht die Aussagekraft über dynamische Vorgänge innerhalb der Viertelstunden verloren. Auf der anderen Seite wird dadurch eine Reduktion der Systemkomplexität erreicht, welche die Untersuchung längerer Zeiträume ermöglicht. Die weiterhin vorhandene Komplexität wird durch die Parallelisierung auf einem Hochleistungsrechnen-cluster bewältigt.

Dieses Kapitel führt in die Modellierung des in dieser Arbeit untersuchten Busdepots samt Busflotte im Strommarkt Kontext ein. Für unterschiedliche Zielsetzungen wird die jeweils optimale Ladestrategie für die Elektrobusflotte identifiziert. Die vorgestellte Methode ermöglicht die Untersuchung verschiedener Szenarien basierend auf historischen Marktdaten. Damit ermöglicht sie einen Vergleich der Zielsetzungen bzw. Ladestrategien bei unterschiedlichen Gegebenheiten. Zunächst werden der übergeordnete Modellierungsansatz sowie grundsätzliche Modellcharakteristiken erläutert. In Abschnitt 5.1 wird auf die Modellierung des Busdepots als Ganzes und dessen Verknüpfung zum Strommarkt eingegangen. Abschnitt 5.2 stellt den Modellierungsansatz für die vorhandenen elektrischen Energiespeicher dar – die Traktionsbatterien der Busse sowie einen stationären Speicher. In Abschnitt 5.3 wird der Ansatz für die Leistungs- bzw. Energieflexibilitätsmodellierung präsentiert. Der Ansatz ermöglicht es, die zwischen der GCT und dem Beginn eines Zeitintervalls für Regelarbeit herrschende Unsicherheit hinsichtlich eines tatsächlichen Abrufs zu berücksichtigen. Anschließend werden in Abschnitt 5.4 die aus Kapitel 4 abgeleiteten Zielfunktionen definiert. Abschnitt 5.5 stellt die Datengrundlage für die Optimierung vor. Diese basiert auf dem Darmstädter Busdepot. Es sei erwähnt, dass aus Verständnisgründen bereits vor dem Abschnitt zu den Datengrundlagen einige Parameter des Busdepots eingeführt werden. Zuletzt werden in Abschnitt 5.6 für die vergleichende Untersuchung von Ladestrategien Szenarien definiert und die Lösungsmethode der Optimierung dargelegt.

Allgemeine Modellcharakteristiken

Das Problem wird als MILP formuliert (vgl. Abschnitt 2.4). Die mathematische Problemformulierung erfolgt computergestützt. In dieser Arbeit wird eine Bibliothek der Programmiersprache *Python* verwendet. Die Bibliothek *Pyomo*¹ bietet hilfreiche Werkzeuge, die die Problemformulierung unterstützen. Zudem

¹*Python Modellierungsobjekte für Optimierungen (engl. Python Optimization Modeling Objects).*

gibt es einige Beispiele, die ein zielführendes und strukturiertes Vorgehen in der Modellierungsphase erläutern [55, 136, 224].

Der Optimierungshorizont T^{Horizont} geht vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2023 und erstreckt sich somit über 1095 Tage. Die Menge der Tage ist in \mathcal{D} enthalten. Für die Untersuchung werden Zeitreihen für Strompreise von DA60_{Au}, ID15_{Au} und ID15_{kon} hinterlegt. Die Optimierungen basieren auf der Annahme der *perfekten Vorhersage*. Die durch die Methodik identifizierten optimalen Ladestrategien sind demnach als maximales Potenzial zu verstehen. Die kürzesten Zeitfenster der Produkte umfassen 15 min. Diese zeitliche Auflösung ist hinreichend, um den Fahrplan der Flotte abzubilden. Raab *et al.* bestätigen dies und führen weitergehend an, dass diese zeitliche Diskretisierung eine unkomplizierte Bilanzierung von Energietransaktionen ermöglicht [243]. Komarnicki *et al.* bestätigen die Etablierung des Viertelstunden-Zeitintervalls als gebräuchliche Größe [188]. Lajunen modelliert in seiner Arbeit einen Busfahrplan mit einer 10 min Auflösung [198]. Die restliche Literatur arbeitet im Kontext einer Marktanbindung i. d. R. jedoch mit 15 min. Neben den 15-minütigen Produkten gibt es 60-minütige und 4-stündige Produkte. Dementsprechend werden in (5.1) ergänzend zu \mathcal{D} die drei Indexmengen \mathcal{T}^{15} , \mathcal{T}^{60} und \mathcal{T}^{240} eingeführt, deren Indizes t^a , t^b und t^c je einen Tag abdecken.

$$\begin{aligned} d &\in \mathcal{D}[1 : 1095] \\ t^a &\in \mathcal{T}^{15}[1 : 96] \\ t^b &\in \mathcal{T}^{60}[1 : 24] \\ t^c &\in \mathcal{T}^{240}[1 : 6] \end{aligned} \tag{5.1}$$

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird stellvertretend für den am häufigsten verwendeten Index t^a der Einfachheit halber der Index t verwendet. Des Weiteren werden in der nachfolgenden Modellierung unterschiedlich indizierte Variablen und Parameter miteinander verrechnet. Für diesen Zweck wird der Index τ eingeführt. Er entspricht einer Indexübersetzung auf die 15-minütige Indexmenge \mathcal{T}^{15} . Wird bspw. ein 4-stündiges Regelleistungsprodukt mit τ indiziert, führen je 16 Indexelemente zum selben Wert, da sie in dasselbe vierstündige Intervall fallen. In (5.2) ist dies für die ersten 16 Viertelstunden eines Tages veranschaulicht, welche dem Index $1 \in \mathcal{T}^{240}$ entsprechen.

$$\forall \tau \in \{1, 2, 3, \dots, 16\} \rightarrow 1 \in \mathcal{T}^{240} \tag{5.2}$$

5.1 Elektrobustdepot im Stromnetz

Die Einordnung des Busdepots in den Strommarktcontext wird anhand des *harmonisierten Strommarktrollenmodells für Europa* durchgeführt [105]. Abbildung 5.1 zeigt eine an diese Arbeit angepasste Abwandlung des Strommarktmodells. Marktakteure können mehrere Rollen übernehmen. In dem angepassten Modell werden der Übersicht halber einige Marktrollen konsolidiert. Direkt aus dem *harmonisierten Strommarktrollenmodells für Europa* übernommene Elemente sind blau dargestellt und konsolidierte oder neue Elemente sind schwarz. ÜNB und VNB sind bspw. Marktakteure mit konsolidierten Marktrollen. Es gibt Akteure bzw. Rollen, die nicht Bestandteil des harmonisierten Modells sind, jedoch in dieser Arbeit vorkommen. Dazu gehören der Flottenbetreiber, das Fahrzeugdepot, der Fahrplan und die angewandte Ladestrategie. Der dargestellte *Ressourcen Aggregator* kann die Energieflexibilität des Betriebshofes zusammen mit der von anderen Ressourcenanbietern verwalten und vermarkten [229]. Darüber hinaus sind die Stromerzeugung, die Energieversorger, das Stromnetz

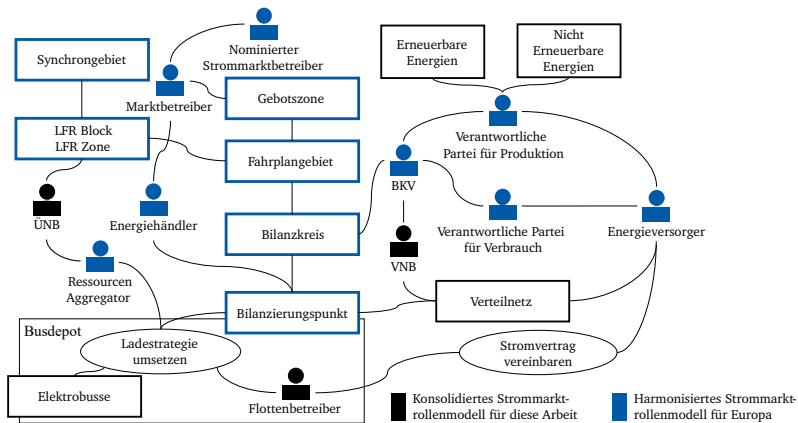


Abbildung 5.1: Vereinfachtes harmonisiertes Rollendiagramm für den EU Strommarkt mit einem Flottenbetreiber als Flexibilitätsanbieter. Eigene Darstellung in Anlehnung an: [105].

und weitere den Strommarkt betreffende Rollen sichtbar. Der nominierter Strommarktbetreiber für den kurzfristigen Stromhandel ist die EPEX Spot. Unabhängig von der Konstellation des Ressourcen Aggregators als bündelnde Entität wird im weiteren Verlauf dieses Kapitels von einer direkten Marktanbindung des Busdepots an den Strommarkt ausgegangen, um das Verständnis zu vereinfachen.

Tabelle 5.1: Übersicht der konsolidierten Rollen im vereinfachten harmonisierten Strommarkttrollenmodell dieser Arbeit mit einem Flottenbetreiber als Flexibilitätsanbieter.

Typ	Beschreibung	Äquivalente Rollen aus dem harmonisierten Strommarkttrollenmodell
Rolle	ÜNB	LFR Betreiber, Reserve-Allokator, MOL Verantwortlicher
Rolle	VNB	Netzzugangsanbieter, Messstellenverwalter, Systembetreiber
Rolle	Flottenbetreiber	An das Netz angeschlossene Partei, Regelreserveanbieter, Ressourcenanbieter, Flexibilitätsdienstleister
Objekt	Elektrobusse	Reserveressource, Reserve

5.1.1 Infrastrukturelle Anbindung des Busdepots ans Stromnetz

Der Betriebshof ist über eine Übergabestation und zwei Transformatorstationen mit dem Mittelspannungsnetz verbunden. Es sind maximale Übertragungsleistungen P_{\max}^{DP} von bis zu 4,2 MW möglich. Dieser Netzanschlusspunkt wurde explizit für die Ladestationen auf dem Betriebshof errichtet. An diesem Punkt sind keine weiteren Lasten des Betriebshofes angeschlossen. Abbildung 5.2 zeigt den Schaltplan des Betriebshofes. [139, 145]

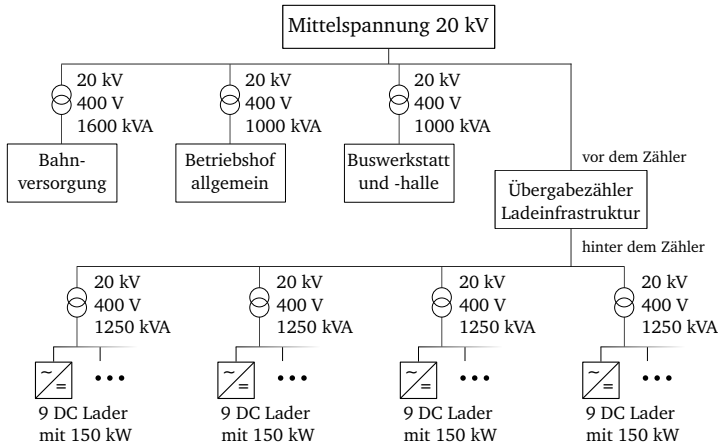


Abbildung 5.2: Schaltplan des Betriebshofes des Darmstädter Busflottenbetreibers mit der Anbindung an das Mittelspannungsnetz [17].

Die dedizierte Anbindung der Ladeinfrastruktur an das Mittelspannungsnetz ist mit einem Übergabezähler versehen. Der Übergabezähler stellt die Systemgrenze des elektrischen Systems des Ladeparks auf dem Betriebshof dar, welche für bilanzielle Angelegenheiten herangezogen wird. Das Energiegeschehen *hinter dem Zähler* bezieht sich auf das Busdepot. Das Energiegeschehen im Verteilstromnetz bzw. außerhalb des Busdepots wird als *vor dem Zähler* bezeichnet. Es gibt vier Transformatoren, die auf 400 V herunterspannen. Jeder Transformator ermöglicht eine Übertragungsleistung von 1250 kVA und speist neun DC-Ladestationen, die jeweils eine nominale Ladeleistung $\hat{\gamma}$ von 150 kW haben.

5.1.2 Modellierung der Strommarktprodukte

Die Produkte des kurzfristigen Strommarkts aus Tabelle 3.2 sind in der Menge \mathcal{E} enthalten. Die in Tabelle 3.4 gezeigten Regelenenergieprodukte gehören zur Menge \mathcal{B} , wie in (5.3) dargestellt. Negative und positive Regelenenergie werden durch Minus- und Plus-Symbole gekennzeichnet.

$$\begin{aligned} \mathcal{B} &= \{FCR, aFRR^-, aFRR^+ \text{ Regelleistung}, \\ &\quad aFRR^- \text{ Regularbeit}, aFRR^+ \text{ Regularbeit}\} \\ \mathcal{E} &= \{DA60_{Au}, ID15_{Au}, ID15_{kon}\} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Die Gebote für die Regelenenergieprodukte in \mathcal{B} werden mit der Entscheidungsvariable x bezeichnet und in 1 MW Inkrementen getätigt. Die Gebote sind zudem durch P_{\max}^{DP} begrenzt. Für alle Regelenenergieprodukte ergibt sich

$$x^b \in \{0, 1, 2, 3, 4\} \quad \forall b \in \mathcal{B}. \quad (5.4)$$

Dabei kann für jeden Tag d und jedes Zeitintervall t ein separates Gebot abgegeben werden. Handelt es sich um Regelleistung, wird mit Zeitindizes aus \mathcal{T}^{240} indiziert. Gebote für Regelarbeit werden mit Elementen aus \mathcal{T}^{15} indiziert. Am kurzfristigen Strommarkt der EPEX Spot entspricht die kleinste handelbare Energiemengeneinheit 100 kWh. Die gehandelte elektrische Energiemenge wird mit der Entscheidungsvariable y bezeichnet. Durch die Ganzzahligkeit und die Leistungsübertragungsgrenze des Busdepots P_{\max}^{DP} ergibt sich für gehandelte Strommengen

$$y^e \in \{-4200, \dots, -200, -100, 0, 100, 200, \dots, 4200\} \quad \forall e \in \mathcal{E}. \quad (5.5)$$

Für die Entscheidungsvariable der eingekauften Strommenge am DA-Markt y^{DA60Au} gilt konkreter

$$0 \leq y_{d,t}^{\text{DA60}} \leq 4200 \quad \forall t^b \in \mathcal{T}^{60} \quad \forall d \in \mathcal{D}, \quad (5.6)$$

da ein Verkauf von DA60_{Au} nicht betrachtet wird. Am ID-Markt wird das Verkaufen von Strom ermöglicht. Das deckt sich mit dem allgemeinen Vorgehen in der Literatur, nach welchem über den DA-Markt Strom für den Folgetag beschafft wird und der ID-Markt für das Ausgleichen des Energiesaldos bzw. kurzfristige Arbitragegeschäfte in Frage kommt [262]. Folglich gilt für ID15_{Au} und ID15_{kon} gleichermaßen (5.7).

$$-4200 \leq y_{d,t}^{\text{ID15}} \leq 4200 \quad \forall t^a \in \mathcal{T}^{15} \quad \forall d \in \mathcal{D} \quad (5.7)$$

Unter den Produkten gibt es Abhängigkeiten. Das aktuelle Regelenergiemarktdesign lässt Preisgebote für aFRR Regelleistung nur im Zusammenhang mit einem Preisgebot für aFRR Regelarbeit zu. Umgekehrt ist dies jedoch nicht der Fall, da der RAM seit 2020 freie Arbeitspreisgebote zulässt. Für die gebotene Leistung gilt in jedem Zeitintervall τ für negative und positive Leistungsrichtungen, dass

$$x_{d,\tau}^{\text{aFRR}_{\text{RL}}} \leq x_{d,\tau}^{\text{aFRR}_{\text{RA}}}, \quad (5.8)$$

wobei aFRR_{RL} für *Regelleistung* und aFRR_{RA} für *Regelarbeit* steht. Des Weiteren gibt es Nebenbedingungen, die aufgrund der Annahme der perfekten Vorhersage formuliert werden. In einem Zeitintervall darf keine elektrische Energie eingekauft werden, wenn im selben Zeitintervall positive aFRR Regelarbeit geboten wird. Andernfalls führt die perfekte Vorhersage über die Aktivierung von positiver Regelarbeit dazu, dass in diesen Situationen ein entsprechendes Gebot platziert wird und im selben Zeitfenster gegen Stromprodukte am DA-Markt und ID-Markt gehandelt wird. Das lässt sich in der Realität nicht umsetzen. Das parallele Bieten von negativer und positiver Regelarbeit ist ebenso unterbunden. Ein Regelreserveanbieter darf beides parallel anbieten. Die Wahrscheinlichkeit, dass beide Leistungsrichtungen innerhalb von 15 min abgerufen werden, ist jedoch gering. Eine weitere Situation, die durch Nebenbedingungen unterbunden wird, ist der Arbitragehandel zwischen Stromprodukten im selben Zeitintervall. Das ist prinzipiell möglich, führt jedoch im Rahmen der Optimierung häufig zu einem reinen Arbitragegeschäft zwischen ID15_{Au} und ID15_{kon} ohne Zustandekommen einer Energietransaktion. Das ist ohne perfekte Vorhersage nicht mit einem konstant guten Ergebnis umsetzbar, da erst *a posteriori* ersichtlich wird, welches der beiden Produkte das günstigere war. Tabelle 5.2 fasst zusammen, welche Handelsaktionen innerhalb eines selben Zeitfensters erlaubt und welche unterbunden sind.

Tabelle 5.2: Übersicht der erlaubten (✓) und unterbundenen (✗) Gleichzeitigkeit von Handelsaktionen zwischen den einzelnen Produkten des Strom- und Regelenergiemarkts innerhalb desselben Zeitintervalls.

	DA60 _{Au}	ID15 _{Au}	ID15 _{Au}	ID15 _{kon}	ID15 _{kon}	aFRR ⁻	aFRR ⁺
	Kauf	Kauf	Verkauf	Kauf	Verkauf		
DA60 _{Au} Kauf	—	✓	✗	✓	✗	✓	✗
ID15 _{Au} Kauf	—	—	✗	✓	✗	✓	✗
ID15 _{Au} Verkauf	—	—	—	✗	✓	✓	✓
ID15 _{kon} Kauf	—	—	—	—	✗	✓	✗
ID15 _{kon} Verkauf	—	—	—	—	—	✓	✓
aFRR ⁻	—	—	—	—	—	—	✗
aFRR ⁺	—	—	—	—	—	—	—

5.1.3 Energietransaktionen zwischen Busdepot und Strommarkt

Die Energietransaktionen des Busdepots ergeben sich aus den eingekauften und verkauften Mengen am kurzfristigen Strommarkt sowie der Regelarbeit, die gestellt wird. FCR wird auf symmetrische Weise aktiviert und daher wird durch ein Gebot für FCR keine Energietransaktion modelliert. Die Vorhaltung von aFRR Regelleistung führt ebenfalls zu keiner Energietransaktion. Die Hilfsgröße $\tilde{u}_{d,\tau}^{\text{DP}}$ definiert die Summe der Markttransaktionen in MWh für ein 15-minütiges Intervall. Der Index d wird der Einfachheit halber im Folgenden weggelassen. Das 60-minütige Stromprodukt DA60_{Au} und die gebotenen Leistungen für aFRR Regelarbeit werden durch den Vorfaktor $\frac{1}{4}$ auf viertelstündige Energiemengen gebracht. Zudem kommt es durch ein bezuschlagtes Gebot für Regelarbeit nur zu einer Energietransaktion, wenn im gegebenen Zeitfenster tatsächlich ein Abruf stattfindet. Das wird anhand historischer Daten festgemacht und über α_τ für jedes Zeitintervall angegeben. α ist ein binärer Parameter. In das Busdepot einströmende Energie hat im Rahmen der Modellierung ein positives Vorzeichen. Der Übersicht halber wird auf die Angabe physikalischer Einheiten verzichtet.

$$\tilde{u}_\tau^{\text{DP}} = \frac{1}{4} \cdot y_\tau^{\text{DA60Au}} + y_\tau^{\text{ID15Au}} + y_\tau^{\text{ID15kon}} + \frac{1}{4} \cdot x_\tau^{\text{aFRRRA}^-} \cdot \alpha_\tau^- - \frac{1}{4} \cdot x_\tau^{\text{aFRRRA}^+} \cdot \alpha_\tau^+ \quad (5.9)$$

Mit der Vorzeichenkonvention und unter Berücksichtigung der Transformatoreffizienz η^{DP} auf Depotebene lässt sich die Energiebilanz des Busdepots u_τ^{DP} innerhalb eines 15 min Intervalls angeben. Für die Energieaufnahme, die Energieabgabe und keine Energieübertragung gilt

$$u_\tau^{\text{DP}} = \begin{cases} \eta^{\text{DP}} \cdot \tilde{u}_\tau^{\text{DP}} & , \text{ wenn } \tilde{u}_\tau^{\text{DP}} > 0 \\ \frac{1}{\eta^{\text{DP}}} \cdot \tilde{u}_\tau^{\text{DP}} & , \text{ wenn } \tilde{u}_\tau^{\text{DP}} < 0 \\ 0 & , \text{ sonst,} \end{cases} \quad (5.10)$$

wobei $\eta^{\text{DP}} = 98\%$ ist. In Summe darf jedoch höchstens $F_{\text{max}}^{\text{DP}}$ übertragen werden. Die in einem 15-minütigen Intervall durch die Handelsaktionen in Anspruch genommene bzw. vorgehaltene Leis-

zung v_{τ}^{DP} wird nach der Leistungsflussrichtung in einströmende und ausströmende Energiemengen unterschieden.

Für eingekaufte elektrische Energie, negative Regelarbeit und FCR gilt (5.11), wobei $y^e \geq 0 \forall e \in \mathcal{E}$ ist. Für verkaufte elektrische Energie, positive Regelarbeit und ebenfalls FCR gilt (5.12). In diesem Fall gilt $y^e \leq 0 \forall e \in \mathcal{E}$.

$$v_{\tau}^{\text{DP, ein}} = y_{\tau}^{\text{DA60Au}} + 4 \cdot y_{\tau}^{\text{ID15Au}} + 4 \cdot y_{\tau}^{\text{ID15kon}} + x_{\tau}^{\text{FCR}} + x_{\tau}^{\text{aFRR}_{\text{RA}}^{-}} \quad (5.11)$$

$$v_{\tau}^{\text{DP, aus}} = 4 \cdot y_{\tau}^{\text{ID15Au}} + 4 \cdot y_{\tau}^{\text{ID15kon}} - x_{\tau}^{\text{FCR}} - x_{\tau}^{\text{aFRR}_{\text{RA}}^{+}} \quad (5.12)$$

Damit die technische Grenze des Transformators nicht verletzt wird, muss gelten

$$-P_{\text{max}}^{\text{DP}} \leq v_{\tau}^{\text{DP, aus}} \quad \wedge \quad v_{\tau}^{\text{DP, ein}} \leq P_{\text{max}}^{\text{DP}}. \quad (5.13)$$

5.2 Stromspeicher im Busdepot

Die Traktionsbatterien der Elektrobusse stellen das größte Kontingent an Speicherkapazität auf dem Betriebshof dar. Zudem wird ein stationärer *Second-Life* Speicher modelliert, welcher aus älteren Traktionsbatterien zusammengestellt wird und ebenfalls genutzt werden kann. Zusammengekommen geben sie durch ihre kumulierte Speicherkapazität den Rahmen des Energiemanagements vor. Eine Übersicht der Parametrierung findet sich in Abschnitt 5.5.1. Das EMS des Betriebshofes steuert die Ladevorgänge für die Elektrobusse. Ausschlaggebend hierfür ist, ob sich ein Elektrobus im Busdepot befindet oder unterwegs ist. Der stationäre Speicher wird im Rahmen der Modellierung als ein Elektrobus modelliert, der permanent im Busdepot geparkt ist. Die Elektrobusse bzw. die darin verbauten Traktionsbatterien sowie der stationäre Speicher werden in der Menge der elektrischen Energiespeicher \mathcal{V} zusammengefasst. Dabei entspricht der Index 0 dem stationären Speicher und Indizes 1 bis 80 den Elektrobusen.

5.2.1 Verfügbarkeit von Stromspeichern

Die Verfügbarkeit der Stromspeicher wird durch das Flottenmanagement eines jeweiligen Tages bestimmt. Die Elektrobusse müssen die ihnen zugewiesenen Fahrten bedienen. Die Zuweisung geschieht durch das Flottenmanagement, was meist in den Händen des Flottenbetreibers liegt. Diese Aufgabe fällt in die Kategorie der *Routenoptimierungen*. Die reale Routenplanung wird durch gelegentliche Anpassungsmaßnahmen wegen Baustellen, Schienenersatzverkehr oder ähnlichen Maßnahmen beeinflusst. Der Fahrplan wiederholt sich i. d. R. im wöchentlichen Rhythmus. Eine Woche lässt sich mit repräsentativen Tagen abbilden [146]. Die Reduktion auf repräsentative Tage findet sich in der Literatur wieder und ist durch die Reduktion der Problemkomplexität motiviert [245]. Dabei werden ähnliche bzw. identische Tage zusammengefasst. Häufig werden die Wochentage von Montag bis Donnerstag mit einem repräsentativen Tag abgebildet [303]. Freitag, Samstag und Sonntag haben unterschiedliche Charakteristiken. Mit dem Flottenmanagement lässt sich eine Aussage über die Verfügbarkeit der Elektrobusse im Busdepot treffen. Sie wird für jeden Tag d und jedes Zeitintervall t in \mathcal{T}^{15} über den

Indikatorparameter für das Flottenmanagement $\mu_{d,t}$ abgebildet. Er hat binären Charakter und es gilt $\forall k \in \mathcal{V}$

$$\mu_{d,t}^k = \begin{cases} 1 & , \text{ wenn Elektrobus } k \text{ im Busdepot ist} \\ 0 & , \text{ wenn Elektrobus } k \text{ nicht im Busdepot ist.} \end{cases} \quad (5.14)$$

Dabei wird angenommen, dass ein Elektrobus nach seiner Ankunft im Busdepot immer sofort an eine Ladestation angeschlossen wird und dadurch für ein aktives Energiemanagement zur Verfügung steht.

5.2.2 Energietransaktionen von Stromspeichern

Die Energietransaktionen der Stromspeicher in \mathcal{V} werden mit der Entscheidungsvariable $\tilde{z}^{\mathcal{V}}$ abgebildet. Die Summe der Speichertransaktionen muss innerhalb eines Zeitintervalls t der vom Busdepot aufgenommenen bzw. abgegebenen Energie u_t^{DP} entsprechen.

$$u_t^{\text{DP}} = \sum_{k=0}^{80} z_t^k \quad \forall t \in \mathcal{T}^{15} \quad (5.15)$$

Beim Ein- und Ausspeichern entstehen Verluste an den Ladestationen und in den Speichern. Sie werden über den energetischen Wirkungsgrad $\eta^{\mathcal{V}}$ berücksichtigt. Es wird für jede Speichereinheit $k \in \mathcal{V}$ die Variable z definiert, welche der im Speicher ankommenden oder abgehenden Energiemenge einer Energietransaktion entspricht. Folglich entspricht z bei einem Ladevorgang der Energie \tilde{z} nach Abzug der Effizienzverluste. Beim Ausspeichern entspricht z der entnommenen Energiemenge vor Abzug der Effizienzverluste. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Konvention getroffen, dass die in Speicher aufgenommene Energie ein positives Vorzeichen hat. In Abhängigkeit der Leistungsrichtung von \tilde{z} ergibt sich somit

$$z_{d,t}^k = \begin{cases} \eta^k \cdot \tilde{z}_{d,t}^k & , \text{ wenn } \tilde{z}_{d,t}^k > 0 \\ \frac{1}{\eta^k} \cdot \tilde{z}_{d,t}^k & , \text{ wenn } \tilde{z}_{d,t}^k < 0 \\ 0 & , \text{ sonst.} \end{cases} \quad (5.16)$$

η^k beträgt im Rahmen der Untersuchung 96% und orientiert sich damit an den Werten aus [144]. Somit führt das Ein- und wieder Ausspeichern zu Verlusten von $1 - 96\% \cdot 96\% = 7,84\%$ bzw. einer *round-trip efficiency* von 92,16%. Die maximale Lade- bzw. Entladeleistungen sind durch die vorhandene Infrastruktur auf Ladestations- und Fahrzeugseite begrenzt. Die nominale Ladeleistung $\hat{\gamma}^{\mathcal{V}}$ wird auf die Zeitintervalle t angepasst, indem sie mit 15 min multipliziert wird und somit die maximal übertragbare Energiemenge γ^k je t darstellt.

$$-\gamma^k \leq z_t^k \leq \gamma^k \quad \wedge \quad -\gamma^k \leq \tilde{z}_t^k \leq \gamma^k \quad \forall k \in \mathcal{V} \quad (5.17)$$

In beide Leistungsrichtungen wird dieselbe nominale Leistung angenommen. Für alle Elektrobusse und Ladestationen wird $\hat{\gamma}^k = 150 \text{ kW}$ gesetzt. Damit ergibt sich normiert auf viertelstündige Zeitintervalle eine Grenze für Energietransaktionen von $\gamma^k = 37,5 \text{ kWh}$.

Der Indikatorparameter für das Flottenmanagement μ setzt die Lade- bzw. Entladewerte z gleich null, wenn die Elektrobusse unterwegs sind. Somit gilt $\forall k \in \mathcal{V}$

$$z_t^k = \begin{cases} 0 & , \text{ wenn } \mu_t^k = 0 \\ -\gamma^k \leq z_t^k \leq \gamma^k & , \text{ wenn } \mu_t^k = 1. \end{cases} \quad (5.18)$$

Neben der Leistungsbeschränkung auf Speicherebene gibt es auf Busdepotebene eine weitere Nebenbedingung. Im Zeitintervall t müssen ausreichend Elektrobusse im Busdepot angeschlossen sein, damit die auf Busdepotebene wirkende Leistung v_t^{DP} aufgenommen oder abgegeben werden kann. Für die auf Busdepotebene wirkende Leistung v_t^{DP} gilt

$$-\sum_{k=0}^{80} (\hat{\gamma}^k \cdot \mu_t^k) \leq v_t^{\text{DP}} \leq \sum_{k=0}^{80} (\hat{\gamma}^k \cdot \mu_t^k) \quad \forall t \in \mathcal{T}^{15}. \quad (5.19)$$

5.2.3 Energieinhalt in Stromspeichern

Die im Zeitintervall t gespeicherte elektrische Energie in den Elektrobusen und dem stationären Speicher wird über die SoC Variable φ angegeben. Sie gibt den absoluten SoC in MWh wieder. Der aggregierte SoC des Busdepots wird mit ϕ^{DP} beschrieben und hängt von der Verfügbarkeit der Speicher im Depot ab.

$$\phi_t^{\text{DP}} = \sum_{k=0}^{80} (\varphi_t^k \cdot \mu_t^k) \quad \forall t \in \mathcal{T}^{15} \quad (5.20)$$

Der SoC φ_t^k der einzelnen Elektrobusse hängt von dem jeweiligen SoC in $t - 1$, den Ladevorgängen z und dem Verbrauch der Fahrzeuge β ab. Für den stationären Speicher gilt für alle Zeitschritte $\beta^0 = 0$.

$$\varphi_t^k = \varphi_{t-1}^k + z_{t-1}^k - \beta_{t-1}^k \quad (5.21)$$

Die Stromspeicher haben unterschiedlich hohe Speicherkapazitäten κ^k . Einen genaueren Überblick liefert Tabelle 5.3. Der nutzbare SoC-Bereich ist weiter eingeschränkt. Kumtepel *et al.* verwenden in ihrer Veröffentlichung zu Energiearbitrage mit Batterien einen nutzbaren SoC-Bereich von 90 % [194]. In dieser Arbeit gilt in Anlehnung daran für alle Zeitintervalle t

$$5\% \cdot \kappa^k \leq \varphi_t^k \leq 95\% \cdot \kappa^k. \quad (5.22)$$

Die Stromspeicher dürfen diesen SoC-Bereich nicht verlassen. Es wird eine weitere Nebenbedingung formuliert. Zu Beginn eines Optimierungsintervalls soll die in allen Speichern vorhandene Energiemenge gleich der am Ende des Optimierungshorizonts sein. Damit wird sichergestellt, dass verschiedene Szenarien miteinander vergleichbar sind und es nicht zu unterschiedlichen Effekten an den Enden des Zeithorizontes kommt.

$$\phi_{1,1}^{\text{DP}} = \phi_{\text{Ende}}^{\text{DP}} \quad (5.23)$$

5.2.4 Degradation der Stromspeicher

In der Literatur wird stellvertretend für die Batteriedegradation der Kapazitätsverlust modelliert. Collath *et al.* weisen darauf hin, dass sich durch die Berücksichtigung der Erhöhung des Innenwiderstands und der damit einhergehenden Effizienzverluste die Aussagekraft der Ergebnisse steigern ließe [63]. Jedoch werden diese Effekte selten berücksichtigt. Ein Kapazitätsverlust lässt sich näherungsweise durch Leistungsprofile $P_{\text{el}}(t)$ ermitteln. In dieser Arbeit werden jedoch keine detaillierten Ladekurven modelliert, wie sie bspw. durch das CC-CV Verfahren beschrieben werden. Temperatureinflüsse werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Dadurch wird die Problemkomplexität gering gehalten. Brinkel

et al. argumentieren, dass ein Verzicht auf die genauere Ladekurvenmodellierung in einem ähnlichen Ansatz wie in dieser Arbeit keine Einbußen hinsichtlich der Ergebnisaussagekraft bedeute [31]. Des Weiteren wird die Degradation durch nicht-lineare SoC Verläufe nahe der 0 und 100% Kapazitätsgrenze durch die Limitierungen in (5.22) abgeschwächt. Nach Collath *et al.* verwenden die meisten Veröffentlichungen auf dem Gebiet der Batteriedegradation einen kostenbasierten Verlustterm [63]. In dieser Arbeit wird die Degradation der LIA ebenfalls mit einem kostenbasierten Ansatz abgebildet. Dabei wird ein Batteriepreis von 100 EUR/kWh angenommen [43]. Eine von BorgWarner vertriebene Traktionsbatterie für Nutzfahrzeuge erreicht nach 4000 FEC ihr Lebensende [29]. Somit lässt sich für jede kWh an Speicherkapazität ein Nutzungspreis von 2,5 ct/FEC ableiten. Dieser lässt sich auf den Energiedurchsatz eines Elektrobusses beziehen, wodurch sich der entsprechende Kostenfaktor $\xi = 25 \text{ EUR/MWh}$ ergibt. Eine ausführliche Herleitung des Kostenfaktors für die Degradation findet sich im Anhang in Abschnitt B.1.3. In Abschnitt 5.4 wird ξ mit dem Energiedurchsatz der Speicher multipliziert und fließt auf diese Weise in die Zielfunktion ein. Neben z_t^c wird hierfür ebenfalls der durch die Aktivierung von FCR verursachte Energiedurchsatz berücksichtigt. Dieser ergibt sich aus der Multiplikation der jeweils gebotenen Regelleistungsmenge und der frequenzabhängigen Hilfsgröße ζ^{FCR} , welche hier eingeführt wird. Sie lässt sich von der Netzfrequenz f_{Netz} ableiten. \tilde{f}_{Netz} beschreibt den Proportionalfaktor, der für die Frequenzhaltung zum Einsatz kommt. Nach den Regeln der FCR Aktivierung gilt für \tilde{f}_{Netz} der in (5.24) gezeigte Zusammenhang.

$$\tilde{f}_{\text{Netz}} = \begin{cases} 0 & , \text{ wenn } 49,99 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 50,01 \text{ Hz} \\ 1 & , \text{ wenn } f_{\text{Netz}} \leq 49,8 \text{ Hz} \\ -1 & , \text{ wenn } 50,2 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \\ \frac{50 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{0,2 \text{ Hz}} & , \text{ sonst.} \end{cases} \quad (5.24)$$

In (5.25) kann die Hilfsgröße $\zeta_{t^c}^{\text{FCR}}$ somit für alle vierstündigen Zeitintervalle t^c berechnet werden. Durch Multiplikation mit gebotener FCR Regelleistung ergibt sich der in t^c verursachte Energiedurchsatz.

$$\zeta_{t^c}^{\text{FCR}} = \int_{t_{\text{Start}}^c}^{t_{\text{Start}}^c + 4 \text{ h}} |\tilde{f}_{\text{Netz}}(t)| dt \quad \forall t^c \in \mathcal{T}^{240} \quad (5.25)$$

5.3 Modellierung der Flexibilität

In diesem Abschnitt wird auf die Flexibilität eingegangen, welche sich das Energiemanagement zu Nutzen machen kann (vgl. Kapitel 4). Die Flexibilität ist der noch verbleibende Handlungsspielraum, nachdem die zuverlässige Durchführung der primären Mobilitätsaufgabe des Flottenbetreibers sichergestellt ist. Im Folgenden wird zwischen der Leistungsflexibilität θ und der Energieflexibilität λ unterschieden. Im Allgemeinen ist die Flexibilität gut vorhersagbar, da ein Busfahrplan i. d. R. mit etwas Vorlauf festgelegt wird. Da sich die folgenden Betrachtungen auf kurze Zeitabfolgen beziehen, wird der Tagesindex d weggelassen.

5.3.1 Leistungsflexibilität

Die Leistungsflexibilität bezieht sich auf die in Zeitintervall t frei verfügbare Anschlussleistung und damit die Möglichkeit, in negative oder positive Richtung Leistung zu stellen. In dieser Arbeit werden die technischen Voraussetzungen für das bidirektionale Laden als erfüllt angenommen. Die Anschlüsse sind dabei leistungssymmetrisch konzipiert, d. h. sie können in beide Leistungsrichtungen dieselbe nominale Leistung stellen. Die maximale Spanne der Leistungsflexibilität ergibt sich aus der verfügbaren Anschlussleistung abzüglich der mindestens notwendigen Leistung, um den Betrieb aufrecht zu erhalten. Die verfügbare Leistung wiederum wird entweder durch den Busdepotanschluss P_{\max}^{DP} oder durch die Anzahl an Elektrobussen, die sich im Busdepot befindet, bestimmt. In dieser Arbeit sind dem Flottenmanagement entsprechend stets genügend Elektrobusse im Busdepot, sodass die verfügbare Leistung allein durch den Netzanschlusspunkt des Busdepots P_{\max}^{DP} beschränkt ist. Die notwendige Leistung für den Busbetrieb hängt von ϕ_t^{DP} bzw. φ_t^k ab. Dadurch ergibt sich für ein beliebiges Zeitintervall t eine Mindestanforderung an die Energiemengen $z_{\min,t}^k$, die in Elektrobusse \mathcal{V} geladen werden muss. Demnach lässt sich für negative und positive Leistungsflexibilität der Zusammenhang (5.26) formulieren, bei der die viertelstündlichen Energietransaktionen auf eine Leistung umgerechnet werden.²

$$\left| \theta_t^- \right| = \left| \theta_t^+ \right| = P_{\max,t}^{\text{DP}} - 4 \cdot \sum_{k=1}^{80} z_{\min,t}^k \quad (5.26)$$

5.3.2 Energieflexibilität

In dieser Arbeit beschreibt Energieflexibilität frei verfügbare Energiemengen (λ^+) oder freie Speicherkapazitäten (λ^-). Je nachdem, in welchem Planungs- oder Betriebsschritt Energieflexibilität betrachtet wird, kann diese unterschiedlichen Umfang annehmen. Werden Ladevorgänge grundsätzlich so gesteuert, dass in jedem Zeitschritt das Minimum an Energiemenge geladen wird, um die primäre Aufgabe zu bedienen, so besteht in jedem Zeitschritt ein hohes, theoretisches Flexibilitätspotenzial zur Energieaufnahme. Dies wird im Folgenden mit $\max(\lambda^-)$ gekennzeichnet. Umgekehrt gibt es in jedem Zeitschritt ein hohes theoretisches Flexibilitätspotenzial, Energie abzugeben, wenn stets frühestmöglich mit maximaler Leistung aufgeladen wird. Dies wird mit $\max(\lambda^+)$ beschrieben. Im realen Betrieb bewegt sich die Energieflexibilität zwischen den Extrema. Die Energieflexibilität λ zum Zeitpunkt t

²Entsprechend der Konvention am Regelenergiemarkt bedeutet ein negatives Vorzeichen, dass Energie aus dem Netz entnommen und in Speichern eingetragen werden kann. Ein positives Vorzeichen steht für die Möglichkeit Energie aus den Speichern ins Netz zu speisen.

kann demzufolge wie in (5.27) als ein Tupel verstanden werden. λ_t wird durch die Ladestrategie bestimmt, wobei sich das Energieflexibilitätspotenzial auf λ_t^- und λ_t^+ verteilt.

$$\lambda_t = (\lambda_t^-, \lambda_t^+) \quad (5.27)$$

Mit Hilfe von λ kann die Unsicherheit hinsichtlich der Regelenergieabrufe in der Modellierung berücksichtigt werden. Die tatsächliche Aktivierung von Regelenergie kommt erst in dem dazugehörigen Lieferzeitfenster t_n^a zustande. Die dadurch entstehenden Abweichungen der Speicherstände müssen *a posteriori* durch den Stromhandel kompensiert werden. Damit es im Zeitfenster t_n^a nicht zu einer Verletzung der Randbedingungen kommt, muss *a priori* sichergestellt werden, dass λ_t ausreichend Spielraum bietet. Hierbei muss der konservative Fall berücksichtigt werden, dass die gebotene Regelarbeit mit maximaler Leistung abgerufen wird. In Anlehnung an die in Abbildung 3.4 gezeigten Handels- und Lieferzeiträume werden in Abbildung 5.3 drei aufeinanderfolgende Zeitintervalle genauer betrachtet. Das Zeitintervall t_n^a ist die Referenzzeitscheibe.

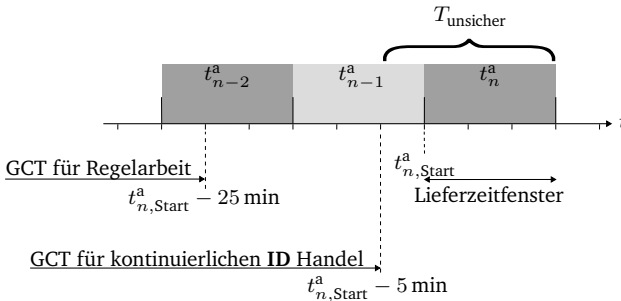


Abbildung 5.3: Zeitstrahl mit drei fünfzehnminütigen Zeitintervallen. Regelarbeit für t_n^a muss spätestens in t_{n-2}^a geboten werden. Strom für t_n^a muss spätestens in t_{n-1}^a gehandelt werden.

Für in t_n^a gebotene Regelarbeit wird spätestens zum Zeitpunkt $t_{n,Start}^a - 25 \text{ min}$, i. e., in t_{n-2}^a , bezuschlagt. Am kontinuierlichen Handel der EPEX Spot kann ID15_{kon} für t_n^a bis $t_{n,Start}^a - 5 \text{ min}$ gehandelt werden. Danach herrscht Unsicherheit hinsichtlich zu leistender Regelarbeit für t_{n-1}^a und t_n^a , die nicht unmittelbar kompensiert werden kann. Aus Abbildung 5.3 ist ersichtlich, dass Regelarbeit im letzten Drittel von t_{n-1}^a und über das gesamte Zeitintervall t_n^a abgerufen werden kann. Um dies abzubilden, werden neue Nebenbedingungen eingeführt. Gebote für negative aFRR Regelarbeit werden mit x_{RA}^- abgekürzt. Es gilt die in (5.28) gezeigte Nebenbedingung.

$$\lambda_t^- \geq 5 \text{ min} \cdot x_{RA,t-1}^- + 15 \text{ min} \cdot x_{RA,t}^- = \frac{1 \text{ h}}{4} \left(\frac{1}{3} x_{RA,t-1}^- + x_{RA,t}^- \right) \quad (5.28)$$

λ_t^- ergibt sich dabei aus der Differenz zwischen der im Zeitintervall t maximalen Speicherkapazität im Busdepot abzüglich der jeweils gespeicherten Energiemenge. In (5.29) wird dies mit Hilfe von μ

berechnet.

$$\lambda_t^- = \sum_{k=0}^{80} (\mu_t^k \cdot \kappa^k) - \phi_t^{\text{DP}} \quad (5.29)$$

λ^+ ist in (5.30) durch den aggregierten SoC ϕ^{DP} gegeben.

$$\lambda_t^+ = \phi_t^{\text{DP}} \quad (5.30)$$

Analog zu (5.28) wird der Fall eines positiven Regelernergieabrufes durch (5.31) abgesichert.

$$\lambda_t^+ \geq \frac{1 \text{ h}}{4} \left(\frac{1}{3} x_{\text{RA},t-1}^+ + x_{\text{RA},t}^+ \right) \quad (5.31)$$

Abbildung 5.4 illustriert zwei Spezialfälle des Energieflexibilitätspotenzials für einen Sonntag und einen Montag. Erstens wird der aggregierte SoC ϕ für den Fall $\max(\lambda^+)$ gezeigt. Zweitens wird ϕ für

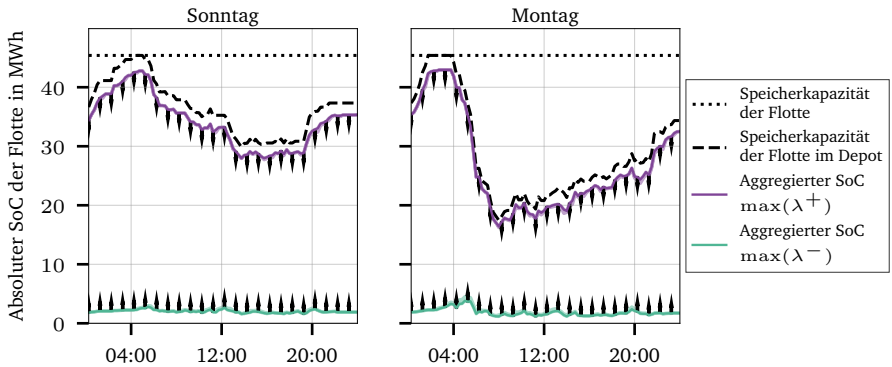


Abbildung 5.4: Potenzial für Leistungs- und Energieflexibilität an einem Sonntag (links) und an einem darauffolgenden Montag (rechts).

den Fall für $\max(\lambda^-)$ gezeigt. Es ergibt sich ein breiter Bereich von durchgehend 20 MWh am Sonntag und 10 MWh am Montag, der je nach Strategie in die eine oder andere Leistungsrichtung Flexibilität bietet. Das vergleichbar hohe Flexibilitätspotenzial an Wochenenden wird dadurch ersichtlich. Vertikale Pfeile kennzeichnen das jeweilige Leistungspotenzial θ von einem bestimmten SoC Punkt aus. Bewegt sich der aggregierte SoC ϕ nicht an einem der Extrema entlang, kann trotzdem meist in beide Leistungsrichtungen Flexibilität geboten werden.

5.4 Modellierung der Zielfunktionen

Im Zentrum der Optimierung steht die Zielfunktion f_0 . Je nach Problemformulierung und Zielsetzung kann ein Minimierungsproblem oder ein Maximierungsproblem formuliert werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Hauptzielfunktionen definiert. Bei der ersten f_0^{EUR} handelt es sich um eine ökonomische Zielfunktion. Sie bildet die Kosten und Erlöse am Strommarkt sowie die Batteriedegradationskosten ab und soll maximiert werden (5.32). Die zweite f_0^{THG} gibt die durch den Stromeinkauf erzeugten THG-Emissionen wieder und soll minimiert werden (5.33). f_0^{EUR} wird in Abschnitt 5.4.1 und f_0^{THG} in Abschnitt 5.4.2 ausgeführt. Auf die bisher eingeführten Nebenbedingungen wird nicht weiter eingegangen. Sie gelten jedoch unabhängig von der gewählten Zielfunktion.

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}} f_0^{\text{EUR}} \quad (5.32)$$

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}} f_0^{\text{THG}} \quad (5.33)$$

Es wird eine weitere Zielfunktion definiert, damit die Ladestrategie der Lastspitzenkappung untersucht werden kann. In diesem Fall wird eine quadratische Zielfunktion definiert, welche hohe Ladeleistungen in besonderem Maße bestraft.

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}} f_0^{\text{LSK}} \quad (5.34)$$

5.4.1 Ökonomische Zielfunktion

Die Zielfunktion setzt sich aus den Teilergebnissen der einzelnen Tage zusammen. Jeder Tag hat dieselbe Struktur. In (5.35) ist f_0^{EUR} in Abhängigkeit der drei Hauptbestandteile zu sehen. Dabei wird der Zielwert durch das Bieten von Regelenergie \mathbf{x} , den Handel von Stromprodukten \mathbf{y} und die Ladestrategie auf dem Betriebshof \mathbf{z} bestimmt.

$$f_0^{\text{EUR}} = f_0^{\text{EUR}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) = \sum_{d=1}^{1095} f_{0,d}^{\text{EUR}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) \quad (5.35)$$

Im Folgenden werden die Kostenbestandteile auf Tagesebene aufgeschlüsselt. Der Tagesindex d wird der Einfachheit halber bei den Entscheidungsvariablen und Parametern weggelassen. Π fasst die Transaktionen für elektrische Energie zusammen, Ω die für gebotene Regelenergie und Ξ bildet die Degradationskosten ab.

$$f_{0,d}^{\text{EUR}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) = \Pi + \Omega + \Xi \quad (5.36)$$

In (5.37) werden die durch den Stromhandel entstehenden Kosten berechnet. In manchen Fällen kommt es durch negative Strompreise zu einem Nettoerlös. \mathcal{E}_{ID} repräsentiert Stromprodukte am ID-Markt.

$$\Pi = - \sum_{t^b=1}^{24} \left(y_{t^b}^{\text{DA60Au}} \cdot \pi_{t^b}^{\text{DA60Au}} \right) - \sum_{t^a=1}^{96} \sum_{e \in \mathcal{E}_{\text{ID}}} y_{t^a}^e \cdot \pi_{t^a}^e \quad (5.37)$$

Ω stellt i. d. R. Erlöse dar. Für negative Regelarbeit treten gelegentlich negative Preise auf. In diesen Fällen können Kosten entstehen. \mathcal{B}_{RL} repräsentiert Regelleistungsprodukte und \mathcal{B}_{RA} Regelarbeitsprodukte.

$$\Omega = \sum_{t^c=1}^6 \sum_{b \in \mathcal{B}_{RL}}^3 \left(x_{t^c}^b \cdot \sigma_{t^c}^b \right) + \sum_{t^a=1}^{96} \sum_{b \in \mathcal{B}_{RA}}^2 \left(x_{t^a}^b \cdot \rho_{t^a}^b \right) \quad (5.38)$$

Die Degradationskosten werden mit dem Energiedurchsatz und dem Kostenfaktor ξ bestimmt. Die Degradationskostenfunktion Ξ ist in (5.39) dargestellt. Der Energiedurchsatz entspricht der Summe aller Lade- und Entladevorgänge der Stromspeicher. Der absolute Energiedurchsatz durch die Erbringung von FCR wird über die in Abschnitt 5.2.4 bereits eingeführte Hilfsgröße ζ berücksichtigt.

$$\Xi = -\xi \left[\sum_{t^a=1}^{96} \sum_{k=0}^{80} |z_{t^a}^k| + \sum_{t^c=1}^6 \left(x_{t^c}^{FCR} \cdot \zeta_{t^c}^{FCR} \right) \right] \quad (5.39)$$

5.4.2 Ökologische Zielfunktion

Für den Fall der ökologischen Optimierung ist die Zeitreihe ψ der Strommix-Emissionen relevant. In (5.40) ist die Zielfunktion für die ökologische Optimierung zu sehen. Da unterschiedliche Preisprofile der Stromprodukte keine Auswirkung haben, wird für den Strombezug allein DA60_{Au} berücksichtigt und dadurch die Problemkomplexität reduziert.

$$f_0^{THG} = f_0^{THG}(\mathbf{y}) = \sum_{d=1}^{1095} \sum_{t^b=1}^{24} \psi_{d,t^b} \cdot y_{d,t^b}^{DA60_{Au}} \quad (5.40)$$

5.4.3 Zielfunktion für Lastspitzenkappung

Falls eine Lastspitzenkappung auf Busdepotebene durchgeführt werden soll, müssen besonders die hohen Leistungsspitzen vermieden werden. In (5.41) ist eine entsprechende Zielfunktion zu sehen. Durch die Quadratur der anliegenden Leistung auf Busdepotebene fallen höhere Leistungen stärker ins Gewicht und werden minimiert. Wie bei der ökologischen Zielfunktion wird nur DA60_{Au} berücksichtigt.

$$f_0^{LSK} = f_0^{LSK}(\mathbf{v}^{DP}) = \sum_{d=1}^{1095} \sum_{t=1}^{96} \left(v_{d,t}^{DP} \right)^2 \quad (5.41)$$

5.5 Datengrundlage für die Optimierungen

Für die Untersuchung dient die vollständig elektrifizierte Darmstädter Busflotte als Datengrundlage. Zum Stand dieser Arbeit sind 49 der insgesamt 80 Busse der Flotte elektrisch. Abschnitt 5.5.1 beschäftigt sich mit der Datengrundlage des Busdepots und Abschnitt 5.5.2 präsentiert die Parameter des Strommarkts.

5.5.1 Busdepotbezogene Datengrundlage

Zunächst wird auf die Parameter der einzelnen Elektrobusse eingegangen. Anschließend wird die Gestaltung des Flottenmanagements präsentiert.

Parameter der Elektrobusse

Wie in Abschnitt 2.3 eingeführt gibt es Standard-Niederflurbusse und Gelenk-Niederflurbusse. Tabelle 5.3 zeigt eine Übersicht der Elektrobusflotte. Dabei wird angenommen, dass die vollständige Elektrifizierung der Flotte durch fiktive Elektrobusse vollbracht wird. Die Eigenschaften der fiktiven Elektrobusse gleichen denen des Daimler eCitaro Gelenk-Niederflurbusses aus 2024. Gelenkbusse haben eine höhere Passagierkapazität und Energiespeicherkapazität und vereinfachen dadurch das Kursmanagement des Flottenbetreibers. Die Speicherkapazität der LIA ist ab 2024 gleichbleibend angenommen und setzt die Steigerungen der vorigen Jahre nicht fort. Daher handelt es sich um eine konservative Annahme. Alle Elektrobusse verfügen über eine dieselbetriebene Heizung. Daher erhöht sich der elektrische Energiebedarf der Elektrobusse in kalten Monaten nicht. Die elektrisch gespeiste Klimatisierung läuft unabhängig von der Jahreszeit bei nahezu konstanter Leistung. Der Klimatisierungsverbrauch ist in dem spezifischen Fahrzeugverbrauch mit berücksichtigt. [183]

Tabelle 5.3: Übersicht der Zusammensetzung der Darmstädter Elektrobusflotte und fiktiver Elektrobusse für die Optimierung des vollständig elektrifizierten Busdepots sortiert nach dem Jahr der Einflottung [68, 66, 67].

Beschreibung	Typ	Jahr	Speicherkapazität	Spezifischer Verbrauch	Anzahl
			in kWh	in kWh/km	
Daimler eCitaro	Standard	2020	288	1 ^a	6
Daimler eCitaro	Standard	2021	396	1 ^a	11
Daimler eCitaro	Gelenk	2021	396	1,5 ^a	13
MAN Lion's City 18 E	Gelenk	2024	640	1,5	9
Daimler eCitaro	Gelenk	2024	694	1,5	10
Fiktiver Elektrobus	Gelenk	-	694	1,5	31 ^b

^a Realer durchschnittlich gemessener elektrischer Verbrauch [183].

^b Es werden 31 fiktive Elektrobusse simuliert.

Der stationäre Stromspeicher hat eine Speicherkapazität κ^0 von 1,38 MWh. Die Annahme ist, dass die ersten sechs Elektrobusbatterien aus dem Jahr 2020 mit 288 kWh nach einer Nutzungszeit von fünf

Jahren als stationäre *Second-Life* Speicher umfunktioniert werden. κ^0 entspricht einem SoH von 80 %. Alle Elektrobusse verfügen über eine nominale Ladeleistung $\hat{\gamma}$ von 150 kW [17]. Die Anschlussleistung des stationären Speichers ergibt sich durch Addition der sechs nominalen Leistungen der Elektrobusse zu 900 kW. Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wird angenommen, dass die Elektrobusse mit derselben nominalen Leistung ins Netz zurückspeisen können. Dadurch ergeben sich für die Elektrobusse maximale C-Raten zwischen 0,216 und 0,521. Eine übermäßige Batteriedegradation ist hierdurch nicht zu befürchten (vgl. Abschnitt 2.1.3). Effizienzverluste von Lade- und Entladevorgängen werden auf zwei Ebenen betrachtet. Die Transformatoren auf Busdepotebene werden wie bereits erwähnt mit einem Wirkungsgrad von 98 % modelliert [252]. Die Verluste in den Ladestationen werden mit dem eingeführten Wirkungsgrad $\eta^k = 96\%$ berücksichtigt. Die Effizienzverluste während des Fahrens werden dem Fahrzeugverbrauch zugeschrieben und in β berücksichtigt. Der jährliche elektrische Energieverbrauch der vollständig elektrifizierten Flotte beträgt für die Standardrouten vor den beiden Verlustebenen auf dem Betriebshof 6,2 GWh.

Flottenmanagement

Für die Optimierung werden ausschließlich die Standardrouten des Darmstädter ÖPNV verwendet [18]. Abweichungen vom Fahrplan durch Ferien werden nicht berücksichtigt. Die Fahrstrecken werden von der Abteilung des Routenmanagements auf repräsentative Tag abgebildet. Für eine repräsentative

Tabelle 5.4: Übersicht der vier repräsentativen Tage für die Standardrouten des Flottenmanagements des Darmstädter Elektrobusflottenbetreibers.

Repräsentativer Tag	Tage in T^{Horizont}	Fahrleistung pro repräsentativen Tag	Anzahl der Umläufe
Montag bis Donnerstag	624	16.630 km	92
Freitag	157	16.979 km	92
Samstag	157	9476 km	32
Sonntag	157	6965 km	25

Woche ergibt sich damit eine kumulierte Fahrleistung von 99.940 km. Die Standardrouten sind nicht auf Elektrobusse angepasst. Im Vergleich zu Dieselnissen haben diese zum Zeitpunkt dieser Arbeit eine geringere Reichweite. Zudem sind Elektrobusse nicht nach einem kurzen Tankvorgang wieder einsatzbereit, sondern müssen erst aufgeladen werden – teilweise mehrere Stunden. Daher müssen die Routen angepasst werden bzw. eine Routenoptimierung durchgeführt werden. Diese Aufgabe kann in einem separaten Optimierungsproblem gelöst werden, indem der vorhandene Fahrplan in seine kleinsten Bausteine aufgeteilt wird und anschließend im Rahmen einer Optimierung neu zusammengefügt wird. Ein möglicher Ansatz für Elektrobusflotten ist in [250] zu finden. Olsen und Kliewer weisen darauf hin, dass die Annahme linearer Ladevorgänge im Rahmen von Optimierungen zu einer Unterschätzung der Ladedauer führen kann [231]. An dieser Stelle wird der Ansatz einer Routenoptimierung nicht verfolgt. Stattdessen wird eine Anpassung der vorhandenen Routen mit Hilfe einer Heuristik durchgeführt. Ziel der Heuristik ist es, sicherzustellen, dass alle Routen von den Elektrobusen bedient werden können. Des Weiteren geschieht die *Fahrzeug-zu-Route*-Zuweisung so, dass die Elektrobusse stets genug Zeit zum Laden haben. Einen tieferen Einblick in die Heuristik gewährt die algorithmische Beschreibung in Abschnitt B.1.2 im Anhang. Dabei wird der ursprünglich minutengenaue Fahrplan auf eine 15-minütige Auflösung herunterskaliert. Ist ein Elektrobus k für mindestens 1 min eines Zeitintervalls nicht im Busdepot, wird μ^k für das gesamte Zeitintervall auf *nicht verfügbar* gesetzt.

5.5.2 Strommarktbezogene Datengrundlage

Der untersuchte Zeithorizont beinhaltet eine für den Strommarkt sonst ungewöhnlich turbulente Phase. Ab Herbst 2021 steigen die Strompreise stark an und Ende Februar 2022 verschärft sich die Situation durch den Beginn des Ukrainekriegs. Zudem ist besonders beim Regelenenergiemarkt die schnelle Änderungsrate des Marktdesigns anzumerken, welche für die Optimierung berücksichtigt werden muss. Im Folgenden wird zuerst die Datengrundlage für den Stromhandel und anschließend die des Regelenenergiemarkts erläutert. Abschließend werden die Daten zu spezifischen THG-Emissionen dargelegt.

Strommarkt

Die für die Optimierung hinterlegten Strompreise π haben je nach Produkt unterschiedliche Auflösungen. Tabelle 5.5 bietet eine Übersicht der Charakteristiken der drei Stromprodukte. Die für die Optimierungen relevanten Börsenstrompreise wurden im Rahmen des Projekts DELTA zur Verfügung gestellt [183]. Abbildung 5.5 zeigt den Verlauf des DA60_{Au} Preises für den Zeithorizont der Optimierung. Aktuelle

Tabelle 5.5: Übersicht der Datengrundlage der drei Produkte am kurzfristigen Strommarkt der EPEX Spot.

Produkt	Tagesintervalle	Verwendeter Preis
DA60 _{Au}	24	Einheitspreis
ID15 _{Au}	96	Einheitspreis
ID15 _{kon}	96	ID1 Index ^a

^a Der ID1 Index gibt den mengengewichteten Strompreis der Handelsgeschäfte der letzten Stunde vor dem Lieferbeginn an [83].

Preisdaten können auf den Internetseiten der EPEX-Spot oder anderer Anbieter angezeigt werden [84].

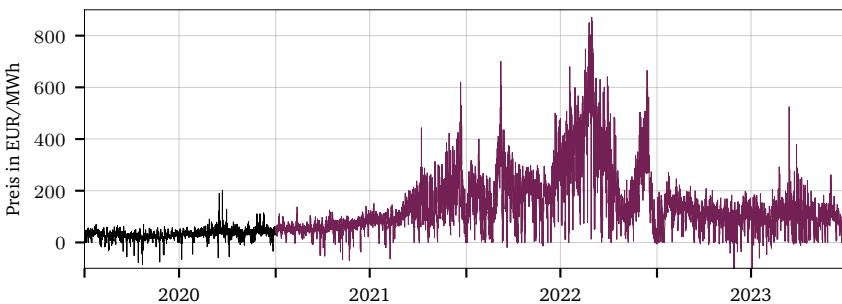


Abbildung 5.5: Strompreisverlauf für die Vortagesauktionen an der EPEX-Spot im Zeitraum von 2020 bis 2023. Der Zeithorizont für die Optimierung ist violett dargestellt. [84]

Regelenergiemarkt

Der Anwendungsfall in Darmstadt bezieht sich auf die LFR der Amprion GmbH. Durch die zunehmende Zusammenarbeit der ÜNB auf EU Ebene, kommt es regelmäßig zu Veränderungen des Marktgeschehens. In 2020 wird der RAM eingeführt und es werden freie Regelarbeitspreisgebote ermöglicht. Des Weiteren wird der Vergütungsmechanismus für Regelarbeit umgestellt. Während zuvor der jeweils gebotene Regelarbeitspreis für die Berechnung der Vergütung herangezogen wurde, wird nach der Änderung das Einheitspreisverfahren eingesetzt. Alle Regelreserveanbieter werden in jeder Viertelstunde für geleistete Regelarbeit mit demselben Grenzpreis vergütet. Zunächst sind die Zeitintervalle für Regelarbeit identisch mit denen der Regelleistung. Im Juni 2022 werden sie im Rahmen einer Marktdesignänderung von 4 h auf Viertelstunden verkürzt [23]. Damit eine einheitliche Modellstruktur verwendet werden kann, werden die Preisdaten der längeren Zeitintervalle vor der Marktdesignänderung auf Viertelstunden angepasst. Die historischen Preise für FCR werden von den ÜNB veröffentlicht und können direkt in die Optimierung fließen. Im Fall von aFRR Regelleistung und Regelarbeit werden anonymisierte Preisgebote veröffentlicht.³ Zusammen mit den historischen Aktivierungsdaten für aFRR lässt sich eine Abschätzung der erzielbaren Vergütung treffen. Zu diesem Zweck werden die Preisgebote in ihrer jeweiligen Preiskategorie in eine MOL gebracht und der historische Grenzpreis ermittelt. Dabei wird angenommen, dass für die gemeinsame aFRR Aktivierung durch die tschechischen, die österreichischen und die deutschen ÜNB keine Einschränkungen hinsichtlich Grenzkapazitäten gelten. In der Realität kann es stellenweise zu Einschränkungen wegen fehlender Übertragungskapazitäten kommen, wodurch die Gebote nicht mehr ohne weiteres zwischen den ÜNB austauschbar wären [20].

Für die Optimierung werden Aktivierungsdaten mit einer Auflösung von 15 min hinterlegt. Des Weiteren werden im Rahmen der vorgelagerten Datenbearbeitung für die Optimierung sekundliche Frequenzdaten hinterlegt. Beides ist auf netztransparenz.de einsehbar und kann heruntergeladen werden [218]. In Abschnitt B.1.1 im Anhang werden aufgetretene Anomalien während der Datenaufbereitung dargelegt. In Tabelle 5.6 ist eine Übersicht der Datengrundlage der Regelenergieprodukte zu sehen

Tabelle 5.6: Übersicht der Datengrundlage der Regelenergieprodukte mit Angabe des für die Optimierung verwendeten Preises.

Produkt	Tagesintervalle	Verwendeter Preis
FCR	6	Einheitspreis
aFRR Regelleistung	6	Median der bezuschlagten Regelleistung ^a
aFRR Regelarbeit	96	Ermittelter Grenzpreis je nach benötigter Regelarbeit ^b

^a Im Optimierungszeitraum werden für vierstündige Intervalle für negative Regelleistung im Median 552 anonyme Gebote bezuschlagt. Für positive Regelleistung sind es 326. Es wird angenommen, dass der Medianpreis erzielt werden kann. Strategische Gebote an den technischen Preisobergrenzen fallen somit weniger stark ins Gewicht.

^b Im Optimierungszeitraum werden für 15-minütige Intervalle für negative Regelarbeit im Median 639 anonyme Gebote bezuschlagt. Für positive Regelleistung sind es 418. Durch die Nachbildung der MOL anhand historischer Aktivierungsdaten für aFRR wird für beide Leistungsrichtungen rückwirkend ein Grenzpreis ermittelt.

Abbildung 5.6 zeigt die Preisverläufe für Regelleistungsprodukte für die Optimierung. Es wird ersichtlich,

³Die anonymen Preisgebote können auf regeleistung.net eingesehen werden [282].

dass der Preis für die Vorhaltung von Regelleistung in den unterschiedlichen Produktkategorien zu einem bestimmten Grad korreliert. Im Sommer 2023 sind besonders hohe Preisspitzen zu sehen. In

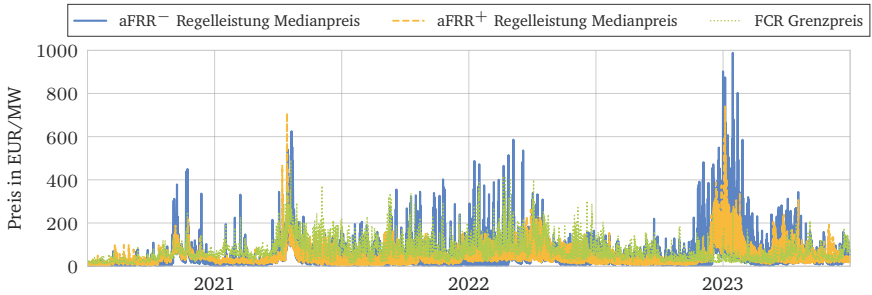


Abbildung 5.6: Preisverläufe des Grenzpreises für Primärregelleistung und der Preismedian für die bezuschlagten Gebote für negative und positive Sekundärregelleistung [6].

Abbildung 5.7 sind die Preisverläufe für Regelleistungsprodukte zu sehen, die durch die beschriebene Methode erhalten werden. Berechnete Grenzpreise für positive aFRR Regelarbeit korrelieren zu den Preisen am DA-Markt in Abbildung 5.5. Die Grenzpreise für negative aFRR Regelarbeit schwanken bis auf gelegentliche Ausnahmen zwischen -100 EUR/MWh und 200 EUR/MWh. Ab Herbst 2021 und besonders im Sommer 2022 werden negative Preise unter -200 EUR/MWh erreicht.

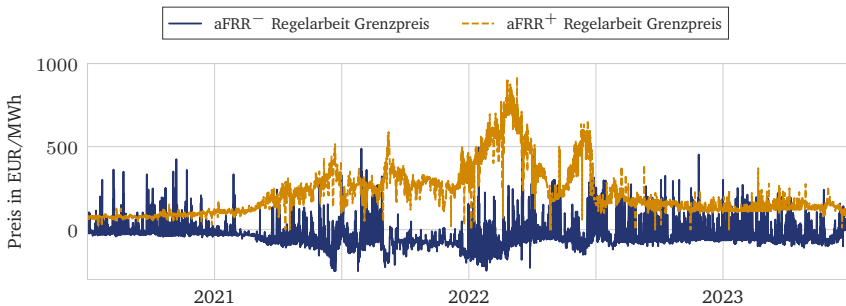


Abbildung 5.7: Preisverläufe der berechneten Grenzpreise für negative und positive Sekundärregelarbeit in Abhängigkeit historischer Aktivierungsdaten [6, 2].

In diesen Situationen sind Regelreserveanbieter aufgrund der hohen Strompreise dazu bereit, für die Aufnahme negativer Regelernergie zu bezahlen.

Spezifische Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes

Die spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes liegen in 15-minütiger Auflösung vor. Abbildung 5.8 zeigt die spezifischen THG-Emissionen von 2020 bis 2023. Die Schwelle von 100 kg CO₂-Äq. wird nicht unterschritten. Die Maximalwerte für 2020 liegen bei ca. 540 kg CO₂-Äq.. Über die Jahre steigen die Maximalwerte an und im letzten Jahr des Optimierungshorizontes werden 600 kg CO₂-Äq. erreicht.

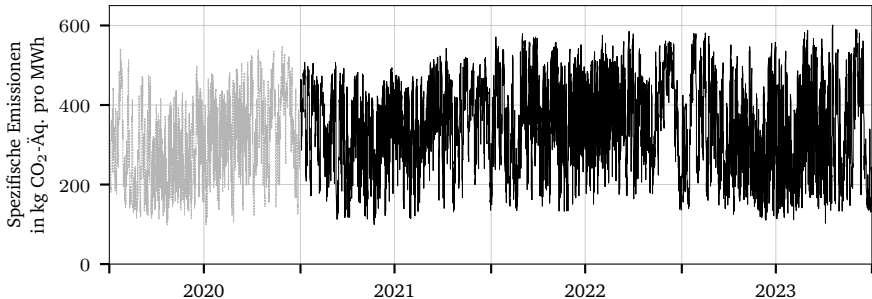


Abbildung 5.8: Verlauf der spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes von 2020 bis 2023 [7].

5.6 Szenarioanalyse

Die in Abschnitt 5.4 definierten Zielfunktionen basieren auf den in Kapitel 4 vorgestellten Ladestrategien. Sie können je nach Art der Marktanbindung und technischen Freiheitsgraden ein unterschiedlich hohes ökonomisches oder ökologisches Potenzial schöpfen. In diesem Abschnitt werden für die vergleichende Untersuchung der marktlichen und technischen Kombinationsmöglichkeiten Szenarien definiert. Auf diese Weise werden verschiedene Handelsstrategien identifiziert, die auf unterschiedliche Randbedingungen angepasst sind.

5.6.1 Definition der Szenarien

Als Basis-Referenzszenario wird der *ungesteuerte* Fall simuliert, dass alle Elektrobusse so früh wie möglich nach ihrer Ankunft im Busdepot aufgeladen werden. Darauf folgen drei weitere Referenzszenarien, welche sich durch ihre Zielsetzung unterscheiden. Das erste Referenzszenario **Referenz^{LSK}** verfolgt das Ziel der Lastspitzenkappung mittels f_0^{LSK} . Das zweite Referenzszenario **Referenz^{EUR}** optimiert die ökonomische Zielfunktion f_0^{EUR} , die den Stromeinkauf von DA60_{AU} zeitlich variiert. Das dritte Referenzszenario **Referenz^{THG}** optimiert die ökologische Zielfunktion f_0^{THG} , wodurch die kumulierten THG-Emissionen minimiert werden. In allen Referenzszenarien ist ausschließlich unidirektionales Laden

möglich. Zudem kann in allen Szenarien an Vortagsauktionen teilgenommen werden. Die weiteren Szenarien unterscheiden sich primär durch den technischen Freiheitsgrad der Bidirektionalität. Es wird zwischen der bidirektionalen Ladefähigkeit auf Elektrobus-Ebene und der auf Busdepot-Ebene unterschieden. Abbildung 5.9 veranschaulicht die Möglichkeiten der Rückspeisefähigkeit.

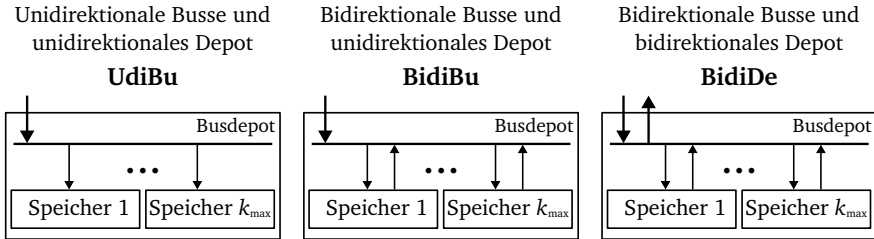


Abbildung 5.9: Szenariogruppen für die technischen Freiheitsgrade der Bidirektionalität.

Für die Szenariogruppen werden drei Kürzel eingeführt, welche in der Abbildung gekennzeichnet sind. **UdiBu** beschreibt Szenarien, in denen die Elektrobusse nur unidirektional laden können. **BidiBu** beschreibt Szenarien, in denen die Elektrobusse bidirektional laden können, jedoch keine Energie aus dem Busdepot in Netz zurück gespeist werden kann. **BidiDe** beschreibt Szenarien, in denen die Elektrobusse bidirektional laden können und das Busdepot Energie zurück ins Netz speisen kann. Des Weiteren lassen sich Szenarien anhand des Umfangs der Strommarktteilnahme unterscheiden. Manche Produktkategorien werden erst durch die Rückspeisefähigkeit ins Netz ermöglicht. Dazu zählen der Verkauf von Stromprodukten sowie das Erbringen von FCR oder positiver Regelernergie. Tabelle 5.7 verschafft einen Überblick der in dieser Arbeit untersuchten Szenarien. Im Fall von den Regelenergieprodukten ist die mögliche Leistungsrichtung inhärent durch die Produktart gegeben. Bei den Stromprodukten symbolisiert \leftrightarrow die Möglichkeit des Stromverkaufs. In der Szenariogruppe **BidiDe** werden dadurch Arbitragegeschäfte gegen andere Produkte möglich. Das Szenario **BidiDe DA&F1** steht für den Fall, in dem das Busdepot Energie zurück ins Netz speisen kann, und neben $DA60_{Au}$ zusätzlich FCR geboten wird. Im Vergleich zu den anderen Ladestrategien in der Szenariogruppe ist es einfacher in der Umsetzung. Die letzte Szenariogruppe **Regeba** entspricht den regelbasierten Ladestrategien, welche auf den charakteristischen Preisverläufen am kurzfristigen Strommarkt bzw. dem Regenergiemarkt aufbauen. Für die Umsetzung dieser Ladestrategien wird nicht auf die Annahme der perfekten Vorhersage aufgebaut. Stattdessen werden die Ergebnisse der vorigen Szenarien verwendet, um sich wiederholende Muster gezielt zu nutzen.

Tabelle 5.7: Übersicht der Szenarien für die Untersuchungen mit Angabe der bidirektionalen Fähigkeit zur Leistungsübertragung von Elektrobussen und des Busdepots sowie der verfügbaren Produkte je nach Szenario.

Szenario	Bidirektionalität		Strommarkt ^a		Regelenergiemarkt		
	Busse	Busdepot	ID15 _{Au}	ID15 _{kon}	FCR	aFRR ⁻	aFRR ⁺
Ungesteuert	←	←	—	—	—	—	—
Referenz ^{LSK}	←	←	—	—	—	—	—
Referenz ^{EUR}	←	←	—	—	—	—	—
Referenz ^{THG}	←	←	—	—	—	—	—
UdiBu ID	←	←	←	←	—	—	—
UdiBu ID&F2 ⁻	←	←	←	←	—	←	—
BidiBu ID	↔	←	←	←	—	—	—
BidiBu ID&F2 ⁻	↔	←	←	←	—	←	—
BidiDe DA&F1	↔	↔	—	—	↔	—	—
BidiDe ID	↔	↔	↔	↔	—	—	—
BidiDe ID&F1	↔	↔	↔	↔	↔	—	—
BidiDe F1&F2 ⁻	↔	↔	↔	↔	↔	←	—
BidiDe F1&F2 [±]	↔	↔	↔	↔	↔	←	→
Regeba DA	←	←	—	—	—	—	—
Regeba DA&F1	←	←	—	—	↔	—	—

— symbolisiert, dass kein Energiefluss möglich ist.

← symbolisiert einen Energiefluss vom Strommarkt zum Depot bzw. in einen Speicher rein.

→ symbolisiert einen Energiefluss vom Depot zum Strommarkt bzw. aus einem Speicher raus.

↔ symbolisiert die Möglichkeit eines Energieflusses in beide Richtungen.

^a Da in allen Szenarien an den Vortagesauktionen des Strommarkts teilgenommen werden kann, wird DA60_{Au} nicht explizit aufgeführt.

5.6.2 Lösungsprozess

Eine geschlossene Optimierung über den gesamten Zeitraum von drei Jahren ist aus Gründen begrenzter Rechenressourcen nicht umsetzbar. Daher wird der Zeithorizont segmentiert. Es werden beginnend am Freitag, den 1. Januar 2021 um 00:00 Uhr je Sieben-Tage-Intervalle gebildet, die aneinander gereiht werden. Jedes Optimierungsintervall ist separat lösbar. Dadurch wird eine Parallelisierung des Lösungsprozesses ermöglicht und angewandt. Damit die Optimierungsintervalle anschließend wieder miteinander verkettet werden können, müssen die Speicherstände miteinander synchronisiert werden. Zu diesem Zweck werden weitere Nebenbedingungen eingeführt. Der aggregierte SoC ϕ^{DP} des Busdepots wird im ersten und letzten Zeitschritt eines Optimierungsintervalls auf denselben Wert gesetzt. Um einen geeigneten Wert zu bestimmen, werden mehrere Iterationsschleifen des Szenarios **Referenz**^{EUR} durchlaufen, in denen der zulässige SoC-Bereich zu Beginn und am Ende eines Optimierungsintervalls sukzessive mehr eingeschränkt werden. Es hat sich gezeigt, dass eine Verknüpfung der Optimierungsintervalle um Mitternacht von Donnerstag auf Freitag und unter Berücksichtigung des Flottenmanagements sowie der Tages- und Wochencharakteristik am Strommarkt in einer Vielzahl an Fällen zu einem ϕ^{DP} im Bereich um die 40 %-Marke ergibt. Entsprechend werden ϕ_{Start}^{DP} und ϕ_{Ende}^{DP} gleich 40 % gesetzt.

Die Optimierungsintervalle werden auf einem Hochleistungs-Rechencluster parallel gelöst. Für die verschiedenen Problemgrößen der Szenarien werden unterschiedliche Solver-Einstellungen gesetzt. Diese werden für einzelne Intervalle iterativ bestimmt und für alle Intervalle eines Szenarios angewendet. Im Anhang B.2 finden sich detaillierte Ausführungen wichtiger Einstellungen.

6 Auswertung der Optimierungsergebnisse

Naturgesetze prägen den Rahmen, an den sich Zivilisationen aus unterschiedlichen Zeitaltern anpassen. Das Energiegeschehen des elektrifizierten Busdepots hat eine rhythmisch pulsierende Eigenschaft, wenn es sich optimal in das Gesellschaftsgeschehen fügt. Es pulsiert im Grundtakt mit dem eigenen Energieverbrauch. Des Weiteren pulsiert es mit dem Energiegeschehen anderer Akteure in der Gesellschaft im Gleich- oder im Gegenteil. Die Kopplung ist über technische und marktliche Mechanismen gegeben. Der Takt wird durch die Umdrehung der Erde um die Sonne – saisonal – die Drehung der Erde um sich selbst – tageszeitabhängig – und durch gesellschaftliche Abläufe – wochentagsabhängig – vorgegeben.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarioanalyse diskutiert. Vor der Ergebnisdiskussion wird anhand des Flottenmanagements eine *a priori* Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials durchgeführt. Sie ist unabhängig von der gewählten Ladestrategie und ermöglicht den Vergleich des untersuchten Anwendungsfalls mit Anwendungsfällen in anderen Städten. Dann werden die Kernergebnisse der vier Referenzszenarien beschrieben. Anschließend werden die untersuchten Szenarien in Abschnitt 6.1 auf vergleichende Weise energetisch betrachtet. Daraufhin beschäftigt sich Abschnitt 6.2 mit ökonomischen Aspekten der verschiedenen Szenarien. In Abschnitt 6.3 wird darauffolgend ein ökologischer Vergleich der Szenarien gezogen, indem die verschiedenen Ladestrategien hinsichtlich der verursachten THG-Emissionen bewertet werden. In Abschnitt 6.4 wird der Beitrag zur Netzstabilität quantifiziert und damit die Netzdienlichkeit der untersuchten Szenarien bewertet. Abschnitt 6.5 befasst sich mit einer Bewertung der Auswirkungen der Ladestrategien auf die LIA. Abschnitt 6.6 vergleicht die Wirtschaftlichkeit der Aktivitäten am Strommarkt gesamtlich.

Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials

Für die Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials wird der *Elektrobus-Verfügbarkeitskoeffizient* und der *Speicher-Verfügbarkeitskoeffizient* der Flotte eingeführt. Beide stellen ein Verhältnis der flottenmanagementabhängigen Verfügbarkeit zu einer hypothetischen permanenten Verfügbarkeit der Speicher im Busdepot dar. Der erste entspricht der Summe der Elektrobus-Verfügbarkeiten μ_t^k über alle Elektrobusse und alle Zeitschritte eines repräsentativen Tages, wie in (6.1) definiert. Er dient als Indikator für den täglichen Anteil der Standzeiten der Elektrobusse im Depot. Der Speicher-Verfügbarkeitskoeffizient entspricht analog der mit der Speicherkapazität gewichteten Verfügbarkeit im Verhältnis zur permanenten Verfügbarkeit, wie in (6.2) formuliert.

$$\frac{\sum_{t=1}^{96} \sum_{k=1}^{80} \mu_t^k}{96 \cdot 80} \quad (6.1)$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{96} \sum_{k=1}^{80} \mu_t^k \cdot \kappa^k}{\sum_{t=1}^{96} \sum_{k=1}^{80} \kappa^k} \quad (6.2)$$

Tabelle 6.1 zeigt beide Verfügbarkeitskoeffizienten für die vier repräsentativen Tage. Da durch das heuristische Flottenmanagement (vgl. Abschnitt 5.5.1) Elektrobusse mit höheren Speicherkapazitäten aufgrund ihrer höheren Reichweite präferiert eingesetzt werden, ist der Speicher-Verfügbarkeitskoeffizient zwischen 0,5 und 1,3 Prozentpunkten geringer als der Elektrobus-Verfügbarkeitskoeffizient. An Sonntagen ist der Speicher-Verfügbarkeitskoeffizient 24,4 % höher als an Wochentagen und 14 % höher als an Samstagen.

Tabelle 6.1: Elektrobus- und Speicher-Verfügbarkeitskoeffizienten der untersuchten Elektrobusflotte.

Repräsentativer Tag	Elektrobus- Verfügbarkeitskoeffizienten	Speicher- Verfügbarkeitskoeffizienten
Montag bis Donnerstag	65,6 %	64,7 %
Freitag	65,3 %	64,7 %
Samstag	75,5 %	75,0 %
Sonntag	81,8 %	80,5 %

Die kumulierte Speicherkapazität der Elektrobusflotte beträgt etwas über 45 MWh. Abbildung 6.1 veranschaulicht die kumulierte Speicherkapazität, die in Abhängigkeit des Fahrplans über eine repräsentative Woche zur Verfügung steht. Besonders nachts und an Wochenenden ist das Speicherpotenzial hoch.

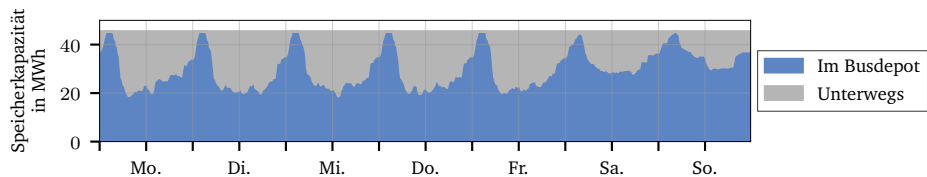


Abbildung 6.1: Kumulierte Speicherkapazität der Darmstädter ÖPNV-Flotte über eine repräsentative Woche im Zukunftsszenario einer vollständigen Elektrifizierung [18].

Kernergebnisse der Referenzszenarien

Um die Vergleichbarkeit der Referenzszenarien untereinander herzustellen, sind sie auf die Teilnahme am DA-Markt beschränkt und es ist ausschließlich unidirektionales Laden möglich. Im *ungesteuerten* Szenario wird das Ladeverhalten durch den Fahrplan bestimmt, da sofort nach der Ankunft im Depot aufgeladen wird. Abbildung 6.2 zeigt das durchschnittliche Einkaufsverhalten für eine Woche, beginnend montags um 00:00 Uhr, in einer Heatmap mit 15-minütiger Auflösung. Es ergibt sich ein eindeutiges Muster, nach welchem Ladevorgänge verstärkt nachmittags bzw. abends stattfinden. Maximal werden dadurch 2,5 MW der Depotanschlussleistung von 4,2 MW in Anspruch genommen.

Die ungesteuerte Strategie verursacht durch den Einkauf am DA-Markt über den gesamten Optimierungszeithorizont Strombeschaffungskosten von ca. 2,9 Mio. EUR. Die LIA in den Elektrobusen weisen permanent einen hohen SoC auf. Abbildung 6.3 zeigt die Verteilung der SoC-Werte $\phi_{d,t}^{DP}$ des gesamten Optimierungszeithorizonts in Abhängigkeit des Wochentags und der Zeit. Diese Art der Darstellung

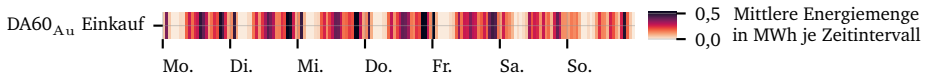


Abbildung 6.2: Wochen-Heatmap der Stromeinkäufe am DA-Markt im ungesteuerten Szenario.

dient als Indikator für die durchschnittlichen SoC der Elektrobusse, lässt jedoch keine Rückschlüsse auf einzelne Busse zu. In Abschnitt 6.5 wird detaillierter auf die Verteilung der SoC eingegangen. Wie zu sehen ist, bewegt sich der Flotten-SoC-Bereich näherungsweise zwischen 80 und 95 %. Für jedes Zeitintervall in einer Woche kommt der SoC nahezu auf denselben Wert. Es sei darauf hingewiesen, dass für das ungesteuerte Szenario keine Verknüpfung einzelner Optimierungsintervalle notwendig ist, da sich durch die Ladestrategie jede Woche dieselben Flotten-SoC einstellen.

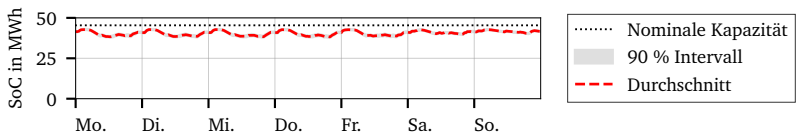


Abbildung 6.3: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche im Szenario der ungesteuerten Ladestrategie.

Für die Zielsetzung der Lastspitzenkappung im Szenario **Referenz**^{LSK} kann bei der gegebenen Zusammensetzung der Flotte und den Charakteristiken des Fahrplans durchgehend mit 800 kW oder weniger geladen werden. Damit wird eine Reduktion um 68 % im Vergleich zur Lastspitze der ungesteuerten Ladestrategie erreicht. Wie in Abbildung 6.4 zu sehen ist, bewegt sich der Flotten-SoC näherungsweise in einem Bereich zwischen 30 und 65 % der Flotten-Speicherkapazität und ist damit niedriger als im ungesteuerten Szenario.

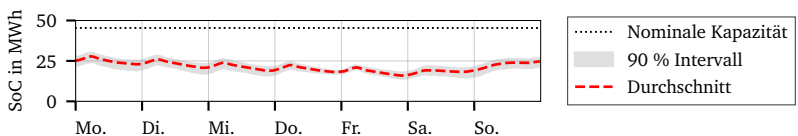


Abbildung 6.4: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche im Szenario der Lastspitzenkappung.

Der Verlauf des Durchschnitts wird wie im ungesteuerten Szenario durch das Flottenmanagement bestimmt und resultiert in der erkennbaren Wochencharakteristik. Durch den im Schnitt niedrigeren SoC kann einer Batteriedegradation teilweise vorgebeugt werden. Kostentechnisch verursacht die Ladestrategie im Szenario **Referenz**^{LSK} durch den Einkauf am DA-Markt über drei Jahre Strombeschaffungskosten von ca. 2,7 Mio. EUR und ist damit 8,6 % unter den Kosten des ungesteuerten Referenzszenarios. Auf die Kostenersparnis, welche durch die Reduktion der Jahresspitzenleistung erreicht wird, wird in Abschnitt 6.6 eingegangen.

Die ökonomische Ladestrategie im Szenario **Referenz**^{EUR} zielt darauf ab, die Gesamtkosten für die Strombeschaffung zu minimieren. Abbildung 6.5 veranschaulicht die zeitliche Verteilung der Stromeinkäufe für das Jahr 2023. In den Jahren 2021 und 2022 sind ähnliche Muster erkennbar (vgl. Abschnitt C.1.2 im Anhang). Von Anfang Oktober bis Ende April eines jeweiligen Folgejahres wird ein

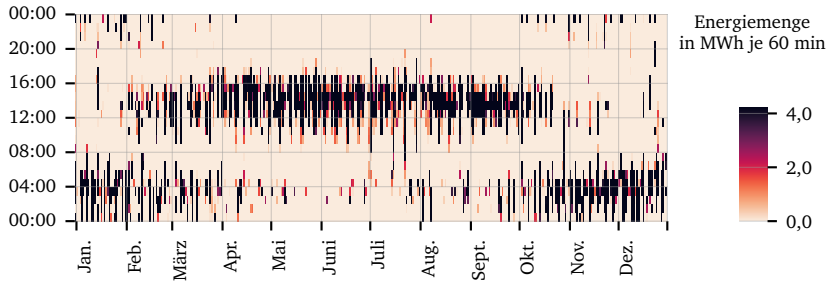


Abbildung 6.5: Heatmap der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.

Teil oder der vollständige tägliche Strombedarf über nächtliche Einkäufe bzw. in den Morgenstunden gedeckt. In den Monaten Februar bis einschließlich Oktober wird Strom vermehrt zwischen 10 und 17 Uhr eingekauft. Besonders von Anfang April bis Ende September findet der Stromeinkauf nahezu gänzlich während dieser Zeit statt. Die durch photovoltaische Erzeugung günstigeren Strompreise um die Mittagszeit und die Tatsache, dass die Elektrobusse nach ihrer ersten bzw. zweiten morgendlichen Fahrt ins Busdepot einkehren, ermöglichen diese Strategie. Des Weiteren ist zu erwähnen, dass die Tageszeiten zwischen 7 und 10 Uhr sowie zwischen 17 und 23 Uhr über den gesamten Optimierungshorizont nahezu konsistent gemieden werden. Zu diesen Zeiten wird die Stromlast am Markt durch die gesellschaftlichen Tagesabläufe geprägt, welche den Bedarf erhöhen.¹ Aus Abbildung 6.5 lassen sich in Anlehnung an die vier Jahreszeiten vier Zeiträume ableiten, in denen unterschiedliche Einkaufsmuster erkennbar sind. Sie sind in Abbildung 6.6 gezeigt. Im Folgenden wird der Zeitraum vom 1. November bis 31. Januar als *Wintermonate* und der Zeitraum vom 1. April bis 15. September als *Sommermonate* bezeichnet. Die beiden weiteren Zeiträume werden als *Übergangsmonate* bezeichnet. Da sich in den Winter- und den Sommermonaten stärker ausgeprägte Charakteristiken zeigen, wird im Folgenden primär auf diese eingegangen.

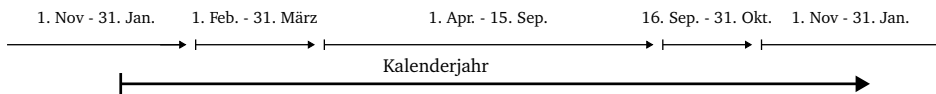


Abbildung 6.6: Vier charakteristische Jahresintervalle für den optimalen Stromeinkauf eines Busdepots am DA-Markt in Anlehnung an die vier Jahreszeiten.

Ein Blick auf die wöchentlichen Heatmaps des Einkaufsverhaltens in Abbildung 6.7 hebt den saiso-

¹Die Gesamtstromlast hat für gewöhnlich gegen die Mittagszeit und gegen abends um 18 Uhr zwei Bedarfsspitzen. Dazwischen lässt der Bedarf nach und es wird parallel Sonnenenergie erzeugt. Zusammengenommen führt dies zwischen 12 und 18 Uhr häufig zu günstigen Preisen [119].

nenalen Unterschied in der Tages- und Wochen-Charakteristik hervor. Zudem ist erkennbar, dass in den Sommermonaten häufiger an Wochenenden eingekauft wird als unter der Woche. Die optimale Einkaufsstrategie und Ladestrategie für das ökonomische Referenzszenario setzt sich demzufolge aus einer Tages-, einer Wochen- und einer Saison-Komponente zusammen. Abbildung 6.8 veranschaulicht

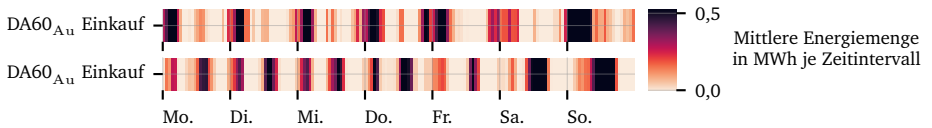


Abbildung 6.7: Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im ökonomischen Referenzszenario.

die Verteilung der Ladezustände der Flotte für Winter- und Sommermonate. Ähnlich wie in den Abbildungen 6.3 und 6.4 können die Tages-Charakteristiken anhand des Durchschnitts wieder erkannt werden. Allerdings unterscheiden sich die Flotten-SoC stärker von Woche zu Woche, weshalb sich eine breitere Streuung ergibt. In den Sommermonaten wird ϕ^{DP} regelmäßig ab Sonntagmittag um ca. 50 % aufgeladen. In den Wintermonaten geschieht dies in der Nacht von Samstag auf Sonntag. Von Montag bis Samstag zeigt der Flotten-SoC einen fallenden Trend. Dieser Aspekt der Wochen-Charakteristik ist in den Sommermonaten stärker ausgeprägt. In den Wintermonaten dominiert dagegen die Tages-Charakteristik. Des Weiteren findet sich die modelltechnische Nebenbedingung zur Verkettung der Optimierungsintervalle in der Abbildung wieder. Jeden Freitag um 00:00 Uhr ist $\phi_{a,0}^{DP}$ bei 40 %. Es wird ersichtlich, dass sich dies in die Wochen-Charakteristik fügt.

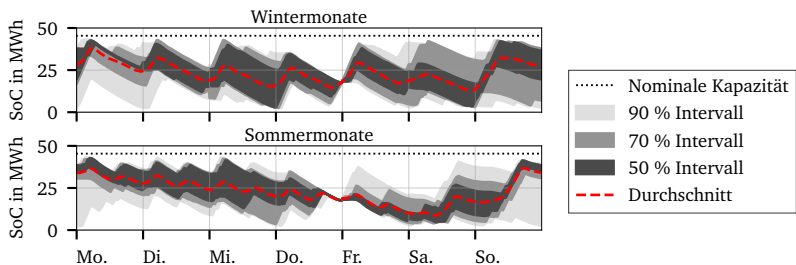


Abbildung 6.8: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im ökonomischen Referenzszenario.

Die ökonomische Referenzstrategie verursacht durch den Einkauf am DA-Markt Strombeschaffungskosten von ca. 1,5 Mio. EUR und ist damit bei ca. der Hälfte der Kosten des ungesteuerten Szenarios. Ein Blick auf die jährliche Verteilung der Stromkosten in Abbildung 6.9 demonstriert den Einfluss der Preissteigerungen im Jahr 2022, welche in Abbildung 5.5 gezeigt wurden. Im Jahr 2022 sind die Kosten 147,4 % und 205,9 % höher als im Jahr 2021 und 2023.

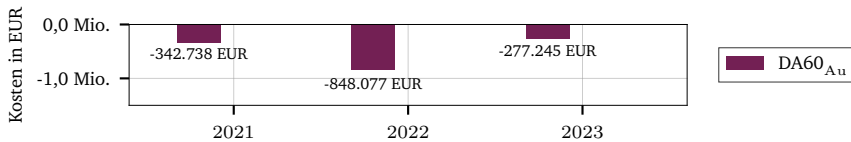


Abbildung 6.9: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt im ökonomischen Referenzszenario.

Vereinfacht ausgedrückt lässt sich in Bezug auf die ökonomische Referenzstrategie festhalten:

Das ökonomisch optimierte Einkaufsverhalten ist gegenläufig zu den allgemeinen Lastschwankungen durch die Bevölkerung und es orientiert sich an der Sonneneinstrahlung. Durch diese beiden Phänomene stellt sich eine Tages-, eine Wochen- und eine Saisoncharakteristik ein.

In Szenario **Referenz**^{THG} mit dem Ziel einer Minimierung der verursachten THG-Emissionen während der Stromerzeugung zeigt sich im Allgemeinen ein ähnliches Muster wie bei der ökonomischen Optimierung. Abbildung 6.10 zeigt das wöchentliche Einkaufsverhalten für die Winter- und Sommermonate im Jahr 2022. Die Tages-Charakteristik kristallisiert sich in den Sommermonaten stärker heraus als im ökonomischen Referenzszenario. In den Wintermonaten werden Einkäufe im Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario verstärkt tagsüber getätigt.

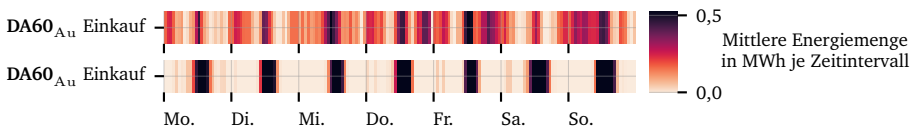


Abbildung 6.10: Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das ökologische Referenzszenario.

Die Zeitdauer und Intensität der Sonneneinstrahlung sind in den Wintermonaten nicht gleichermaßen konsistent über die Tage wie in Sommermonaten. Hinzu tritt des Öfteren nachts die Situation ein, dass durch Windkraftherzeugung die spezifischen THG-Emissionen des Strommixes sinken. Aufgrund dieser Unregelmäßigkeiten ist die Wochen-Charakteristik der Wintermonate weniger stark ausgeprägt als im ökonomischen Referenzszenario. Dies wird anhand des durchschnittlichen Flotten-SoC über den Wochenverlauf in den Wintermonaten in Abbildung 6.11 verdeutlicht. Die 50%-Intervalle sind besonders samstags breiter als die der Wintermonate des ökonomischen Referenzszenarios in Abbildung 6.8. Eine Wochen-Charakteristik ist weiterhin erkennbar. Im ökologischen Referenzszenario werden durch den Einkauf am DA-Markt Strombeschaffungskosten von ca. 1,8 Mio. EUR über den Optimierungszeithorizont verursacht. Damit liegt diese Ladestrategie bei 61,3% der Kosten im Vergleich zum ungesteuerten Szenario und ist 20,1% höher als die Kosten im ökonomischen Referenzszenario. In diesem Szenario fallen über drei Jahre insgesamt 4587,6 t CO₂-Äq. für die Stromerzeugung an.

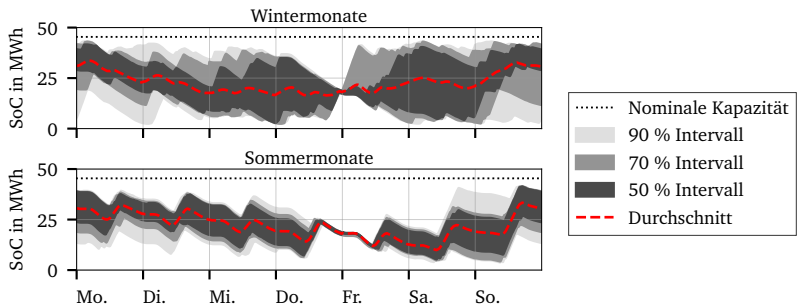


Abbildung 6.11: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das ökologische Referenzszenario.

Abschließend werden die Kernergebnisse der Referenzszenarien in Tabelle 6.2 zusammengefasst.² Das ökonomische und ökologische Referenzszenario nutzen die maximale Depot-Anschlussleistung von 4,2 MW vollständig aus.

Tabelle 6.2: Übersicht der Strombeschaffungskosten, der THG-Emissionen und der Leistungsspitze in den Referenzszenarien.

Szenario	Strombeschaffungskosten	THG-Emissionen	Leistungsspitze
	in EUR	in t CO ₂ -Äq.	in kW
Ungesteuert	ca. -2,9 Mio.	ca. 6646	2500
Referenz^{LSK}	ca. -2,7 Mio.	ca. 6460	800
Referenz^{EUR}	ca. -1,5 Mio.	ca. 5087	4200
Referenz^{THG}	ca. -1,8 Mio.	ca. 4588	4200

²In dieser und nachfolgender Tabellen werden Kosten stets mit einem negativen Vorzeichen versehen, damit sie von Erlösen am Regenergiemarkt unterschieden werden können.

6.1 Energetische Bewertung der Szenarien

Im Rahmen der vergleichenden Bewertung wird der kumulierte Energiedurchsatz in den Szenariogruppen aufgezeigt und verglichen. Auf diese Weise lassen sich die technologischen Freiheitsgrade sowie die unterschiedlichen Möglichkeiten der Marktpartizipation miteinander vergleichen. In Abbildung 6.12 wird ein übergeordneter Vergleich der Szenarien gezeigt. In den unidirektionalen Referenzszenarien werden in Summe über jeweils drei Jahre ca. 18,59 GWh elektrische Energie am DA-Markt beschafft.

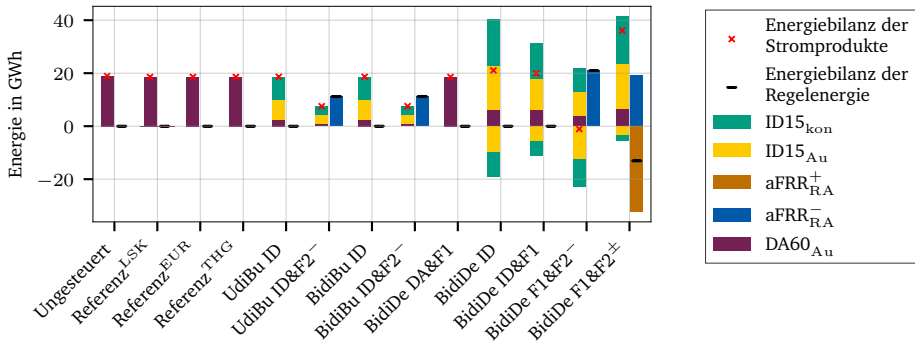


Abbildung 6.12: Kumulierte Energiedurchsätze der untersuchten Szenarien je nach Produkt aufgeteilt in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regelenergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien).

Nach den Energieverlusten durch die Spannungswandlung in den Depot-Transformatoren verbleiben 18,22 GWh. Durch die Einspeicherung in die LIA der Elektrobusse und dem stationären Speicher entstehen weitere Verluste, sodass dort letztlich 17,49 GWh bzw. 5,83 GWh pro Jahr aufgenommen werden. Die Abbildung illustriert, dass die ID-Strommarkt-Produkte mit deren Freischaltung ausgiebig für die Energiebeschaffung genutzt werden. In der Szenariogruppe **UdiBu ID** werden 87,5 % der Energie am ID-Markt beschafft während der Anteil am DA-Markt auf 12,5 % zurück geht. Wird zudem negative Regelenergie geboten, wird über diesen Mechanismus mehr Energie aufgenommen als an der EPEX Spot, wie in Szenario **UdiBu ID&F2⁻** zu sehen ist. Dieses Phänomen ist ebenfalls beim Vergleich von **BidiBu ID** und **BidiBu ID&F2⁻** zu beobachten. Aus der übergeordneten Perspektive stellt sich in der Szenariogruppe **BidiBu** kein von der Szenariogruppe **UdiBu** abweichendes Ergebnis ein. Allein durch die Freischaltung der bidirektionalen Ladefähigkeit der Elektrobusse kommt es im untersuchten Anwendungsfall bei einer ökonomischen Optimierung zu keiner nennenswerten Änderung der Herkunft der Energie. Das ökonomische Potenzial durch die Freischaltung der Regelenergieprodukte für aFRR dominiert im Vergleich.³ In der Szenariogruppe **BidiDe** steigt der Energiedurchsatz durch die

³Es sei an dieser Stelle betont, dass die Ergebnisse anwendungsfallspezifisch sind und sich bei geringeren *Speicher-Verfügbarkeitskoeffizienten* oder stärker ausgeprägten Tages-Charakteristiken der Strompreise abweichende Optima einstellen können. Dies betrifft besonders den Vergleich bei ausschließlicher Partizipation am kurzfristigen Strommarkt zwischen dem Szenario mit unidirektionaler Ladefähigkeit der Elektrobusse **UdiBu ID** und dem der bidirektionalen Ladefähigkeit der Elektrobusse **BidiBu ID**.

Fähigkeit des Busdepots, Energie zurück ins Stromnetz zu speisen. In Szenario **BidiDe ID** verdoppelt sich die eingekaufte Energiemenge. Der Energieüberschuss, welcher über dem für den Flottenbetrieb benötigten Wert von 18,59 GWh liegt, wird für ID-Arbitragegeschäfte verwendet. Dieser Effekt fällt in Szenario **BidiDe ID&F1** durch blockierte Leistungsflexibilität für FCR geringer aus. In Szenario **BidiDe F1&F2⁻** wird neben ID-Arbitragegeschäften die Möglichkeit zur Erbringung negativer aFRR Regelernergie genutzt und weiterhin FCR geboten. Insgesamt wird mehr Energie als in Szenario **BidiDe ID&F1** aufgenommen, was darauf hindeutet, dass weniger FCR geboten wird. Im Vergleich zu den vorigen Szenarien **UdiBu ID&F2⁻** und **BidiBu ID&F2⁻** dominiert die Energieaufnahme durch negative aFRR Regelernergie nicht, deckt jedoch weiterhin ca. 50% des Gesamtenergiebedarfs. Daraus lässt sich schließen, dass günstige Zeitpunkte für das Verkaufen am ID-Markt stärker ins Gewicht fallen als günstige Zeitpunkte, um negative Regelernergie aufzunehmen. Der höchste Energiedurchsatz ist in Szenario **BidiDe F1&F2[±]** zu beobachten. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von drei Jahren werden am kurzfristigen Strommarkt ca. 41,6 GWh elektrische Energie beschafft, wovon ca. 20 GWh in Form negativer aFRR Regelernergie aufgenommen werden können. Die Möglichkeit, positive Regelarbeit zu stellen, überwiegt im Vergleich zu den Arbitragemöglichkeiten am ID-Markt. Es werden ca. 32,3 GWh positive Regelarbeit realisiert und der Verkauf am ID-Markt geht auf den in der Szenariogruppe **BidiDe** geringsten Wert von 5,4 GWh zurück.

6.2 Ökonomische Bewertung der Szenarien

In diesem Abschnitt wird im Rahmen der Szenarioanalyse die ökonomische Bewertung der Szenarien durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf den Strombeschaffungskosten. Der Umsetzungsaufwand der jeweiligen Ladestrategien wird in Abschnitt 6.6 im Rahmen der Einordnung in die Gesamtkosten für den Strombezug berücksichtigt. Abbildung 6.13 zeigt die Gesamtkosten und -erlöse der einzelnen Produkte in Abhängigkeit des Szenarios. Sie verdeutlicht den Zuwachs des ökonomischen Potenzials durch die erweiterten Freiheitsgrade. Die Abbildung setzt das ökonomische Potenzial der vier Referenzszenarien ins Verhältnis zu den weiteren Szenarien. Für jedes Szenario sind die Kosten und Erlöse am Spotmarkt links von den vertikalen Linien dargestellt und die Kosten und Erlöse am Regelergiemarkt rechts davon. Die Teilnahme am ID-Markt in Szenario **UdiBu ID** führt im Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario zu einer weiteren Kostenersparnis von 28,3%. In Szenario **UdiBu ID&F2⁻** und gleichermaßen in Szenario **BidiBu ID&F2⁻** kann durch die Vorhaltung negativer aFRR Regelleistung ein Erlös erzielt werden. Durch das Erbringen von negativer aFRR Regelernergie zu negativen Regelarbeitspreisen entstehen in der Kategorie der Regelernergie insgesamt Kosten. Zusammengerechnet entspricht die ökonomische Bilanz am Regelergiemarkt -91.144 EUR. Das kommt einem durchschnittlichen Strompreis von 8,09 EUR/MWh gleich. Der durchschnittliche Strompreis am DA-Markt liegt im Untersuchungszeitraum bei 142,5 EUR/MWh. Effektiv wird elektrische Energie am Regelergiemarkt mit einem Preisnachlass von 94,3% aufgenommen. Insgesamt wird in den Szenarien **UdiBu ID&F2⁻** und **BidiBu ID&F2⁻** im Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario eine Kostenersparnis von 52,1% erreicht. Zwischen den Szenariogruppen **UdiBu** und **BidiBu** gibt es keinen nennenswerten Unterschied, der allein durch die bidirektionale Ladefähigkeit der Elektrobusse zustande kommt. Damit wird die energetische Bewertung des vorigen Abschnitts bestätigt. Im Szenario **BidiDe DA&F1** werden über den Optimierungshorizont von drei Jahren 22.236 EUR Kosten verursacht, was ca. 1,5% der Kosten des ökonomischen Referenzszenarios entspricht. In Szenario **BidiDe ID** kann über die drei Jahre eine positive Bilanz erreicht werden. Der Flottenbetreiber nutzt die vorhandene Flexibilität und ist in der Lage einen Erlös von ca. 969.000 EUR zu generieren. In Szenario **BidiDe ID&F1** wird der Arbitrage-

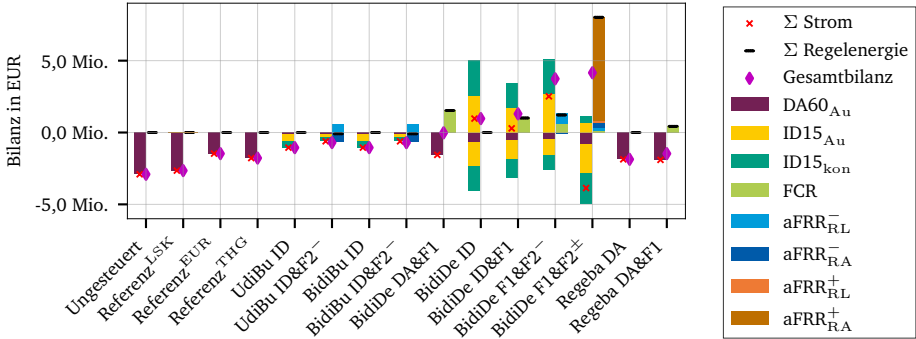


Abbildung 6.13: Gesamtkosten und -erlöse je Produkt in Abhängigkeit der Szenarien gruppiert in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regellenergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien).

handel am kurzfristigen Strommarkt zurückgefahren und dafür FCR geboten. Über drei Jahre kann durch die erbrachte FCR ein Erlös von ca. 1,0 Mio. EUR erzielt werden. In Szenario **BidiDe F1&F2⁻** können die Erlöse im Bereich der Regellenergieprodukte durch die Vorhaltung von aFRR Regelleistung gesteigert werden. Die Hälfte des Gesamtenergiebedarfs der drei Jahre, der als negative aFRR Regelleistung aufgenommen wird, verursacht nahezu keine Kosten. In der Kategorie der Strommarktprodukte können im Vergleich zu den vorigen Szenarien innerhalb derselben Szenariogruppe höhere Erlöse erzielt werden. Szenario **BidiDe F1&F2[±]** ist durch das höchste ökonomische Potenzial gekennzeichnet. Bisher diente der Strommarktschauplatz in der Szenariogruppe **BidiDe** generell, um durch gezieltes Verkaufen Erlöse zu erzielen. Durch die Option, positive Regelleistung anzubieten, wendet sich die Einkaufs- bzw. Ladestrategie. Der ID-Markt dient primär dem Stromeinkauf, um die Energieflexibilität λ^+ zu erhöhen. Die dadurch möglich werdenden Energietransaktionen zum Netz hin führen zu Erlösen, welche sich zu 12,2% auf den kurzfristigen Strommarkt und zu 87,8% auf den Regelleistungsmarkt verteilen. 79,2% der Gesamterlöse über drei Jahre werden durch positive aFRR Regelleistung erzielt. Negative Regelleistung spielt weiterhin eine wichtige Rolle. Sie macht ca. 30% der insgesamt aufgenommenen Energie aus. Das entspricht volumentechnisch 59,6% der geleisteten positiven Regelleistung. In Szenario **BidiDe F1&F2[±]** werden im Vergleich zum Szenario **BidiDe F1&F2⁻** ca. 16,7% höhere Erlöse erzielt. Tabelle 6.3 trägt die Strombeschaffungskosten bzw. Erlöse für eine Auswahl an Szenarien zusammen. Zum Vergleich wird das Szenario **Vertraglich** eingeführt, welches marktübliche Kosten darstellt, die unabhängig von der Ladestrategie sind. Die Kostenbestandteile für Netzentgelte, Steuern und Abgaben werden nicht berücksichtigt, sodass die Kosten für die Strombeschaffung und den Vertrieb mit den weiteren Szenarien verglichen werden können. Für die Bestimmung der Kosten für die Strombeschaffung werden die durchschnittlichen Strompreise für die Industrie aus den Jahren 2021, 2022 und 2023 von der BDEW verwendet [48].

Tabelle 6.3: Kosten und Erlöse einer Auswahl an Szenarien und Kosten für die Strombeschaffung bei marktüblichen Konditionen. Die Werte sind auf Eintausend gerundet.

Szenario	2021	2022	2023	Gesamt	
	EUR	EUR	EUR	EUR	Durchschn. EUR p. a.
Vertraglich	-353.000	-2,0 Mio.	-930.000	-3,3 Mio.	-1,1 Mio.
Ungesteuert	-663.000	-1,6 Mio.	-644.000	-2,9 Mio.	-969.000
Referenz^{EUR}	-342.000	-848.000	-277.000	-1,5 Mio.	-489.000
UdiBu ID	-250.000	-644.000	-159.000	-1,1 Mio.	-350.000
UdiBu ID&F2⁻	-117.000	-843.000	261.000	-700.000	-233.000
BidiDe DA&F1	150.000	-227.000	55.000	-22.000	-7000
BidiDe ID	119.000	545.000	305.000	969.000	323.000
BidiDe ID&F1	323.000	592.000	384.000	1,3 Mio.	433.000
BidiDe F1&F2⁻	754.000	1,9 Mio.	1,1 Mio.	3,7 Mio.	1,2 Mio.
BidiDe F1&F2[±]	743.000	2,2 Mio.	1,2 Mio.	4,2 Mio.	1,4 Mio.
Regeba DA	-431.000	-1,0 Mio.	-387.000	-1,9 Mio.	-622.000
Regeba DA&F1	-288.000	-881.000	-300.000	-1,5 Mio.	-490.000

Abbildung 6.14 zeigt einen Vergleich der drei betrachteten Kalenderjahre hinsichtlich des ökonomischen Potenzials. Die unterschiedlichen Auswirkungen des allgemeinen Preisanstiegs im Jahr 2022 werden dadurch verdeutlicht. Auf der einen Seite steigen die Strombeschaffungskosten in den Referenzszenarien von 2021 auf 2022 um durchschnittlich 143 %. Auf der anderen Seite werden in der Szenariogruppe **BidiDe** 197 % höhere Erlöse erzielt. In den Szenarien **UdiBu ID&F2⁻** und **BidiBu ID&F2⁻** ist im Jahr 2023 – anders als in den Vorjahren – ein Erlös erzielbar. Im Jahr 2023 gehen das allgemein hohe Preisniveau und die Volatilität am Strommarkt zurück während der Regelenergiemarkt vergleichsweise attraktiv bleibt. Am Regelenergiemarkt werden in beiden Szenarien Erlöse von ca. 386.000 EUR erzielt. Zusammen mit den Stromkosten von ca. 123.000 EUR ergibt sich ein Nettoerlös von ca. 262.000 EUR. Während in den Jahren 2021 und 2023 für das Szenario **BidiDe ID** ca. 119.000 EUR und 304.000 EUR Nettoerlöse erzielt werden, steigt das ökonomische Potenzial im Jahr 2022 auf ca. 545.000 EUR. Dieses Phänomen setzt sich innerhalb der Szenariogruppe fort. Für das Jahr 2022 sind die Gesamt-Nettoerlöse in den Szenarien **BidiDe ID**, **BidiDe ID&F1**, **BidiDe F1&F2⁻** und **BidiDe F1&F2[±]** ca. 157 %, 68 %, 100 % und 132 % höher als der Durchschnitt für die Jahre 2021 und 2023. In Abschnitt C.1 im Anhang ist ein Überblick der jährlichen Kosten und Erlöse der einzelnen Szenarien gegeben.

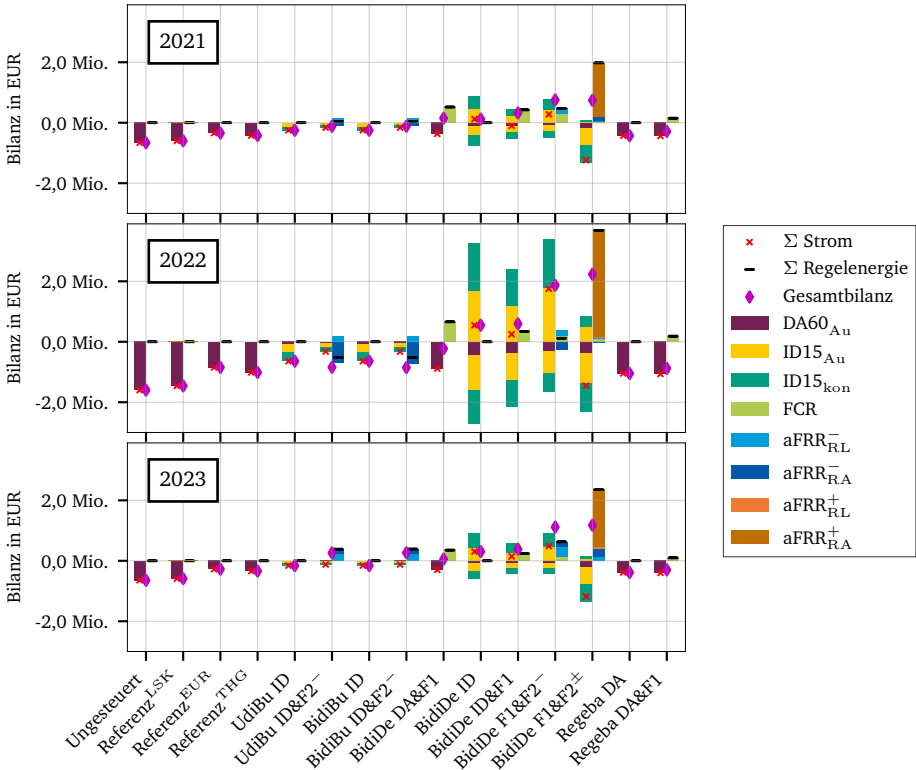


Abbildung 6.14: Summe der Kosten und Erlöse je Produkt aufgeteilt in kurzfristige Strommarktprodukte (links von den vertikalen Linien) und Regelernergieprodukte (rechts von den vertikalen Linien) für die untersuchten Szenarien in den Jahren 2021, 2022 und 2023.

Zusammenfassend lässt sich das ökonomische Potenzial der Szenarien folgendermaßen in den Kontext des untersuchten Zeitraums einordnen:

Die schnelle Reaktionsfähigkeit der LIA in den Elektrobussen kann der Unsicherheit im Markt, welche sich durch die allgemeinen Preissteigerungen manifestiert, begegnen und einer Stabilisierung des Stromnetzes sowie der Strompreise beisteuern. Besonders in den Szenarien des bidirektionalen Busdepots ist das ökonomische Potenzial hoch. Energieflexibilität hat in volatilen Zeiten der Stromwirtschaft einen hohen Wert für den Flottenbetreiber sowie die Volkswirtschaft.

Im Folgenden werden charakteristische Merkmale ausgewählter Szenarien tiefergehend erläutert. Insbesondere werden die Charakteristiken der 15-minütigen Produkte am ID-Markt aufgezeigt. Des Weiteren werden die Ladestrategien anhand der periodischen Verteilung der Flotten-SoC verglichen. Zunächst wird in Abschnitt 6.2.1 auf Ladestrategien für den Einkauf am Tagesmarkt im Szenario **UdiBu ID** eingegangen. Anschließend wird in Abschnitt 6.2.2 auf die Szenarien **UdiBu ID&F2⁻** und **BidiBu ID&F2⁻** eingegangen. Abschnitt 6.2.3 zeigt die Charakteristiken im Szenario **BidiDe ID** auf. Daran anschließend wird auf die Möglichkeit der FCR Erbringung eingegangen. Abschnitt 6.2.4 widmet sich zu diesem Zweck den Szenarien **BidiDe DA&F1** und **BidiDe ID&F1**. In Abschnitt 6.2.5 werden die Szenarien **BidiDe F1&F2⁻** und **BidiDe F1&F2[±]** beschrieben, in denen FCR und aFRR geboten werden. Auf Basis der identifizierten Muster werden in Abschnitt 6.2.6 abschließend zwei regelbasierte Ladestrategien vorgestellt und deren Ergebnisse diskutiert.

6.2.1 Ladestrategien für den Einkauf am Tagesmarkt

Abbildung 6.15 zeigt für das Szenario **UdiBu ID** eine Heatmap des Stromeinkaufs für die Sommermonate im Jahr 2022. Für die Jahre 2021 und 2023 sei auf Abschnitt C.1.2 im Anhang verwiesen. Alle Jahre haben mit dem ökonomischen Referenzszenario gemeinsam, dass der Stromeinkauf zur Mitte des Tages tendiert. Durch die feinere Granularität der Stromprodukte am ID-Markt sind flexiblere Einkaufsentscheidungen möglich und es wird zu einem jeweiligen Zeitpunkt identifiziert, welches der drei Stromprodukte am günstigsten ist. Es ist zu erwähnen, dass die nächtliche bzw. morgendliche Strombeschaffung zwischen 00:00 Uhr und 7:00 Uhr größtenteils am ID-Markt passiert. Als Vergleich

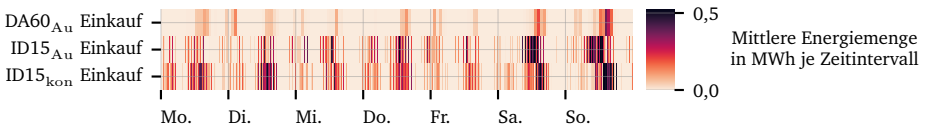


Abbildung 6.15: Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID**.

zu den Sommermonaten sind in Abbildung 6.16 die Wintermonate für das Jahr 2022 dargestellt. Die Strombeschaffung findet größtenteils zwischen 00:00 und 7:00 Uhr statt. Die Wochen-Charakteristik ist folglich ähnlich wie die des ökonomischen Referenzszenarios.

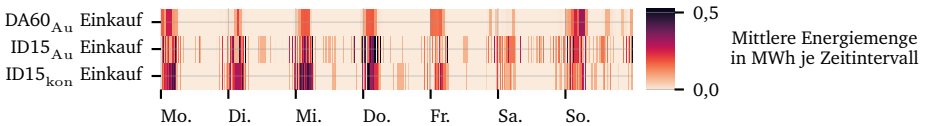


Abbildung 6.16: Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID**.

Abbildung 6.17 zeigt die Tages-Heatmap für die Sommermonate im Jahr 2022. Der Einblick in die viertelstündlichen Abfolgen verrät, dass die optimale Ladestrategie am ID-Markt neben der Tages-Charakteristik weitere Merkmale besitzt.

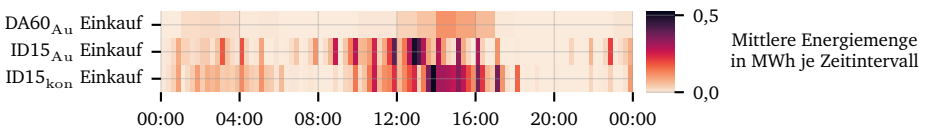


Abbildung 6.17: Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und am ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID**.

Zunächst sei auf die Tatsache hingewiesen, dass der optimale Zeitpunkt für den Einkauf von ID15_{Au} Produkten um 13 Uhr eine Stunde vor dem für ID15_{kon} ist. Am kontinuierlichen Tageshandel wird

i. d. R. nach dem Optimum um 14 Uhr für weitere zwei Stunden in geringeren Volumina eingekauft. DA60_{AU} Produkte werden in Sommermonaten meist für Blöcke von 14 bis 15 Uhr gekauft. Ein weiteres Phänomen ist die Tendenz des optimalen 15-minütigen Einkaufs zur ersten bzw. letzten Viertelstunde einer jeweils vollen Stunde. Dieses Muster ist abhängig von der Tageszeit. Im Folgenden wird die erste Viertelstunde mit q_1 und die letzte Viertelstunde mit q_4 bezeichnet. In dieser Hinsicht weisen der ID-Auktionsmarkt und der kontinuierliche Tageshandel ein ähnliches Muster auf, welches in Tabelle 6.4 zusammengefasst wird.

Tabelle 6.4: Präferierte Viertelstunde für den Einkauf von 15-minütigen Produkten an der EPEX Spot für das Szenario **UdiBu ID**.

Zeitfenster	Präferierte Viertelstunde
00:00 bis 04:00 Uhr	q_4
04:00 bis 07:00 Uhr ^a	q_1
07:00 bis 13:00 Uhr	q_4
13:00 bis 19:00 Uhr	q_1
19:00 bis 00:00 Uhr	q_4

^a In den Jahren 2021 und 2022 weitet sich das Zeitfenster auf 02:00 bis 07:00 Uhr aus.

Zusammenfassend zeichnet sich der Tageshandel folgendermaßen aus:

Beim Handel mit 15-minütigen Produkten stellt sich neben der Saison-, der Wochen- und der Tages-Charakteristik eine Viertelstunden-Charakteristik ein. In Abhängigkeit von der Tageszeit bildet sich ein Muster, wonach sich entweder die erste oder die letzte Viertelstunde einer vollen Stunde für den Stromeinkauf eignet.

6.2.2 Ladestrategien für den Einkauf am Tagesmarkt und negative Regelernergie

In diesem Abschnitt wird auf das Szenario **UdiBu ID&F2⁻** eingegangen, welches als eine Erweiterung des Szenarios **UdiBu ID** zu verstehen ist. Die Szenarien **BidiDe F1&F2⁻** und **BidiDe F1&F2[±]** werden in Abschnitt 6.2.5 näher erläutert. Auf diese Weise wird die Anpassung der Ladestrategie für die Realisierung des durch aFRR zusätzlich vorhandenen ökonomischen Potenzials identifiziert. Mit dem erweiterten Freiheitsgrad durch die negative Regelernergie verändert sich das typische Einkaufsverhalten. Das Bietverhalten für negative aFRR Regelernergie ist in jedem Jahr unterschiedlich. Abbildung C.28 zeigt exemplarisch die im Jahr 2022 gebotene negative aFRR Regelarbeit. Die Heatmap verdeutlicht die verstärkte Aktivität mit Beginn des Ukrainekrieges Ende Februar 2022. Es sind von Anfang März bis Ende Juni vermehrt vierstündige Blöcke erkennbar, in denen permanent geboten wird. In diesen Zeitintervallen wird parallel aFRR Regelleistung geboten. Regelarbeit wird darüber hinaus zu weiteren günstigen Zeitpunkten unabhängig von Regelleistung geboten. Die Heatmaps für die Jahre 2021 und 2023 können in Abschnitt C.1.3 im Anhang eingesehen werden. Das Regelerneuerungsdesign räumt den dafür notwendigen Spielraum ab dem Jahr 2022 durch die Verkürzung der Zeitintervalle auf 15 min

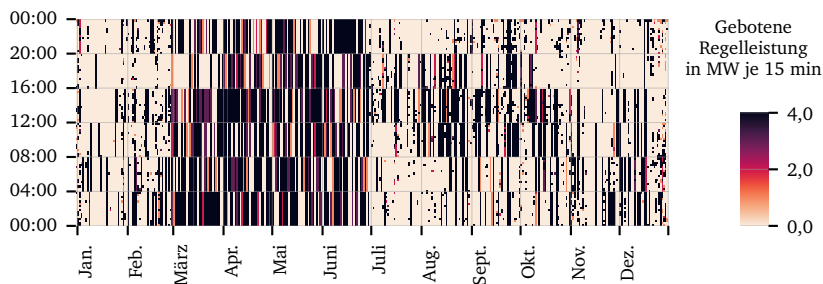


Abbildung 6.18: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelleistung im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

ein und setzt damit einen korrekten Anreiz. Das Busdepot ist in der Lage, seine Energieflexibilität ökonomisch orientiert zu nutzen und dabei das Stromnetz zu stabilisieren. Im Allgemeinen sind die erkennbaren Muster am Regelenenergiemarkt nicht saisonal abhängig. Es treten in unterschiedlichen zeitlichen Abständen über den Optimierungszeitraum verschiedene Muster auf. Die wöchentlichen Heatmaps des Bietverhaltens für die Sommermonate in den Jahren 2022 und 2023 werden exemplarisch in Abbildung 6.19 und 6.20 gezeigt. In beiden Jahren wird verstärkt zur Mittagszeit geboten.

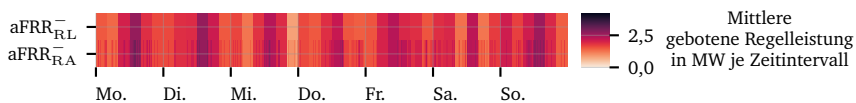


Abbildung 6.19: Wochen-Heatmaps der gebotenen negativen aFRR Regelleistung und Regelleistung in den Sommermonaten im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

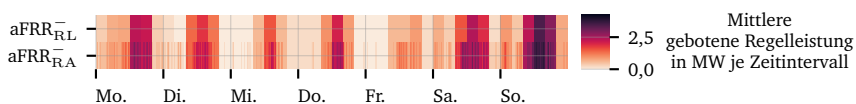


Abbildung 6.20: Wochen-Heatmaps der gebotenen negativen aFRR Regelleistung und Regelleistung in den Sommermonaten im Jahr 2023 für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

Im Jahr 2023 ist zudem eine eindeutigere Wochen-Charakteristik erkennbar, nach der sich die Gebote insbesondere an Wochenenden um die Mittagszeit häufen. Weitere Heatmaps für das Szenario **Udi-Bu ID&F2⁻** finden sich in Abschnitt C.1.3 im Anhang. In Abbildung 6.21 ist das Einkaufsverhalten am DA-Markt zu sehen. In den Wintermonaten zeigt sich ein konsistentes Muster, nach welchem primär ab 21 Uhr bis um 7 Uhr des Folgetages Strom eingekauft wird.

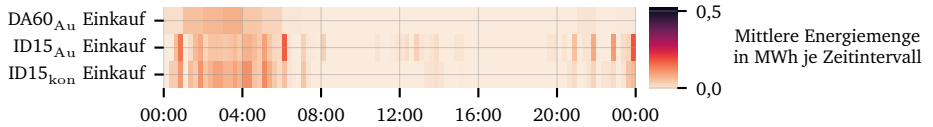


Abbildung 6.21: Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA- und ID-Markt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

In Abbildung 6.22 wird die Verteilung der Ladezustände der Flotte für den Zeitraum der Winter- und der Sommermonate dargestellt. Beide Zeiträume weisen eine hohe Ähnlichkeit zum ökonomischen Referenzszenario auf. Die Flotten-SoC-Verläufe des Busdepots lassen sich wie in den vorigen Szenarien saisonal unterscheiden. Wintermonate weisen primär eine Tages-Charakteristik auf. Sommermonate manifestieren neben der Tages-Charakteristik eine wöchentliche.

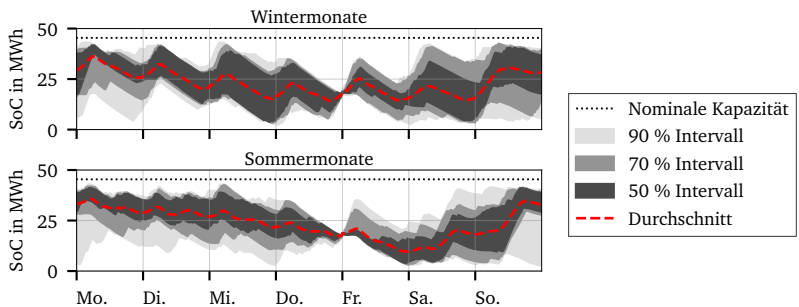


Abbildung 6.22: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

6.2.3 Ladestrategien für den Tageshandel

In der Szenariogruppe **BidiDe** werden durch die Möglichkeit, am ID-Markt Strom zu verkaufen, neue Muster in der Ladestrategie erkennbar. In Abbildung 6.23 sind die Handelsaktivitäten für das Szenario **BidiDe ID** in den Sommermonaten aus dem Jahr 2022 dargestellt. Für Winter- und Übergangsmonate zeigt sich ein ähnliches Muster, wobei die Einkäufe zwischen 12 und 16 Uhr sowie die Verkäufe zwischen 18 und 22 Uhr weniger stark ausgeprägt sind. Beide Perioden haben gemeinsam, dass die bisher nicht attraktiven Zeitfenster zwischen 6 und 8 Uhr sowie 16 und 22 Uhr für den Stromverkauf in Frage kommen. Dadurch müssen die Einkäufe in den günstigen Zeitintervallen ausgeweitet werden.

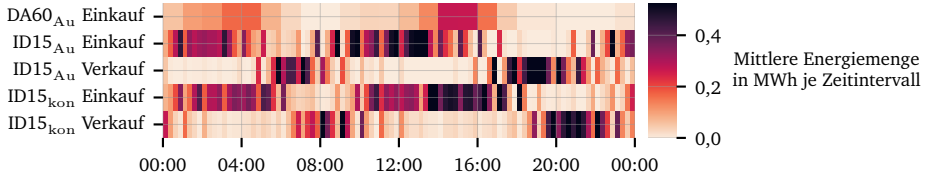


Abbildung 6.23: Tages-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am DA- und ID-Markt für die Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID**.

Abbildung 6.24 zeigt die Auswirkung der zusätzlichen Energietransaktionen auf die Verteilung des Flotten-SoC. Der Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario in Abbildung 6.8 zeigt eine stärker ausgeprägte Tages-Charakteristik im Szenario **BidiDe ID**. In den Wintermonaten nimmt das Busdepot nachts mehr Energie auf und verkauft diese tagsüber in den zuvor genannten Zeitintervallen. In den Sommermonaten kommt es ebenfalls zu stärkeren Tages-Amplituden des Flotten-SoC.

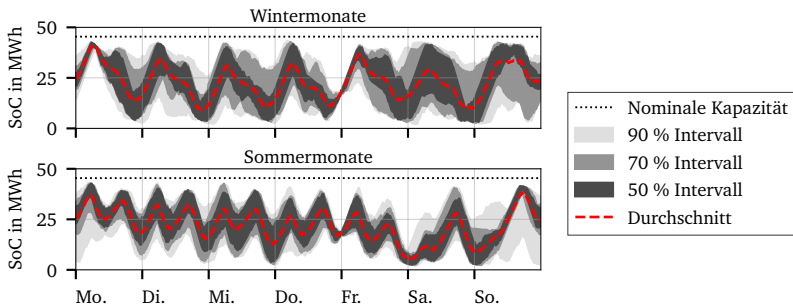


Abbildung 6.24: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario **BidiDe ID**.

Während im ökonomischen Referenzszenario an Wochenendtagen mittags aufgeladen wird, wird in Szenario **BidiDe ID** zusätzlich nachts aufgeladen. Der Überschuss an elektrischer Energie wird samstags- und sonntagsabends wieder verkauft. Die ausgeprägtere Tages-Charakteristik lässt auf eine stärkere zyklische Beanspruchung der LIA schließen. In Abschnitt 6.5 wird näher darauf eingegangen.

6.2.4 Ladestrategien für Primärregelenergie

Im Folgenden wird auf die Szenarien **BidiDe DA&F1** und **BidiDe ID&F1** eingegangen. Abbildungen 6.25 und 6.26 zeigen die wöchentlichen Heatmaps des Stromhandels und des Bietverhaltens für FCR im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe DA&F1**. Dabei wird zwischen Sommer- und Wintermonaten unterschieden. Es sind eindeutige Tages- und Wochen-Charakteristiken erkennbar, die die ökonomisch optimale Ladestrategie für **BidiDe DA&F1** ausmachen.

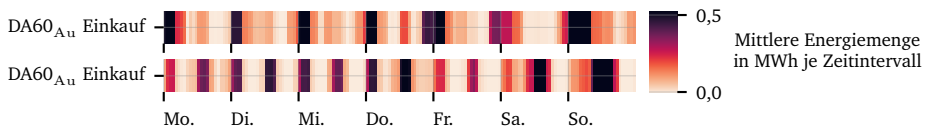


Abbildung 6.25: Wochen-Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

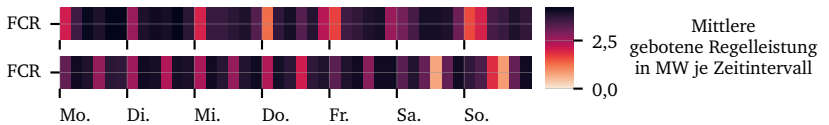


Abbildung 6.26: Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR in den Wintermonaten (oben) und in den Sommermonaten (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

Szenario **BidiDe ID&F1** bietet neben den Vortagesauktionen die Möglichkeit des Tageshandels. FCR trägt wie in Szenario **BidiDe DA&F1** zum ökonomischen Potenzial bei. In allen drei Jahren wird sie angeboten und führt zu nennenswerten Erlösen. Im Jahr 2021 können ca. 50 % der Gesamterlöse über diesen Mechanismus erzielt werden. In den beiden Folgejahren wird weniger FCR geboten und es wird eine Wochen-Charakteristik erkennbar (vgl. Abbildungen C.30 bis C.32 im Anhang). Abbildung 6.27 veranschaulicht die wöchentlichen Heatmaps für das Jahr 2022. In den Sommermonaten wird FCR am häufigsten zwischen 4 und 8 Uhr geboten. In den Wintermonaten ist das Muster weniger eindeutig, da Gebote über den Tag verteilt platziert werden. Im Winter 2023 wird die Leistungsflexibilität erneut

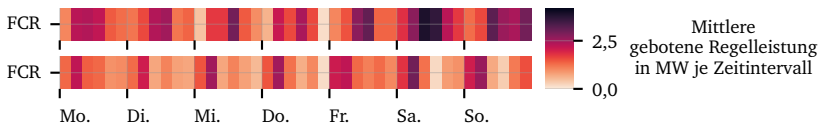


Abbildung 6.27: Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR in den Wintermonaten (oben) und in den Sommermonaten (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

stärker durch FCR-Gebote blockiert. Dadurch fallen Verkaufsmöglichkeiten am ID-Markt weg. Für das Szenario **BidiDe ID&F1** lässt sich insgesamt schlussfolgern:

FCR steigert das ökonomische Potenzial. Um dieses vollständig zu realisieren, wird zeitweise von den generellen Charakteristiken der optimalen Ladestrategien für die Teilnahme am kurzfristigen Strommarkt abgewichen.

6.2.5 Ladestrategien für den Tageshandel, Primär- und Sekundärregelenergie

In Szenario **BidiDe F1&F2⁻** werden hinsichtlich der Gebote für FCR eindeutig Zeiträume identifiziert, in welchen sie attraktiver sind, als die anderen Marktoptionen. Dazu zählen die Zeiträume von Juli bis September 2021 ganztags, von Mai bis Juni 2022 meist zwischen 00:00 und 8:00 Uhr und von November bis Dezember 2023 meist zwischen 8:00 und 20:00 Uhr (vgl. Abschnitt C.1.3 im Anhang). Gebote für negative aFRR Regelarbeit orientieren sich wie in Szenario **UdiBu ID&F2⁻** an denen der Regelleistung und werden darüber hinaus des Öfteren als freie Gebote am RAM abgegeben. Diese Möglichkeit fällt jedoch häufiger wegen reservierter Leistungsflexibilität für FCR-Gebote weg. Es gibt Zeiträume, in denen negative aFRR Regelenergie besonders attraktiv ist. Dazu zählen der Zeitraum von Mai bis Juni 2021 ganztags, von September bis Oktober 2022 ganztags und von Juni bis August 2023 meist zwischen 8:00 und 20:00 Uhr. Interessanterweise ist der Zeitraum nach Beginn des Ukrainekriegs von Anfang März bis Ende Juni 2022 nicht für aFRR attraktiv, wie es in Szenario **UdiBu ID&F2⁻** der Fall war. Die Handelsaktivitäten finden vermehrt am ID-Markt statt. Abbildung 6.28 zeigt Heatmaps des Bietverhaltens für FCR und aFRR für die Sommermonate im Jahr 2023. In diesem Zeitraum wird tageweise ein komplementäres Bietverhalten zwischen den beiden Produktkategorien erkennbar, welches sich mit schwankender Intensität über den gesamten Betrachtungszeitraum erstreckt.

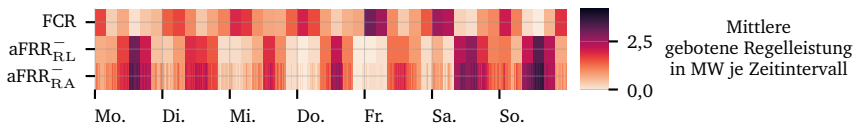


Abbildung 6.28: Wochen-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Sommermonaten im Jahr 2023 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

Dabei wird FCR zwischen 00:00 und 8:00 Uhr geboten und aFRR von mittags bis abends. Des Weiteren bestätigt Abbildung 6.29 am Beispiel der Wintermonate im Jahr 2022, dass eine Teilnahme am RAM durch das Abgeben freier Gebote aus ökonomischer Perspektive sinnvoll ist, da abweichend vom Muster der Regelleistungsgebote ein feingranulareres Bietverhalten möglich ist.

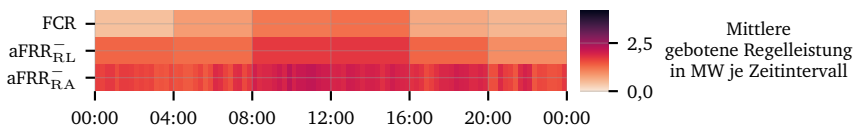


Abbildung 6.29: Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

Bezüglich der Handelsaktivitäten am Strommarkt im Szenario **BidiDe F1&F2⁻** ist erwähnenswert, dass sich Ein- und Verkauf wie in Szenario **BidiDe ID** komplementär zueinander verhalten. Die Attraktivität der Regelergiepreise bestimmt den Stromhandel. Übliche Muster am kurzfristigen Strommarkt werden daher bei geeigneten Marktlagen am Regelenergiemarkt zeitweise ausgesetzt. In Abbildung 6.30 ist die Verteilung der Flotten-SoC gezeigt. Wie in vorigen Szenarien sind saisonal

unterschiedliche Durchschnittsverläufe erkennbar. Für die gesamte Szenariogruppe **BidiDe** gilt, dass sich die 50%-Bänder nahe am Verlauf des Durchschnitts bewegen.

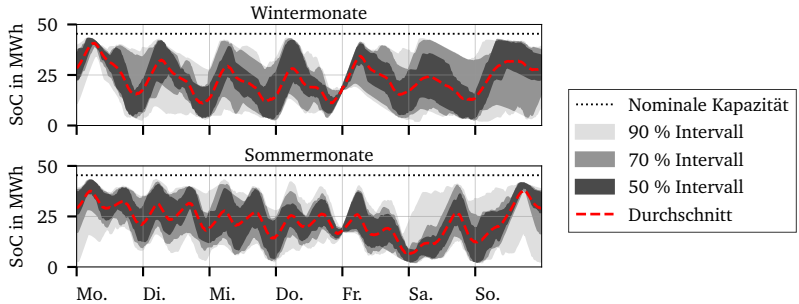


Abbildung 6.30: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

Für Szenario **BidiDe F1&F2[±]** wird der Übersicht halber auf eine ausführliche grafische Darstellung verzichtet. In Abschnitt C.1 im Anhang sind zugehörige Abbildungen zu finden. FCR wird ausschließlich in Zeiträumen geboten, in denen die Vorteilhaftigkeit eindeutig gegeben ist. Das ist im August 2021 und von März bis Juni 2022 der Fall. Im Jahr 2023 ist die gebotene FCR mit insgesamt neun Geboten vernachlässigbar. Negative und positive aFRR Regelleistung werden selten für vier Stunden geboten, da die Opportunitätskosten zu hoch sind. Am RAM werden jedoch viele Gebote abgegeben. Wie im Rahmen der energetischen Betrachtung in Abbildung 6.12 gezeigt wurde, ist die Erbringung positiver Regelleistung höher als die von negativer Regelleistung. Abbildung 6.31 zeigt die Heatmap des Bietverhaltens für positive aFRR Regelleistung im Jahr 2023. Wie bei der zeitlichen Verteilung der Stromeinkäufe im ökonomischen Referenzszenario ist ein Muster erkennbar, welches sich an die gesellschaftlichen Tagesabläufe fügt.

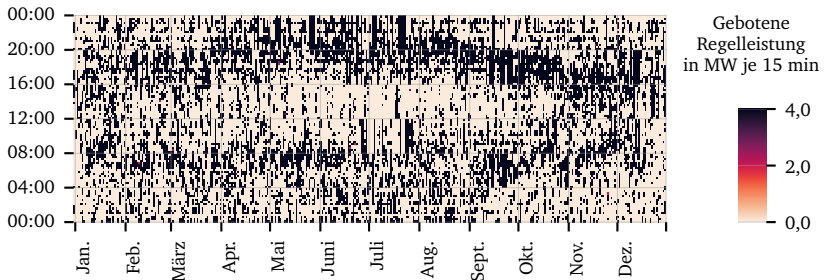


Abbildung 6.31: Heatmap des Bietverhaltens für positive aFRR Regelleistung im Jahr 2023.

Gebote für positive aFRR Regelleistung sind in den Morgenstunden im Bereich zwischen 4 und 8 Uhr und in den Abendstunden zwischen 16 und 22 Uhr vermehrt feststellbar. In Wintermonaten tritt eine Verschiebung der morgendlichen und abendlichen Gebotshäufungen hin zur Tagesmitte ein.

Dies deutet auf den Einfluss des Sonnenauf- und Sonnenuntergangs hin. Insgesamt lassen sich die Eigenschaften von Ladestrategien, die marktübergreifend am Tageshandel, am Primärregelenergie- und am Sekundärregelenergiemarkt teilnehmen, folgendermaßen zusammenfassen:

Das Szenario **BidiDe F1&F2[±]** bietet im Rahmen des Szenariovergleichs das höchste ökonomische Potenzial bezogen auf Kosten und Erlöse am Strommarkt. Die Nachfrage nach positiver aFRR Regelarbeit trägt einen wesentlichen Beitrag dazu bei. Die Ladestrategie wird dahingehend angepasst, hinreichend Energieflexibilität λ^+ über andere Produktkategorien zu generieren, um das vorhandene Potenzial auszuschöpfen. Negative aFRR Regelarbeit spielt dabei eine wichtige Rolle. Die Bedeutungen von FCR und aFRR Regelleistung gehen dagegen zurück. Das Ladeverhalten zeichnet sich durch die Saison-, die Wochen-, die Tages- und die Viertelstunden-Charakteristiken aus.

6.2.6 Regelbasierte Ladestrategien für Vortagesauktionen und Primärregelenergie

An dieser Stelle werden die Ergebnisse zweier regelbasierter Ladestrategien präsentiert, welche auf den erkannten Einkaufsmustern sowie dem Bietverhalten aufbauen. Im Fall der regelbasierten Ladestrategie **Regeba DA** wird der Einkauf am DA-Markt gesteuert. Im Fall von **Regeba DA&F1** wird zusätzlich ein Bietverhalten am FCR-Markt vorgegeben. Die Heuristik für die Bestimmung der Regeln kann in Abschnitt B.1.4 im Anhang eingesehen werden. Die Ladestrategien unterteilen sich entsprechend der identifizierten Zeiträume in Sommer- und Wintermonate sowie in die Übergangszeiten. Die Regeln für die einzelnen Zeiträume für **Regeba DA** basieren auf den Ergebnissen von **Referenz^{EUR}**. Sie sehen innerhalb eines Zeitraumes für jedes einstündige Intervall einer repräsentativen Woche eine bestimmte Einkaufsmenge an DA60_{AU} vor. Im Szenario **Regeba DA&F1** wird zudem für vierstündige Intervalle ein festgelegtes Gebot für FCR abgegeben. Die Ladestrategie leitet sich von Szenario **BidiDe DA&F1** ab. Das sich ergebende Einkaufs- und Bietmuster ist in Abbildung 6.32 beispielhaft für Sommermonate dargestellt. Der Konsistenz halber werden die die Ergebnisse der regelbasierten Ladestrategien mit derselben Optimierungsstruktur wie die der anderen Ladestrategien berechnet.

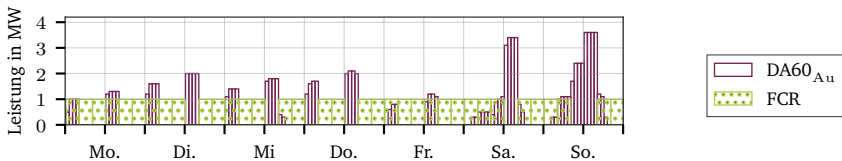


Abbildung 6.32: Einkaufs- und Bietstrategie für Sommermonate im Szenario **Regeba DA&F1**.

Basierend auf den vorgegebenen Einkaufsmengen werden die Grenzen des Optimierungsproblems verschärft und dieses anschließend gelöst. Aus Gründen der Lösbarkeit werden den Entscheidungsvariablen y^{DA60Au} keine exakten Werte vorgegeben. Stattdessen wird der durch die Heuristik bestimmte Einkaufswert um je einen diskreten Schritt von ± 100 kWh auf ein schmales Band erweitert. Dadurch kann eine Lösung des Optimierungsproblems gefunden werden, dass trotz des sehr eingeschränkten Lösungsraumes alle Ganzzahligkeitsbedingungen berücksichtigt. Da die regelbasierten Ladestrategien definitionsgemäß Saison-, Wochen- und Tages-Charakteristiken besitzen, werden an dieser Stelle keine ausführlichen Heatmaps gezeigt. Exemplarisch wird in Abbildung 6.33 die Verteilung der Flotten-SoC des Szenarios **Regeba DA** für das Jahr 2022 dargestellt.

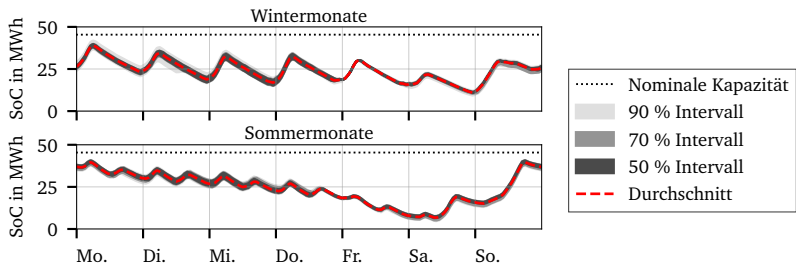


Abbildung 6.33: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Szenario **Regeba DA**.

Die Wochen- und Tages-Charakteristiken spiegeln die Muster der optimalen Ladestrategie im Szenario **Referenz^{EUR}** wieder. Durch **Regeba DA** entstehen für die Jahre 2021, 2022 und 2023 insgesamt Kosten in Höhe von ca. 431.000, 1.048.000 und 387.000 EUR – in Summe ca. 1,87 Mio. EUR. Die Ladestrategie verursacht 5,1 % Mehrkosten im Vergleich zum ökologischen Referenzszenario und 27,2 % Mehrkosten im Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario. Die Kosten des ungesteuerten Szenarios können um 35,5 % reduziert werden. In Szenario **Regeba DA&F1** steigen die Kosten am DA-Markt im Vergleich zu Szenario **Regeba DA** um 1,6 % auf ca. 1,90 Mio. EUR. Durch die Erlöse am Regelenergiemarkt in Höhe von ca. 434.000 EUR entstehen über den Optimierungszeitraum insgesamt ca. 1,47 Mio. EUR Kosten. Damit verursacht diese Ladestrategie 21,4 % weniger Kosten als die Ladestrategie in Szenario **Regeba DA**. Abbildung 6.34 verschafft einen Überblick der jährlichen Kosten nach Produktart. Im Vergleich zum ökologischen Referenzszenario erzielt die Ladestrategie eine zusätzliche Ersparnis von 17,4%. Die Strombeschaffungskosten abzüglich der Erlöse durch FCR sind auf demselben Niveau wie die Strombeschaffungskosten der ökonomischen Ladestrategie.

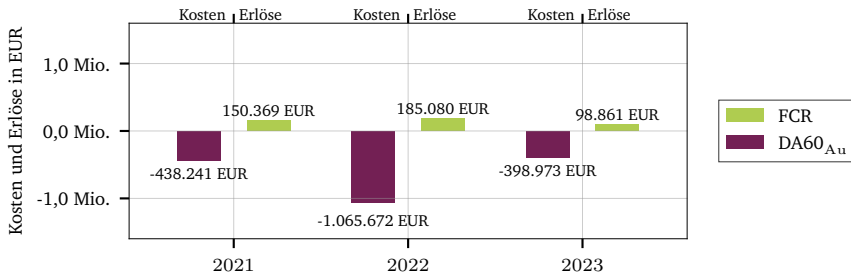


Abbildung 6.34: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **Regeba DA&F1**.

Basierend auf historischen Preis- und Netzfrequenzdaten lassen sich durch *einfache* regelbasierte Ladestrategien für die Teilnahme am DA-Markt und die Erbringung von FCR ökonomische Potenziale realisieren – ohne die Notwendigkeit für dynamische Ladestrategien. Mit definierten Einkäufen am DA-Markt und regelmäßigen Geboten für FCR wird nahezu dasselbe ökonomische Potenzial wie bei einer Teilnahme am DA-Markt mit perfekter Vorhersage erzielt.

6.3 Ökologische Bewertung der Szenarien

Für die ökologische Bewertung der unterschiedlichen Ladestrategien werden diese hinsichtlich der verursachten THG-Emissionen mit dem ökologischen Referenzszenario verglichen. Letzteres stellt das Optimum aus der Perspektive der Treibhausgasminimierung dar. Es werden ausschließlich die strombezogenen THG-Emissionen berücksichtigt, welche für den Betrieb der Elektrobusse anfallen. Marktliche Mechanismen wie z. B. CO₂-Zertifikate oder Produktions- bzw. Entsorgungsemissionen werden nicht betrachtet. In Abhängigkeit des Zeitpunktes des Strombezugs wird berechnet, welche Menge CO₂-Äq. indirekt durch das Busdepot emittiert wurde. In der Szenariogruppe **BidiDe** müssen Energietransaktionen berücksichtigt werden, die vom Busdepot ins Stromnetz gehen. Für die THG-Bilanzierung wird angenommen, dass durch die Einspeisung ins Stromnetz andere Stromerzeugungsarten verdrängt werden. Die zeitabhängigen spezifischen THG-Emissionen werden herangezogen, um die dadurch eingesparte Menge an THG zu berechnen. Abbildung 6.35 zeigt die Summe der durch die Elektrobusflotte verursachten THG-Emissionen über drei Jahre je nach Szenario. Die indirekten Emissionen durch die Stromaufnahme sind mit schwarzen Balken gekennzeichnet. Die durch das Zurückspeisen verdrängten THG-Emissionen sind mit blauen Balken dargestellt. Das ökologische Optimum ist mit einer grün-gepunkteten Linie markiert und die THG-Emissionen des ungesteuerten Szenarios sind mit einer rot-gestrichelten Linie markiert. Durch die ökologische Optimierung können im Vergleich zum ungesteuerten Szenario 31 % der THG-Emissionen eingespart werden. Im Fall des ökonomischen Referenzszenarios sind es 23,5 %. In den unidirektionalen Szenarien **UdiBu ID** und **UdiBu ID&F2** werden ca. 13 % und 17 % mehr THG-Emissionen emittiert als im ökologischen Referenzszenario.

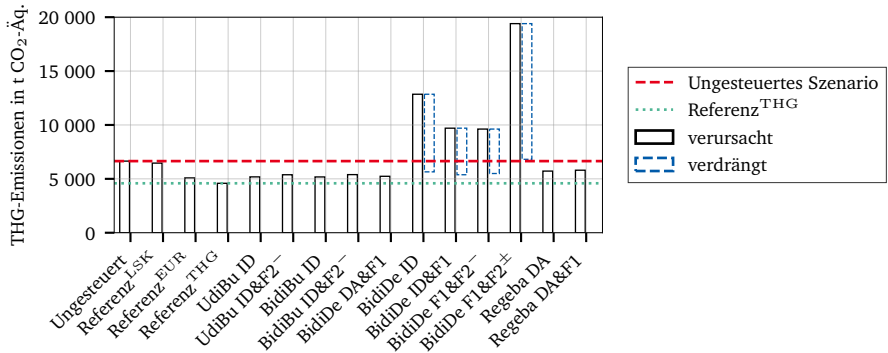


Abbildung 6.35: Vergleich der Szenarien hinsichtlich der verursachten und verdrängten Treibhausgas-Emissionen über den Optimierungshorizont.

Die Ergebnisse der Szenariogruppe **BidiBu** fallen nahezu identisch aus. Im Vergleich zum ökonomischen Referenzszenario entspricht das für die Szenarien **UdiBu ID** und **UdiBu ID&F2⁻** einer Steigerung der THG-Emissionen um ca. 1,9 % und 5,8 %. Es wird anhand der Szenariogruppe **BidiDe** ersichtlich, dass es mit dem THG-Bilanzierungsverfahren zu keiner deutlichen Verschlechterung der Treibhausgasbilanz kommt. Es sei betont, dass die im Depot entstehenden Umwandlungsverluste berücksichtigt sind. Mit den regelbasierten Ladestrategien **Regeba DA** und **Regeba DA&F1** werden 24,7 % und 26,5 % mehr THG ausgestoßen als im ökologischen Referenzszenario. Allein im Szenario der positiven aFRR Regelernergie werden die THG-Emissionen des ungesteuerten Szenarios um 2,5 % überschritten. Zusammenfassend lässt sich festhalten:

Keines der betrachteten Szenarien führt im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie zu einer bedeutsamen Erhöhung der THG-Bilanz, wenn THG-Verdrängungseffekte im Elektrizitätsversorgungssystem berücksichtigt werden. Mit Ausnahme des Szenarios **BidiDe F1&F2[±]** wird in allen Szenarien eine Minderung der THG-Bilanz im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie erzielt. Bezogen auf das ungesteuerte Szenario können durch optimales Einkaufen am DA-Markt 76 % des THG-Minderungspotenzials des ökologischen Referenzszenarios realisiert werden.

6.4 Netzdienliche Bewertung der Szenarien

Die Bewertung der Netzdienlichkeit gliedert sich in zwei Teile. Zuerst wird in Abschnitt 6.4.1 die Beanspruchung des Netzanschlusspunktes vergleichend bewertet. Sie dient als Indikator für die Belastung des lokalen Verteilnetzes. An zweiter Stelle wird in Abschnitt 6.4.2 der Beitrag zur Frequenzhaltung durch gebotene Regellenergie quantifiziert und verglichen. Aufgrund der nahezu gleichen Ergebnisse in den Szenariogruppen **UdiBu** und **BidiBu** wird im Folgenden das Szenario **UdiBu** an Stelle der beiden erläutert.

6.4.1 Belastung des Lokalen Verteilnetzes

Für den Vergleich der Beanspruchung des Netzanschlusspunktes wird in Abbildung 6.36 die Verteilungsfunktion der Depotleistung des gesamten Optimierungshorizontes dargestellt. Zur besseren Veranschaulichung beschränkt sich die Darstellung auf die Referenzszenarien und die Szenarien **UdiBu ID&F2⁻**, **BidiDe ID** und **BidiDe F1&F2[±]**. Aufgrund der Ganzzahligkeit der Produkte am Strommarkt handelt es sich um eine diskrete Verteilungsfunktion.

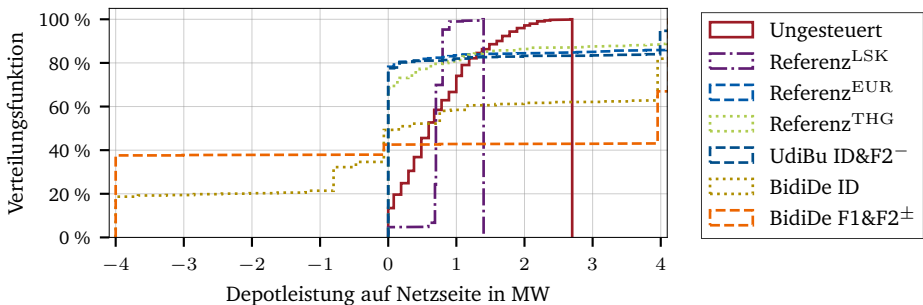


Abbildung 6.36: Verteilungsfunktionen der Depotleistung über den Betrachtungszeitraum in Abhängigkeit des Szenarios.

Außer im Szenario der Lastspitzenkappung und der ungesteuerten Ladestrategie werden die zur Verfügung stehenden 4,2 MW zeitweise vollständig in Anspruch genommen. Im Fall der Lastspitzenkappung ist erkennbar, dass der Transformator in 95 % der Zeit im Leistungsband zwischen 0,5 MW und 1,5 MW operiert. Im ungesteuerten Szenario werden kleine Energiemengen sofort nachgeladen, sobald freie Speicherkapazitäten verfügbar sind, was dazu führt, dass der Depot-Transformator in 80 % der Zeit unter 1 MW betrieben wird. In 4 % der Zeit werden Depotleistungen größer als 2 MW abgerufen. Die Szenariogruppe **BidiDe** ist durch einen hohen Anteil bei maximaler Leistungsamplitude gekennzeichnet. Im Szenario **BidiDe ID** befindet sich der Depot-Transformator in 40 % der Zeit innerhalb des Leistungsbandes zwischen -1 MW und 1 MW. Im Szenario **BidiDe F1&F2[±]** wird der Depot-Transformator in

ca. 95 % der Zeit bei 95 % nominalen Anschlussleistung betrieben. In ca. 38 % der Zeit wird Energie zurück ins Stromnetz eingespeist. Das ökologische und das ökonomische Referenzszenario kennzeichnen sich durch eine Konzentration des Strombezugs auf ausgewählte Zeitfenster. Dadurch befindet sich der Depot-Transformator im ökologischen Referenzszenario in 70 % der Zeit im leistungsfreien Zustand. Im ökonomischen Referenzszenario sind es 80 % der Zeit. In beiden Szenarien wird die restliche Zeit größtenteils bei maximaler Leistung Strom bezogen. Mit Ausnahme der ungesteuerten Ladestrategie und Ladestrategie für Lastspitzenkappung wird in allen Szenarien die volle Depotanschlussleistung in Anspruch genommen. Dies stellt eine erhöhte Belastung des lokalen Verteilnetzes dar. Eine besondere Herausforderung sind in dieser Hinsicht die Ladestrategien der Szenariogruppe **BidiDe**, weil es durch die bidirektionalen Handelsaktivitäten häufig zu einer Umkehr der Leistungsrichtung bei voller Leistungsamplitude kommt.

6.4.2 Beitrag zur Frequenzhaltung

In den Szenariogruppen **UdiBu**, **BdiBu** und **BidiDe** wird über den Mechanismus der Regelleistung eine netzdienliche Leistung erbracht. In Abbildung 6.37 ist die durchschnittlich gebotene FCR für das Szenario **BidiDe DA&F1** gezeigt. In diesem Szenario wird jährlich im Schnitt über 1 MW geboten. Im Szenariovergleich ist das der höchste Beitrag in Form von FCR.

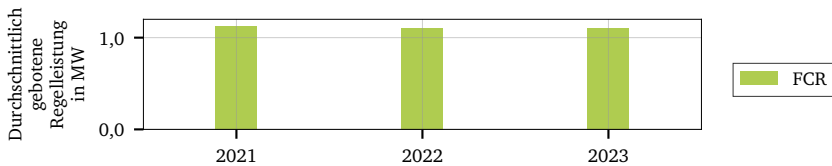


Abbildung 6.37: Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

Die für die Jahre 2021 und 2022 von den ÜNB festgelegten FCR Bedarfe für die LFR Deutschland betragen 562 MW und 555 MW. Im Jahr 2023 beträgt der Bedarf für die vereinte LFR Dänemark-Deutschland 593 MW. Das Busdepot stellt im Jahr 2023 in Szenario **BidiDe DA&F1** 0,185 % des Gesamtbedarfes. In Abbildung 6.38 ist der Beitrag zur Netzstabilität durch negative aFRR Regelleistung im Szenario **UdiBu ID&F2⁻** dargestellt. Im Jahr 2022 werden ca. 90 % der Regelarbeitsgebote als

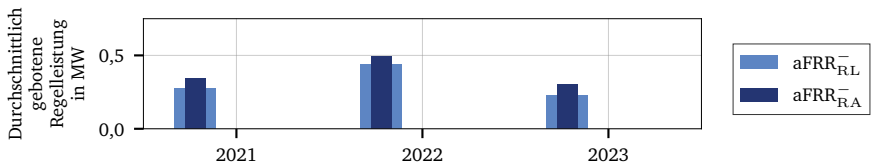


Abbildung 6.38: Durchschnittlich gebotene negative aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

kombinierte Gebote zusammen mit Regelleistung abgegeben. In den Jahren 2021 und 2023 sind es ca. 80 %. Im Jahresvergleich stellt das Busdepot in 2022 häufiger aFRR als in den beiden anderen Jahren. Dies deutet darauf hin, dass aFRR in Zeiten höherer Volatilität und höherer Strompreise attraktiver für das Busdepot ist. Abbildung 6.39 zeigt die durchschnittlich gebotene FCR für das Szenario **BidiDe ID&F1**, in dem Verkaufsmöglichkeiten am kurzfristigen Strommarkt möglich sind. Dadurch geht der Beitrag zur Netzstabilität im Vergleich zum Szenario **BidiDe DA&F1** zurück. Im Jahr 2022 sinkt die durchschnittlich gebotene FCR um über 50 %.

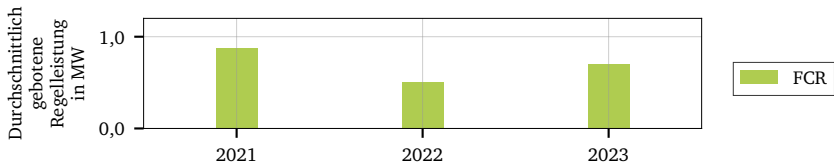


Abbildung 6.39: Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

In Szenario **BidiDe F1&F2⁻** werden FCR und aFRR geboten. Abbildung 6.40 zeigt die durchschnittlich gebotene FCR und negative aFRR Regelleistung. Im Jahr 2021 dominiert FCR mit durchschnittlich 0,6 MW. Im Jahr 2022 kehrt sich dies um und im Jahr 2023 ist FCR auf nahezu derselben Höhe wie die durchschnittlich gebotene aFRR Regelarbeit. Die beiden Produktkategorien ergänzen sich gegenseitig sinnvoll. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen wird in jedem Jahr in Summe mehr Regelleistung geboten als im Szenario **BidiDe ID&F1**. Das ökonomische Potenzial sowie der Beitrag zur Netzstabilität werden parallel gesteigert, ohne sich gegenseitig zu kannibalisieren.

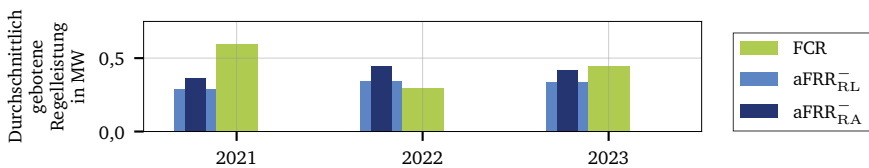


Abbildung 6.40: Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung und negative aFRR Regelleistung und Regelarbeit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

In Abbildung 6.41 ist die durchschnittlich gebotene FCR sowie negative und positive aFRR für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]** dargestellt. In der Kategorie der aFRR dominieren die freien Preisgebote am RAM. Die feine Granularität der 15-minütigen Produkte ist von Vorteil. Interessanterweise wird FCR im Jahr 2022 häufiger geboten als in den beiden anderen. In den vorigen Szenarien ist dies umgekehrt. Im Jahr 2023 spielt FCR keine Rolle.

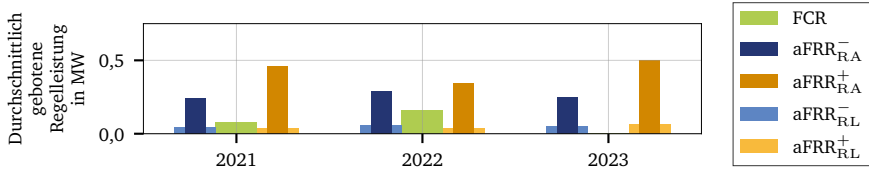


Abbildung 6.41: Durchschnittlich gebotene FCR Regelleistung sowie negative und positive aFRR Regelleistung und Regelarbit in den Jahren 2021, 2022 und 2023 für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]**.

Das Busdepot ist bei einem ökonomisch orientierten Einkauf am DA-Markt in der Lage durchschnittlich 1 MW FCR zu stellen. Bei einer Teilnahme am Tageshandel ergänzen sich negative aFRR Regelleistung und FCR sinnvoll. Regelarbeitsgebote werden dann in ca. 80 % der Fälle in Verbindung mit Regelleistung getätigt. Falls positive aFRR Regelleistung geboten wird, dominiert sie. Die Relevanz von Regelleistung geht in diesem Fall im Vergleich zur Regelarbit zurück.

6.5 Auswirkungen auf Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Die dargelegten ökonomischen und ökologischen Potenziale sowie netzdienlichen Leistungen haben unterschiedliche Auswirkungen auf die LIA. Für eine Auswahl an Szenarien werden die Auswirkungen in drei Kategorien verglichen. Zuerst werden in Abschnitt 6.5.1 die Verteilungsfunktionen der relativen SoC der Elektrobusse verglichen. Dies dient als ein Indikator für kalendarische Degradationseffekte. In Abschnitt 6.5.2 werden die jährlichen FEC der Elektrobusse je nach Ladestrategie aufgezeigt. Dies ist ein Indikator für die zyklische Beanspruchung der LIA. Anschließend wird in Abschnitt 6.5.3 auf die Höhe der Lade- und Entladezyklen im Busdepot eingegangen. Dies dient als weiterer Indikator für die zyklische Beanspruchung. Die Ladeleistungen an den Ladesäulen führen je nach Bustyp zu maximalen C-Raten zwischen 0,22 und 0,52 und sind damit in einem für Traktionsbatterien gewöhnlichen Korridor (vgl. Abschnitt 5.5.1). Folglich wird nicht weiter auf sie eingegangen.

6.5.1 Vergleich der Ladezustandshäufigkeiten

Für alle SoC-Werte aller Elektrobusse eines jeweiligen Szenarios wird eine Verteilungsfunktion erstellt. Die Verteilungsfunktionen der vier Referenzszenarien und die der Szenarien **UdiBu ID&F2⁻** und **BidiDe F1&F2[±]** sind in Abbildung 6.42 dargestellt. Das Szenario der ungesteuerten Ladestrategie sticht durch die hohe Wahrscheinlichkeit hoher SoC heraus. Über den Optimierungshorizont weisen die Elektrobusse in 80 % der Zeit einen SoC über 83 % und in 57 % der Zeit einen SoC nahe 95 % auf. Die weiteren Verteilungsfunktionen der Ladestrategien sind sich einander ähnlich. Sie haben gemeinsam, dass sie in ca. 20 % der Zeit einen SoC unter 20 % aufweisen. In 12 bis 20 % der Zeit weisen sie einen SoC über 80 % auf. Es lässt sich anhand der gezeigten Verteilungen festhalten, dass primär die ungesteuerte Ladestrategie durch den erhöhten Anteil hoher SoC zu einer vergleichsweise

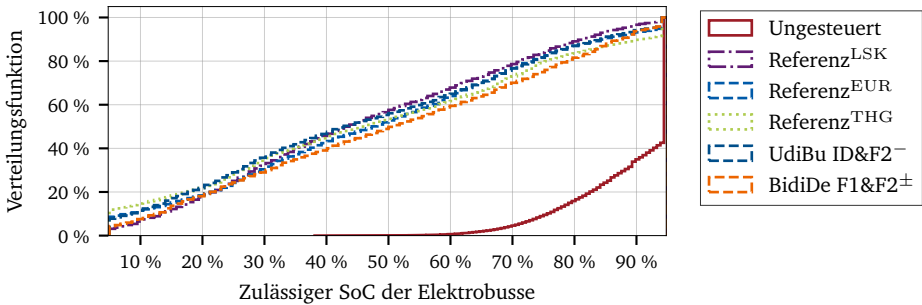


Abbildung 6.42: Verteilungsfunktionen der relativen SoC aller Elektrobusse über den gesamten Optimierungszeithorizont in Abhängigkeit des Szenarios.

hohen kalendarischen Degradation der LIA führt. Die weiteren Ladestrategien sind in 60 % der Zeit innerhalb eines SoC-Bereiches zwischen 20 und 80 %.

6.5.2 Vergleich der Äquivalenten Vollzyklen

Der Szenarienvergleich der Ladestrategien hinsichtlich FEC wird bustypspezifisch durchgeführt, da sich das Flottenmanagement und potenzielle Aktivitäten am Strommarkt unterschiedlich auf diese auswirken. Der Wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages beziffert die mittlere tägliche Laufleistung von Elektrobusen mit 133 km [304]. Auf ein Jahr hochgerechnet bedeutet dies für den Standardbus mit einem Verbrauch von 1 kWh/km und einer Speicherkapazität von 288 kWh, dass ca. 169 FEC durchlaufen werden. Für einen Gelenkbus mit einem Verbrauch von 1,5 kWh/km und einer Speicherkapazität von 694 kWh entspräche dies ca. 105 FEC. Abbildung 6.43 zeigt die Anzahl der durchschnittlichen FEC, die jeder Bustyp in einem bestimmten Jahr im Fall der ungesteuerten Ladestrategie erfährt.

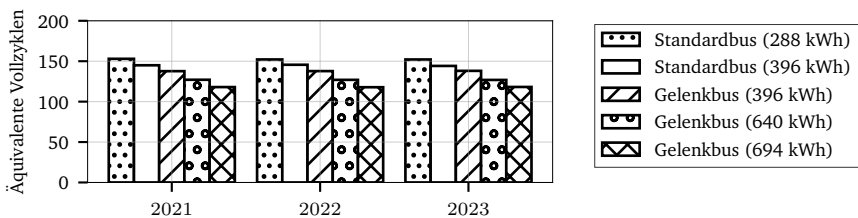


Abbildung 6.43: Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das ungesteuerte Szenario.

Da der Zeitpunkt eines Ladevorganges und dessen Dauer keinen Einfluss auf FEC haben und keine bidirektionalen Funktionen möglich sind, werden die FEC ausschließlich durch den Gesamtenergiebedarf der Flotte und das Flottenmanagement bestimmt. Standardbusse erfahren dadurch höhere FEC als Gelenkbusse. Die Bustypen kommen jährlich auf 118 bis 153 FEC und liegen damit im Korridor der Daten des Wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages. Nennenswerte Abweichungen von der ungesteuerten Ladestrategie treten in der Szenariogruppe **BidiDe** auf. Am Beispiel von Szenario **BidiDe ID** in Abbildung 6.44 wird ersichtlich, dass die FEC durch die Realisierung der Arbitragemöglichkeiten am ID-Markt steigen. Im Jahr 2022 kommt es im Fall der Gelenkbusse näherungsweise zu einer Verdopplung und im Fall der Standardbusse zu einer Verdreifachung der FEC.

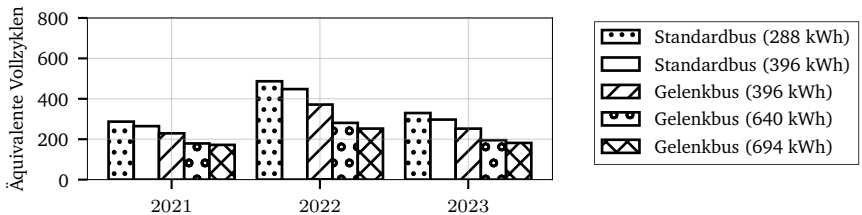


Abbildung 6.44: Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario **BidiDe ID**.

Im Fall der Szenarien **BidiDe ID&F1** und **BidiDe F1&F2[±]** tritt im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie ebenfalls eine Erhöhung der jährlichen FEC auf. Diese ist jedoch geringer als im Szenario der ausschließlichen Teilnahme am ID-Markt, da die Vorhaltung von FCR einen Teil der Leistungsflexibilität in Anspruch nimmt. Zudem ersetzt negative aFRR Regelernergie einen Teil des regulären Stromeinkaufs, ohne einen zusätzlichen Energiedurchsatz zu verursachen. In Szenario **BidiDe F1&F2[±]** stellt sich durch die Erbringung von positiver Regelernergie ein anderes Muster ein. Abbildung 6.45 zeigt einen allgemeinen Anstieg der FEC und eine Erhöhung der Spanne zwischen den Bustypen. Im Gesamtvergleich kommt es im Szenario **BidiDe F1&F2[±]** zu den höchsten jährlichen FEC.

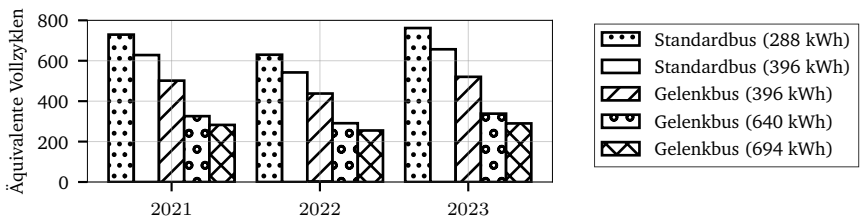


Abbildung 6.45: Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]**.

Gelenkbusse mit einer Speicherkapazität von 694 kWh erfahren 128 % mehr FEC als bei einer ungesteuerten Ladestrategie. Bei Standardbussen ist eine Verfünffachung der FEC beobachtbar. Im Jahresvergleich fällt auf, dass die Anzahl der FEC im Jahr 2022 unter den FEC der Jahre 2021 und

2023 ist. Anders als in den vorigen Szenarien führen Preis- und Volatilitätssteigerungen nicht zu einer Erhöhung der FEC. Werden nur die Jahre 2021 und 2023 betrachtet, ist festzuhalten, dass Gelenkbusse bei einer Freischaltung des ID-Markts im Durchschnitt 57 % höhere FEC erfahren. Bei Standardbussen ist mit einer Verdopplung der FEC zu rechnen. Die durchschnittliche Erhöhung der FEC für den Fall, dass positive aFRR Regelenergie in den Jahren 2021 und 2023 angeboten wird, ist für Gelenkbusse bei 192 % und für Standardbusse bei 367 %. Ökonomisch optimale Ladestrategien führen – selbst ohne das Jahr 2022 mit einem allgemein erhöhten Preisniveau – zu einer Beanspruchung der LIA, die bei der langfristigen Planung des Flotteneinsatzes berücksichtigt werden sollte. Insbesondere im Fall von Standardbussen mit geringeren Speicherkapazitäten ist bei einer Verdrei- bzw. Verfünffachung der FEC mit einer beschleunigten zyklischen Degradation zu rechnen. Mit einer Traktionsbatterie, die nach 4000 FEC ihr Lebensende erreicht, bedeutet das für einen Standardbus eine Lebenszeit von über 13 Jahren, falls er nicht zusätzlich durch eine Ladestrategie beansprucht wird [29]. Bei einer Verfünffachung der FEC ist dies bereits nach 2,6 Jahren der Fall. Über einen Zeitraum von 13 Jahren spielen kalendarische Degradationseffekte eine entscheidende Rolle und müssen berücksichtigt werden.

6.5.3 Vergleich der Zyklusamplituden

In diesem Abschnitt werden die Zyklusamplituden, welche die Ladestrategien bewirken, für eine Auswahl an Szenarien verglichen. Zyklen beschreiben Lade- und Entladevorgänge, die ohne Leistungsunterbrechung durchgeführt werden. Die Zyklusamplitude beschreibt die Energiemenge in Relation zur nominalen Speicherkapazität. Modelltechnisch bedingt werden keine Zyklencharakteristiken innerhalb der 15-minütigen Zeitintervalle der Optimierungen betrachtet, da keine Information darüber vorliegt. Die Analyse beschränkt sich an dieser Stelle auf die Gruppierung von Lade- und Entladezyklen nach deren Zyklusamplitude. Die Batteriezyklen während der Fahrten werden hier nicht berücksichtigt, da sie unabhängig von der gewählten Ladestrategie stattfinden. Die zyklische Belastung durch FCR wird ebenfalls nicht explizit berücksichtigt, da sie aus der Perspektive der Degradation in vernachlässigbar kleinen Zyklusamplituden resultiert. Nach Figgenger *et al.* dominiert im Fall einer FCR Anwendung die kalendarische Degradation [110]. Abbildung 6.46 zeigt die Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen aufgetragen über die SoC-Bereiche zu Beginn eines jeweiligen Zyklus für den Fall der ungesteuerten Ladestrategie.

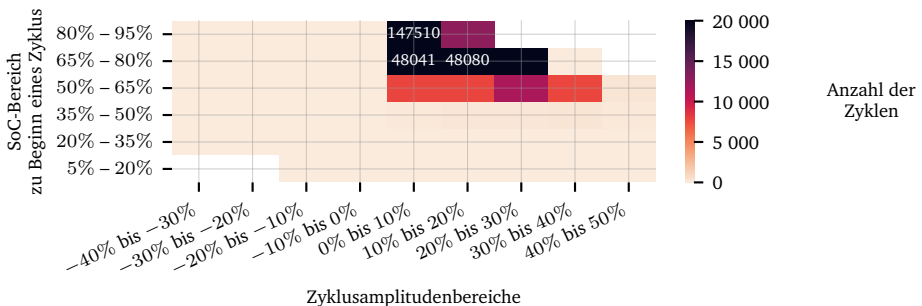


Abbildung 6.46: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das ungesteuerte Szenario.

Dadurch, dass die Elektrobusse sofort nach der Ankunft im Busdepot aufgeladen werden, sind alle Start-SoC-Bereiche über 50 %. Abbildung 6.47 veranschaulicht zum Vergleich das ökonomische Referenzszenario. Die Ladevorgänge werden vom gesamten Spektrum der Start-SoC-Bereiche begonnen. Der Speicherkapazitätshub der Elektrobusse wird vollständig ausgenutzt.

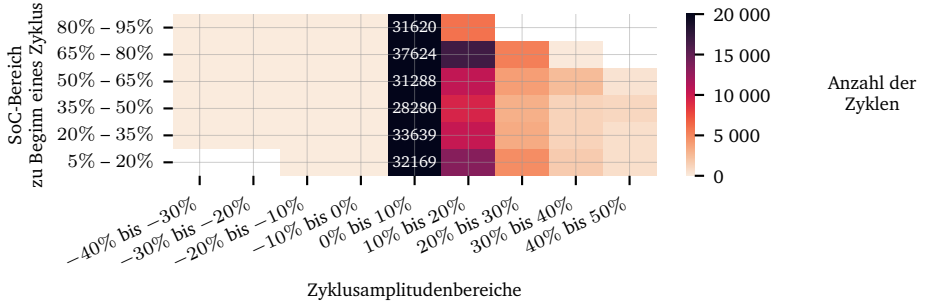


Abbildung 6.47: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das ökonomische Referenzszenario.

Interessanterweise sind die Zyklusamplituden einzelner Ladevorgänge selbst bei niedrigen Start-SoC-Werten meist unter 10 %. Dies deutet darauf hin, dass die Ladestrategie das Wiederaufladen von Bussen in mehrere Ladevorgänge staffelt. Dies ist u. a. darin begründet, dass optimale Einkaufspunkte in manchen Fällen über den Tag verteilt liegen. In Abbildung 6.48 ist die Heatmap der Zyklusamplituden von Entlade- und Ladevorgängen für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]** dargestellt, welches den höchsten Zuwachs an FEC bewirkt.

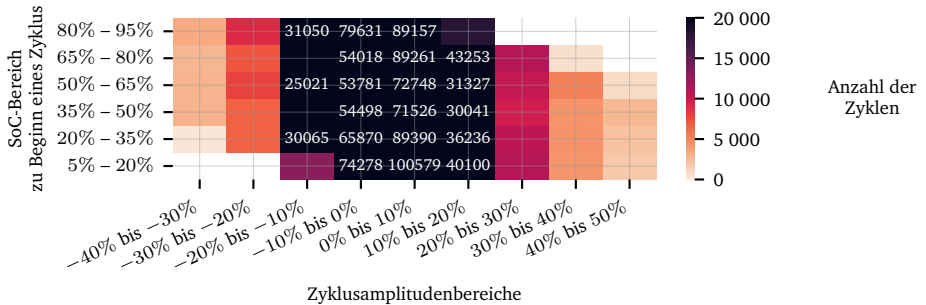


Abbildung 6.48: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]**.

Hier ist eindeutig erkennbar, dass die Ladestrategie des Öfteren auf Entlade- und Ladeamplituden von bis zu 20 % angewiesen ist – teilweise höher. Es wird wie im ökonomischen Referenzszenario das ganze SoC-Spektrum ausgenutzt. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in den Ladestrategieoptimierungen grundsätzlich keine Präferenz für kurze oder lange Ladedauern berücksichtigt wird. Sind

über einen längeren Zeitraum hinreichend Elektrobusse im Busdepot, spielt es für die Ladestrategie keine Rolle, ob sie sequentiell mit hohen Laderaten aufgeladen werden oder parallel mit niedrigeren. Es kann folglich sein, dass – bezogen auf die Ladevorgänge einzelner Busse – eine andere Ladestrategie als die identifizierte zu demselben Optimum führt. Trotz dieser Ambiguität der Optimierungsergebnisse lässt sich festhalten, dass Flottenbetreiber für das Erreichen des Optimums im ökonomischen Referenzszenario selten mit Ladeamplituden über 30 % aufladen müssen. Im Szenario **BidiDe F1&F2 \pm** treten Ladeamplituden größer als 40 % selten auf. Abbildung 6.49 veranschaulicht in Ergänzung zu den eben gezeigten Szenarien das Szenario **Referenz^{LSK}** und **BidiDe ID** als Verteilungsfunktionen über die Entlade- und Ladeamplituden. Ohne die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens werden Elektrobusse bei ca. 65 % aller Ladevorgänge um 0 bis 10 % aufgeladen.

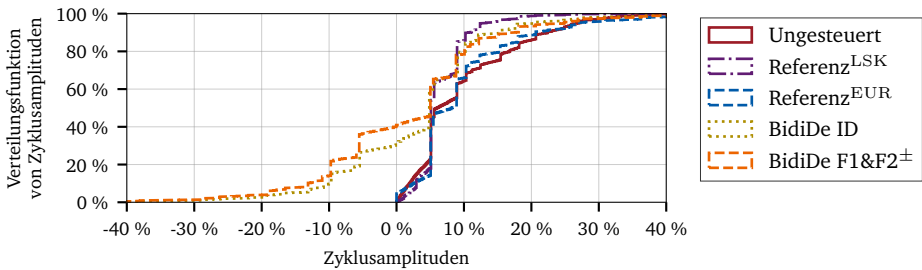


Abbildung 6.49: Verteilungsfunktionen der Entlade- (negativer Bereich) und Ladezyklusamplituden (positiver Bereich) über den gesamten Optimierungszeithorizont in Abhängigkeit des Szenarios.

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Ladestrategien auf die LIA lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

Die ungesteuerte Ladestrategie führt dazu, dass Elektrobusse in ca. 57 % der Zeit mit einem SoC nahe der oberen Grenze bei 95 % verweilen, wodurch eine vergleichsweise starke kalendarische Degradation zu erwarten ist. Eine ökonomische Optimierung mit der Option des Zurückspeisens ins Stromnetz führt ohne weitere Einschränkungen bis zu einer Verfünfachung der FEC, was eine Verkürzung der Lebensdauer zur Folge hat. Die Entlade- und Ladeamplituden einzelner Ladevorgänge bleiben in 95 % der Fälle betragslich unter 30 %.

6.6 Gesamtheitliche Wirtschaftlichkeit des Strombezugs

Die Stromkosten für Unternehmen setzen sich neben den Strombeschaffungskosten aus weiteren Bestandteilen zusammen. Dazu zählen Steuern, Abgaben und Umlagen, sowie das Netzentgelt für die Benutzung der Stromnetze. In diesem Abschnitt findet eine Einordnung der Szenarioergebnisse zusammen mit den weiteren Kostenbestandteilen des Strombezugs in den Stromeinkaufsprozess des Busdepots statt. Der Übersicht halber werden die Gesamtstromkosten im Folgenden unterteilt in

1. **Strombeschaffungskosten**, inklusive Vertrieb bzw. der Kosten für die Umsetzung von Ladestrategien;
2. **Netzentgelte**⁴, welche für die Netzanbindung und -nutzung anfallen,
3. **weitere Steuern, Abgaben und Umlagen**, die als Fixkosten angenommen werden, und
4. **Kosten durch eine verstärkte Batteriedegradation**, die durch manche Ladestrategien verursacht werden.

Zum Zweck der Vergleichbarkeit werden die Kosten und Erlöse in Tabelle 6.3 in der Kategorie der Strombeschaffungskosten zusammengefasst. Darüber hinaus werden die Kosten für die Umsetzung von Ladestrategien, wie z. B. Zahlungen an einen Aggregator, den Strombeschaffungskosten zugeschrieben.

Kosten für die Umsetzung von Ladestrategien

Für die Umsetzung der Ladestrategien fallen Hardware-, Software- und Personalkosten sowie ggf. Gebühren an Dritte an, wie bspw. Ressourcen Aggregatoren. Die Szenarien werden in drei Kategorien gruppiert, welche sich vom Umsetzungsaufwand des vertraglichen Status quo unterscheiden:

- Gruppe 1: es entsteht ein vernachlässigbarer Aufwand in den Szenarien **Referenz**^{LSK}, **Ungesteuert** und den beiden regelbasierten Ladestrategien **Regeba DA** und **Regeba DA&F1**;
- Gruppe 2: es entsteht zusätzlicher Aufwand für die Installation von Hardware, von Software, für die Bedienung durch geschultes Personal und die Dienstleistung eines optimierten Einkaufs in den Szenarien **Referenz**^{EUR}, **UdiBu ID**, **UdiBu ID&F2**⁻ und **BidiDe DA&F1**;
- Gruppe 3: über den zweiten Punkt hinaus entsteht in der Szenariogruppe **BidiDe** sowohl aus technischer Perspektive als auch aus der Perspektive der aktiven Marktteilnahme ein Zusatzaufwand für die Koordination der bidirektionalen Ladefähigkeit der Elektrobusse und der Rückspeisefähigkeit des Busdepots ins Netz.

Für die tatsächliche Umsetzung der Ladestrategien fallen je nach Komplexität und Art der Markt-anbindung weitere Kosten an. Aus Abschnitt 3.3 geht hervor, dass für eine direkte Teilnahme am kurzfristigen Strommarkt jährlich bis zu 400.000 EUR zu entrichten sind. Alternativ kann eine Marktpartizipation durch eine Konstellation wie in Abbildung 2.5 mit einem Ressourcen Aggregator als Drittanbieter erfolgen. Durch die Bündelung mehrerer Ressourcen können die Fixkosten für die Markt-anbindung aufgeteilt werden. An dieser Stelle wird bezogen auf den Umsetzungsaufwand keine detaillierte Untersuchung durchgeführt. Um einen ökonomischen Vergleich der Ladestrategien im Kontext des betrieblichen Strombezugs zu ermöglichen, werden den Ladestrategien entsprechend ihres

⁴Die Preisbildung der Netzentgelte wird in § 17 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt.

Aufwands jährliche Kosten zugewiesen. Den Ladestrategien in Gruppe 1 werden keine zusätzlichen Kosten zugeschrieben. Den Ladestrategien der zweiten Gruppe werden aufgrund ihres verbundenen Steuerungsaufwandes jährliche Personalkosten von 50.000 EUR zugeschrieben.⁵ Für Hardware, die für die Umsetzung notwendig ist, werden 20.000 EUR angesetzt. In Summe werden 70.000 EUR für die Umsetzung der Ladestrategien in Gruppe 2 angenommen. Im Fall der Ladestrategien in Gruppe 3 ist ein erhöhter Monitoring- und Steuerungsaufwand durch die Anbindung an den ID-Markt notwendig. Zudem werden in der realen Umsetzung dynamische Ladestrategien eingesetzt werden müssen, die die Unsicherheit hinsichtlich der Abrufe von positiver Regelenergie zufriedenstellend berücksichtigen. Dies ist von besonderer Relevanz, da es – anders als im Fall von negativer Regelenergie – dazu kommen kann, dass nach einem kurzfristigen Regelenergieabruf nicht genügend Energie in den Elektrobussen gespeichert ist. Es wird angenommen, dass die Umsetzung von fachkundigem Personal begleitet werden muss und die Ladestrategien in den ersten Phase nur halb-automatisiert funktionieren können. Zudem wird Expertenwissen bezüglich des Strommarkts sowie die ständige Beobachtung der Entwicklungen am Strommarkt notwendig sein. Es werden in Summe zusätzliche jährliche Kosten in Höhe von 140.000 EUR angenommen.

Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen

Die Netzentgelte teilen sich auf eine Leistungs- und eine Arbeitspreiskomponente auf. Im Jahr 2023 gilt für eine Anbindung an das Mittelspannungsnetz der e-netz GmbH ein Jahresleistungspreis von 25,38 EUR/kW [78].⁶ Wird eine Depotleistung von 4,2 MW erreicht, entstehen jährliche Kosten von ca. 107.000 EUR. Mit einem Arbeitspreis in Höhe von 4,87 ct/kWh und dem jährlichen Energieverbrauch der Flotte ergeben sich ca. 301.000 EUR Kosten. In Summe entspricht das einem jährlichen Netzentgelt von 408.000 EUR. Tabelle 6.5 zeigt das Netzentgelt der Szenarien für 2023. Des Weiteren werden in den drei rechten Spalten weitere Steuern, Abgaben und Umlagen für das jeweilige Jahr zusammengefasst.

Tabelle 6.5: Übersicht jährlicher Netzentgelte sowie der Steuern, Abgaben und Umlagen [48, 78]. Alle Angaben sind in Euro und auf Eintausend gerundet.

	Netzentgelt	Steuern, Abgaben und Umlagen		
	2023	2021	2022	2023
Ungesteuert	-365.000			
Referenz^{LSK}	-322.000			
Weitere Szenarien	-408.000			
Alle Szenarien		-563.000 ^a	-284.000 ^a	-177.000

^a Im Jahr 2021 macht die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage 71,6% und im Jahr 2022 40,6% dieser Kostenposition aus. Ab 2023 entfällt sie.

Im ungesteuerten Szenario und im Szenario der Lastspitzenkappung entstehen durch eine verringerte Jahresspitzenleistung geringere Kosten. Die ungesteuerte Ladestrategie führt zu jährlichen Einsparungen von ca. 43.000 EUR und die Ladestrategie für Lastspitzenkappung zu jährlichen Einsparungen von

⁵Laut der Vergütungstabelle der *ver.di* für die Tarifgruppe *Energie* entspricht die Grundvergütung der Vergütungsgruppe E zusammen mit einem pauschalen Arbeitgeberanteil in Höhe von 20% ca. 50.000 EUR [294].

⁶Im Jahr 2024 ist der Jahresleistungspreis mit 63,44 EUR/kW um ca. 150% gestiegen.

ca. 86.000 EUR. In einem ähnlichen Anwendungsfall in den Niederlanden wird für ein Busdepot mit 100 Elektrobussen eine Reduktion der Lastspitze um ca. 80 % erreicht, wodurch jährlich 50.000 EUR Kosten gespart werden [286]. Preisdaten wurden von der BDEW erhoben [48].

Kosten für eine beschleunigte Akkumulator-Degradation

Die Kosten für die verstärkte Batteriedegradation dienen an dieser Stelle einer groben Einordnung der Ladestrategien. Die Analyse ist durch die zeitliche Auflösung der 15-minütigen Daten in ihrer Aussagekraft beschränkt. Zwecks des Vergleichs beschränkt sich die Einordnung an dieser Stelle auf Phänomene, die von dem ungesteuerten Fall abweichen. Hinsichtlich kalendarischer Degradationseffekte ist die ungesteuerte Ladestrategie gesondert zu betrachten. Wie in Abschnitt 6.5 anhand der Verteilungsfunktion aller SoC über den gesamten Optimierungshorizont festgestellt wurde, befinden sich die LIA in 57 % der Zeit bei einem SoC nahe 95 %. Kairies und Sauer zeigen im Jahr 2019 kalendarisch bedingte Kapazitätsverluste von LIA in Abhängigkeit des SoC auf. Nach schätzungsweise einem Jahr stellen sie bei einem SoC von 80 % einen Kapazitätsverlust von ca. 3,5 % fest. Bei einem SoC von 100 % sind es etwas über 8 %. Wird auf einen SoC von 95 % interpoliert, entspricht dies ca. 7 % Kapazitätsverlust. Krupp *et al.* bestimmen im Jahr 2022 die kalendarische Degradation von LIA bei unterschiedlichen, konstanten SoC-Niveaus über ein Jahr und erhalten bei einem SoC von 70 % und einem von 90 % nahe beieinander liegende Speicherkapazitätsverluste von 1 % [191]. Aufgrund der breiten Streuung dieser und weiterer Angaben in der Literatur wird an dieser Stelle angenommen, dass durch die ungesteuerte Ladestrategie jährlich 4 % der Speicherkapazität verloren geht – ca. 1816 kWh. Unter der Annahme, dass die Kosten für LIA bei 100 EUR liegen verursacht die kalendarische Degradation Kosten in Höhe von 181.600 EUR pro Jahr [43]. Hinsichtlich der zyklischen Degradation wird die Szenariogruppe **BidiDe** in den Fokus genommen, da hier die Anzahl der FEC durch die Ladestrategie steigt. Die in Abschnitt 6.5 ermittelten, zusätzlichen FEC je Bustyp und Ladestrategie werden verwendet, um in Tabelle 6.6 die Kosten für die zyklische Degradation zu bestimmen, die über den Flottenbetrieb des Status quo hinaus geht. Es wird der konstante Kostenfaktor $\xi = 25$ EUR/MWh angesetzt (vgl. Abschnitt B.1.3 im Anhang).

Tabelle 6.6: Kosten für die zusätzliche Degradation von Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Elektrobussen durch Ladestrategien, die vom Status quo abweichen. Alle Angaben sind in Euro.

	Standard-Niederflurbus		Gelenk-Niederflurbus			Gesamt
	Daimler eCitaro	Daimler eCitaro	Daimler eCitaro	MAN Lion City	Daimler eCitaro	
Kapazität in kWh	288	396	396	640	694	
Anzahl	6	11	13	10	40	80
BidiDe ID	-7383	-16.152	-14.161	-10.994	-42.234	-90.924
BidiDe ID&F1	-4175	-8546	-7309	-6140	-23.757	-49.927
BidiDe F1&F2⁻	-3915	-7898	-6872	-5627	-21.802	-46.113
BidiDe F1&F2[±]	-26.057	-55.314	-48.665	-31.597	-119.269	-280.902

Gesamtkosten für den Strombezug

Mit den erläuterten Kostenfaktoren lässt sich in Tabelle 6.7 zusammen mit einer Auswahl optimierter Ladestrategien eine Bewertung der Gesamtkosten für den Strombezug des Busdepots durchführen. Für den Vergleich wird das Jahr 2023 gewählt, da es aus regulatorischer Sicht das aktuellste ist. Des Weiteren ist das erhöhte Preisniveau aus dem Jahr 2022 abgeschwächt. Die Kosten für die Strombeschaffung werden aufgeteilt in die Bilanz am Strom- bzw. Regelenenergiemarkt und die Kosten für die Umsetzung. Alle untersuchten Ladestrategien verursachen weniger Kosten als im vertraglichen Szenario mit fixen Preisen. Mit einer ungesteuerten Ladestrategie, bei der am DA-Markt Strom eingekauft wird, entstehen ca. 100.000 EUR weniger Strombezugskosten. Durch die ökonomische Optimierung am DA-Markt können die Kosten schätzungsweise um weitere 370.000 EUR auf 933.000 EUR gesenkt werden. Im Fall der Lastspitzenkappung werden die Kosten um ca. 400.000 EUR reduziert, wovon ca. 186.000 EUR auf eingesparte Netzentgelte zurückzuführen sind. Im Szenario **UdiBu ID** können die Kosten nahezu auf die Hälfte reduziert werden und in Szenario **UdiBu ID&F2⁻** auf 395.000 EUR. Das ist durch die Aufnahme von negativer aFRR Regelenenergie möglich, wodurch ein zusätzliches ökonomisches Potenzial von 420.000 EUR ausgeschöpft werden kann. Wird aFRR nicht geboten und stattdessen FCR geboten, können die Kosten nur auf 602.000 EUR reduziert werden, wie aus Szenario **BidiDe DA&F1** hervorgeht. In Szenario **BidiDe ID** wird die Einsparung im Szenario **BidiDe DA&F1** um 89.000 EUR übertroffen. Werden neben der Möglichkeit des kurzfristigen Stromverkaufs am ID-Markt in Szenario **BidiDe ID** zusätzlich FCR-Gebote abgeben, können die Kosten weiter gesenkt werden. Im Vergleich zum vertraglichen Fall wird eine Einsparung von 73,9% erreicht. Durch die Teilnahme am aFRR Markt und der gleichzeitigen Möglichkeit, am ID-Markt Strom zu verkaufen, entsteht ein weiterer deutlicher Sprung des ökonomischen Potenzials. Die Strategie erwirtschaftet nach Abzug aller Steuern, Abgaben und Umlagen sowie betrieblicher Ausgaben 328.000 EUR. Dies entspricht einer Differenz zur vertraglichen Situation von ca. 1,8 Mio. EUR pro Jahr. Im Szenario mit der Möglichkeit zur Erbringung von positiver aFRR Regelenenergie steigt die vereinnahmte Summe am Strom- und Regelenenergiemarkt um 100.000 EUR. Jedoch geht dies mit einer erhöhten Degradation der LIA einher, sodass mit dieser Strategie das Ergebnis von Szenario **BidiDe F1&F2⁻** um 135.000 EUR verfehlt wird. Die regelbasierte Ladestrategie, die über den DA-Markt Strom bezieht und regelmäßige FCR Gebote abgibt, verursacht Gesamtkosten in Höhe von 886.000 EUR, was einer Einsparung von 41,6% entspricht.

Tabelle 6.7: Kostenbestandteile des Stromeinkaufs und Erlöse am Regelenenergiemarkt des Busdepots für das Jahr 2023. Alle Angaben sind in Euro und auf Eintausend gerundet.

Szenario	Netzentgelt, Steuern, Abgaben und Umlagen	Strom und Regel- energie	Umsetzung	Zusätzliche Degradation	Gesamt- Bilanz
Vertraglich	-586.000	-930.000	0	0	-1,5 Mio.
Ungesteuert	-542.000	-644.000	0	-181.600 ^a	-1,4 Mio.
Referenz^{LSK}	-499.000	-590.000	0	0	-1,1 Mio.
Referenz^{EUR}	-586.000	-277.000	-70.000	0	-933.000
UdiBu ID	-586.000	-159.000	-70.000	0	-815.000
UdiBu ID&F2⁻	-586.000	261.000	-70.000	0	-395.000
BidiDe DA&F1	-586.000	55.000	-70.000	0	-601.000
BidiDe ID	-586.000	305.000	-140.000	-91.000 ^b	-512.000
BidiDe ID&F1	-586.000	384.000	-140.000	-50.000 ^b	-392.000
BidiDe F1&F2⁻	-586.000	1,1 Mio.	-140.000	-46.000 ^b	328.000
BidiDe F1&F2[±]	-586.000	1,2 Mio.	-140.000	-281.000 ^b	193.000
Regeba DA&F1	-586.000	-300.000	0	0	-886.000

^a Zusätzliche Kosten durch erhöhte kalendarische Degradation.

^b Zusätzliche Kosten durch erhöhte zyklische Degradation.

7 Fazit und Ausblick

Durch eine stärkere Vernetzung des Verkehrs- und des Stromsektors kann die Zuverlässigkeit der Stromversorgung und der Anteil erneuerbarer Energien erhöht werden. Zu Beginn der Arbeit stellt sich die Frage, wie die Integration von elektrischen Busflotten in die Elektrizitätswirtschaft auszusehen hat. Durch die Modellierung eines energieflexiblen elektrifizierten Busdepots können ökonomische und ökologische Aspekte intelligenter Ladestrategien identifiziert werden. Auf Basis der Literatur zu Ladestrategien wird eine Modellierung mit einer ökonomischen Zielfunktion gewählt. Dadurch ist eine Verknüpfung von Akteuren auf verschiedenen Netzebenen möglich. Darüber hinaus werden eine Ladestrategie mit dem Ziel der Lastspitzenkappung und eine mit dem Ziel der THG-Emissionsminderung modelliert, um einen Vergleich zu ermöglichen. Für die Untersuchungen wird eine einheitliche Problemstruktur entworfen, welche unterschiedliche Anwendungsfälle abbilden kann. Es werden die Strombeschaffung am kurzfristigen Strommarkt und die Erbringung von Regelernergie modelliert. Zu diesem Zweck wird u. a. eine modelltechnische Formulierung von negativer und positiver Leistungs- bzw. Energieflexibilität vorgestellt. Auf diese Weise lässt sich die Unsicherheit hinsichtlich der Aktivierung von Regelernergie zwischen der letzten Handlungsmöglichkeit und dem Beginn der Vorhaltung berücksichtigen. Aus Sicht des Flottenbetreibers stellt sich die Frage der Nützlichkeit der bidirektionalen Ladefähigkeit. Darüber hinaus besteht die Frage, welche Produkte am Strom- bzw. Regelergiemarkt aus ökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen. In einer Szenarioanalyse werden unterschiedliche Kombinationen der technischen Freiheitsgrade und der Marktpartizipation simuliert und die optimale Flottenladestrategie identifiziert.

7.1 Fazit

Durch eine MILP Optimierung über drei Jahre und eine *a posteriori* Betrachtung aller relevanten finanziellen Aufwände, die mit einer jeweiligen Ladestrategie verbunden sind – inklusive zusätzlicher Kosten für die Batteriedegradation – wird die ökonomisch optimale Ladestrategie **BidiDe F1&F2** identifiziert. Sie baut auf der bidirektionalen Ladefähigkeit der Elektrobusse und der Rückspeisefähigkeit des Busdepots ins Netz auf. Die Strombeschaffung geschieht über den DA- und den ID-Markt. Am ID-Markt besteht zudem die Möglichkeit, Strom zu verkaufen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, FCR und negative aFRR Regelernergie zu bieten. Ca. die Hälfte der benötigten Energie kann als negative aFRR Regelernergie aufgenommen werden, wobei ca. 20 % über *freie* Regelarbeitsgebote aufgenommen wird. Für den Fall, dass keine bidirektionale Ladefähigkeit besteht oder das Busdepot nicht zurück ins Netz speisen kann, stellt sich das ökonomische Optimum ebenfalls durch das Bieten von negativer Regelernergie ein. Im Vergleich zum vertraglichen Szenario können im Jahr 2023 ca. 73 % der Stromkosten eingespart werden. Das entspricht schätzungsweise 60 % des maximalen ökonomischen Potenzials der Ladestrategie **BidiDe F1&F2**. Folglich lässt sich für dieses Beispiel festhalten:

Bidirektionales Laden steigert das ökonomische Potenzial der Ladestrategie um 40 %.

Im Rahmen des übergeordneten Szenariovergleichs wird weiterhin festgehalten, dass in allen Szenarien eine Kosteneinsparung gegenüber des vertraglichen Referenzfalles erzielt werden kann. Dabei kennzeichnen sich ökonomisch optimale Ladestrategien durch Saison-, Wochen-, Tages- und Viertelstunden-Charakteristiken, wie sich anhand des Bietverhaltens und der durchschnittlichen Verteilung des Flotten-SoC feststellen lässt. Anhand des ökonomischen Referenzszenarios werden in Anlehnung an die vier Jahreszeiten vier Zeiträume identifiziert, in denen sich das Einkaufsverhalten durch unterschiedliche Charakteristiken beschreiben lässt. Die Sommermonate von 1. April bis 15. September und die Wintermonate von 1. November bis 31. Januar nehmen dabei den größten Anteil ein. Vor allem in Sommermonaten werden optimale Ladestrategien von der erhöhten Stromerzeugung aus Sonnenenergie bestimmt. Es sei darauf hingewiesen, dass sich durch Veränderungen in der Regulatorik, des Kraftwerksparcs und dem Voranschreiten des Hochlaufs der Elektromobilität neue Muster ergeben können. Bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt werden die Charakteristiken optimaler Ladestrategien teilweise durch unregelmäßige Muster überstimmt. Bei der Ladestrategie mit dem höchsten durchschnittlichen netzdienlichen Beitrag in Form von Regelleistung

trägt das Busdepot mit 0,185 % zum gesamten FCR Bedarf der dänisch-deutschen LFR bei.

Wird eine Minimierung der THG-Emissionen als Ziel festgelegt, lassen sich ca. 31 % der indirekt ausgestoßenen Emissionen verhindern. Mit Ausnahme von einer Ladestrategie kann durch ökonomische Zielsetzungen ebenfalls eine Reduktion der THG-Emissionen erreicht werden. Durch den **optimalen Einkauf am DA-Markt werden 76 % des THG-Einsparungspotenzials realisiert.**

Eine weitere zentrale Erkenntnis ist die entworfene regelbasierte Ladestrategie, die keinen dauerhaften Aufwand für die Ausgestaltung und das Monitoring des Einkaufs- und Bietverhaltens verursacht. Mit *a priori* definierten Werten für den Einkauf am DA-Markt und das Bieten von FCR kann eine Kostenreduktion von 41,6 % im Vergleich zum vertraglichen Referenzszenario realisiert werden. Folglich lässt sich festhalten:

Es gibt *einfach* umzusetzende Ladestrategien, die Kostenreduktionen ermöglichen.

Darüber hinaus ist ein Beitrag zur Netzstabilität möglich und trägt zur Kostenreduktion bei.

Kritische Betrachtung

Die vorgestellten Ergebnisse sind an die Problemformulierung des Modells gebunden. Mit Blick auf eine Implementierung der in dieser Arbeit identifizierten Ladestrategien gibt es Limitationen. Die beschränkte zeitliche Auflösung bildet dynamische Phänomene innerhalb der 15-minütigen Zeitintervalle nicht ab. Transiente Asymmetrien in der Leistungsrichtung von FCR müssen bei verkürzten Zeithorizonten berücksichtigt werden. Zudem sollten Energieverluste während der Aktivierung von FCR berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Speicher-Verfügbarkeit kommt es im realen Umfeld ebenfalls zu Abweichungen. In Bezug auf die marktliche Anbindung stellt sich die Frage, wie sich Ladestrategien in Zukunft bei unterschiedlichen Preisentwicklungen verhalten. Der Regelenergiemarkt ist in dieser Hinsicht durch eine stärkere Unsicherheit gekennzeichnet. Für den Fall eines geringeren aFRR Bedarfs fällt das ökonomische Potenzial einer Ladestrategie geringer aus. In einer diese Arbeit ergänzenden Betrachtung wurde gezeigt, dass aFRR bei einer Halbierung des Bedarfs weiterhin attraktiv bleibt [25]. Bei marktübergreifenden Optimierungen besteht zudem ein Wissensvorteil gegenüber anderen Marktakteuren (vgl. Abschnitt 4.1). Ein weiterer Effekt, der eine dämpfende Wirkung auf das ökonomische Potenzial hat, ist der Markteintritt anderer Akteure, wie bspw. Betreiber von Großbatteriespeichern oder Flottenbetreiber elektrischer Fahrzeuge. Diese und weitere Einflüsse auf das ökonomische Potenzial werden in Tabelle 7.1 zusammengetragen.

Tabelle 7.1: Erwarteter Einfluss getroffener Annahmen und möglicher Anpassungen im Modell auf das ökonomische Potenzial.

Erhöhung des Potenzials	Verringerung des Potenzials
Berücksichtigung von Schulferien und Feiertagen	Einschränkung des nutzbaren SoC-Bereiches
Erzielen vorteilhafter Preise am ID-Markt durch den Wissensvorteil um die Netzstabilität	Einschränkung durch Wahl einer <i>robusteren</i> Ladestrategie-Variante
Weiternutzung von Batterien als Second-Life-Speicher	Geringere Speicher-Verfügbarkeit wegen Wartungszeiten oder erhöhtem Mobilitätsbedarf
Möglichkeit des Arbitragehandels unterschiedlicher Stromprodukte innerhalb desselben Zeitintervalls	Keine perfekte Prognose in Echtzeit
	Markteintritt anderer Speicherbetreiber

7.2 Ausblick

Für eine reale Umsetzung kann der Ansatz von Verbrugge *et al.* als Anhaltspunkt dienen. Sie stellen eine Echtzeit-Planung und Optimierung für ein Busdepot vor und testen dessen Implementierung. Damit können sie eine Kosteneinsparung von ca. 10% erreichen [297]. Eine reale Umsetzung erfordert eine höhere zeitliche Auflösung als 15 min. Kürzere Optimierungshorizonte reduzieren die Problemkomplexität und eröffnen damit die Möglichkeit, gewisse Aspekte mit einem höheren Detailgrad abzubilden. Bspw. können Effizienzkurven von Leistungsübertragungskomponenten in der Modellierung mit einem stückweise linearen Ansatz abgebildet werden. Ein weiterer zentraler Aspekt für die Umsetzung der Ladestrategien ist durch Unsicherheiten gegeben. Verspätete Ankunftszeiten von Elektrobussen im Busdepot wirken sich z. B. negativ auf bereits bestimmte Ladestrategien aus. Diese und ähnliche Parameter-Unsicherheiten können bspw. mit Monte-Carlo Methoden, stochastischer Programmierung oder robuster Optimierung begegnet werden [146]. Weitere unsicherheitsbehaftete Parameter sind die Preisreihen, welche für die Berechnung der optimalen Ladestrategie während des Betriebs verwendet werden. Durch geeignete Prädiktionsmodelle für Preisentwicklungen bzw. das Monitoring des Flottengeschehens in Echtzeit, können daraus resultierende negative Auswirkungen gemindert werden. Die Problematik hoher Zyklenzahlen bei bidirektionalen Ladestrategien kann durch eine Begrenzung des nutzbaren SoC-Bereichs gemindert werden [237]. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Energiegeschehen des Busdepots mit dem der restlichen Gesellschaft bzw. weiterer Energieakteure im Gleich- oder Gegenteil pulsieren muss, um sich synergetisch in den Strom- und den Verkehrssektor zu fügen. Für die vollständige Realisierung des ökonomischen Potenzials des Flottenbetreibers und eine zielführende Integration elektrischer Busflotten in die Elektrizitätswirtschaft ist zu empfehlen:

- bidirektionale Ladefähigkeiten zu aktivieren,
- eine marktübergreifende Optimierung anzustreben und
- Marktanbindungen bzw. Aggregatorenstrukturen zu schaffen.

Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Hrsg. *Bilanzkreisvertrag*. 2023. URL: www.50hertz.com.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH u. a. *Aktuelle Entwicklung bei der Regelreserve*. Berlin, 2022. URL: www.netztransparenz.de.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH u. a., Hrsg. *Fahrplananmeldung in Deutschland: Prozessbeschreibung*. 2023.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH u. a., Hrsg. *Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve: Wie werde ich Regelleistungsanbieter?* 2023. URL: www.regelleistung.net.
- [5] 50Hertz Transmission GmbH u. a., Hrsg. *Präqualifizierte Anbieter je Regelleistungsart*. 2023. URL: www2.regelleistung.net.
- [6] 50Hertz Transmission GmbH u. a., Hrsg. *regelleistung.net*. 2022. URL: www.regelleistung.net.
- [7] Agora Energiewende, Hrsg. *Agorameter: Modellversion 3.0*. Berlin, 2023. URL: www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter.
- [8] Al Rasyid Ar, Zya Jamaluddin, Eka Firmansyah und F. Danang Wijaya. „Modeling of Temperature Effect on SoC of Lithium Ion Battery Pack“. In: *2021 3rd International Symposium on Material and Electrical Engineering Conference (ISMEE)*. IEEE, 2021. DOI: [10.1109/ismee54273.2021.9774044](https://doi.org/10.1109/ismee54273.2021.9774044).
- [9] Amprion GmbH, Hrsg. *Balancing capacity in Germany*. 2022. URL: www.amprion.net/Strommarkt.
- [10] Amprion GmbH, Hrsg. *Bilanzkreise*. 2023. URL: www.amprion.net/Strommarkt.
- [11] Muhammad Bashar Anwar u. a. „Assessing the value of electric vehicle managed charging: a review of methodologies and results“. In: *Energy & Environmental Science* 15.2 (2022), S. 466–498. ISSN: 1754-5692. DOI: [10.1039/D1EE02206G](https://doi.org/10.1039/D1EE02206G).
- [12] Gunter Arnold u. a. *Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES*. 2016. URL: www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/INEES_Abschlussbericht.pdf.
- [13] Timm Bergholz. *Lithiumbatterien für stationäre und mobile Anwendungen: Benchmarking und experimentelle Umsetzung*. Bd. 275. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2015. ISBN: 978-3-95806-071-5.
- [14] Holger Berndt u. a. *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, 2007.
- [15] Kirsten Biemann u. a. *Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr: Endbericht*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Heidelberg, 2024.
- [16] Erik Blasius. „Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator“. Dissertation. Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg, 2016. URL: opus4.kobv.de/opus4-btu/frontdoor/index/index/year/2016/docId/3859.

- [17] Benjamin Blat Belmonte. *Interview mit Frau Dworschak: Fuhrparkmanagement bei der HEAG mobilo*. digital, 12.03.2024.
- [18] Benjamin Blat Belmonte. *Interview mit Herr Gollnisch: Verkehrsmanagement bei der HEAG mobilo*. digital, 18.04.2023.
- [19] Benjamin Blat Belmonte. *Interview mit Herr Nguyen: Allgemeine Konditionen für die Teilnahme an der EPEX Strombörse*. digital, 21.12.2023.
- [20] Benjamin Blat Belmonte. *Interview mit Herr Öhrig: Rollen und Schnittstellen der Entega AG mit Bezug zum Regelle Energiemarkt*. digital, 5.10.2023.
- [26] Katharina Vera Boesche u. a. *Perspektiven der ELEKTROMOBILITÄT*. Hrsg. von Begleit- und Wirkungsforschung ELEKTRO POWER II. 2018.
- [27] Marcel Böhringer u. a. „Trading Strategy for a Flexible Factory Participating in the German Balancing and Day-Ahead Market“. In: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. IEEE, 2019. ISBN: 978-1-7281-3349-2. DOI: 10.1109/UPEC.2019.8893521.
- [28] Sebastian Bolay, Mark Becker und Barbara Lempp. *Strombeschaffung und Stromhandel: Hintergründe Herausforderungen Hinweise*. Hrsg. von DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin. Berlin, 2020. URL: www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/energie-faktenpapiere-2462.
- [29] BorgWarner Inc. *BorgWarner liefert Batteriesystem für elektrisches Nutzfahrzeug*. Michigan, 2022.
- [30] Stephen P. Boyd und Lieven Vandenbergh. *Convex optimization*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004. ISBN: 978-0-521-83378-3.
- [31] Nico Brinkel u. a. „A comparative analysis of charging strategies for battery electric buses in wholesale electricity and ancillary services markets“. In: *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review* 172 (2023), S. 103085. ISSN: 1366-5545. DOI: 10.1016/j.tre.2023.103085.
- [32] Nico Brinkel u. a. „Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits“. In: *Applied Energy* 276 (2020), S. 115285. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115285.
- [33] Bundesministerium der Justiz. *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*. 2021. URL: www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf.
- [34] Bundesministerium der Justiz. *Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren: BattG*. 2020. URL: www.gesetze-im-internet.de/battg/BJNR158210009.html.
- [35] Bundesministerium der Justiz. *SaubFahrzeugBeschG - Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge: SaubFahrzeugBeschG*. 2021. URL: www.gesetze-im-internet.de/saubfahrzeugbeschg/BJNR169110021.html.
- [36] Bundesministerium der Justiz. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: StromNZV*. URL: www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/BJNR224300005.html.
- [37] Bundesministerium für Digitale und Verkehr, Hrsg. *Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW: AG 5: Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung*. Berlin, 2021. URL: www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/04/NPM_AG5_Ladeinfrastruktur_ELkw.pdf.

- [38] Bundesministerium für Digitales und Verkehr und Bundesministerium der Justiz, Hrsg. *Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr*. 2021.
- [39] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hrsg. *Elektro-Mobil – Programmbroschüre*. 2022. URL: www.bmwk.de.
- [40] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *So geht es weiter mit dem Ausbau der Erneuerbaren*. 2021. URL: www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/01/Meldung/topthema.html.
- [41] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hrsg. *Umsetzungsplan für Deutschland („Marktreformplan“) nach Art. 20 Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Berlin, 2022.
- [42] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hrsg. *Was ist eigentlich eine Gebotszone?* 2019. URL: www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erkläert.html.
- [43] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung und Stiftung Umweltenergierecht, Hrsg. *Batteriespeicher in Netzen*. 2021. URL: www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien.
- [44] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg. *Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz: Verfahrenseröffnung und öffentliche Konsultation*. 2022. URL: www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_Konsultation/BK6-22-300_Eckpunkt Papier.pdf.
- [45] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg. *Negative Strompreise*. 2020. URL: www.smard.de/page/home/topic-article/444/15412.
- [46] Bundesregierung, Hrsg. *Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung*. 2024.
- [47] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg. *Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom*. Berlin, 2019.
- [48] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg. *BDEW-Strompreisanalyse Februar 2024*. 2024. URL: www.bdew.de/service/daten-und-grafiken.
- [49] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg. *Bidirektionales Laden – Attraktiver Mehrwert für ElektromobilistInnen und zusätzliche Flexibilitätsoption für das Energiesystem: Fakten und Impulse zur aktuellen Diskussion*. Berlin, 2023. URL: www.bdew.de/media/documents/231123_BDEW_Position_zum_bidirektionalen_Laden.pdf.
- [50] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg. *Redispatch 2.0*. Berlin, 2022. URL: www.bdew.de/energie/redispatch-20/.
- [51] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg. *Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Dezember 2021*. Berlin. URL: www.bdew.de/media/documents/Awh_20220728_BerichtRedispatch.pdf.
- [52] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. u. a., Hrsg. *Ladeinfrastruktur Elektromobilität: Technischer Leitfaden Version 4.1*. 2023.

- [53] Thomas Burgert. *Elektromobilität: Ein zweites Leben für E-Bus-Batterien*. 21.04.2022. URL: www.omnibusrevue.de/nachrichten/technik/elektromobilitaet-ein-zweites-leben-fuer-e-bus-batterien-3164420.
- [54] BYD ADL. *Enviro200EV*. 2021. URL: www.evbus.co.uk/wp-content/uploads/2021/03/BYD-ADL-Enviro200EV.pdf.
- [55] Michael L. Bynum u. a. *Pyomo-optimization modeling in python*. Third. Bd. 67. Springer Science & Business Media, 2021.
- [56] Lisa Calearo, Andreas Thingvad und Mattia Marinelli. „Modeling of Battery Electric Vehicles for Degradation Studies“. In: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. DOI: 10.1109/UPEC.2019.8893474.
- [58] Asmae Chakir u. a. „Demand-side management strategy in a smart home using electric vehicle and hybrid renewable energy system“. In: *Energy Reports* 8 (2022), S. 383–393. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyrs.2022.07.018.
- [59] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., Hrsg. *CharIN Whitepaper Megawatt Charging System (MCS): Recommendations and requirements for MCS related standards bodies and solution suppliers*. 2022.
- [60] Ka Seng Chou u. a. „Impact Evaluation of Driving Style on Electric Vehicle Battery based on Field Testing Result“. In: *2023 IEEE 20th Consumer Communications & Networking Conference (CCNC)*, S. 1143–1146. DOI: 10.1109/CCNC51644.2023.10060822.
- [61] Sören Clausen und Arne Dammasch. *KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr*. 2022. DOI: 10.24405/14590.
- [62] *Climate Change 2014 – Impacts, Adaptation, and Vulnerability: Working Group II Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Part A: Global and Sectoral Aspects*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
- [63] Nils Collath u. a. „Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review“. In: *Journal of Energy Storage* 55 (2022), S. 105634. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2022.105634.
- [64] Consentec GmbH, Hrsg. *Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland: Erläuterungsdokument im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber: Explanatory document*. 2020. URL: www.consentec.de.
- [65] Carolin Daam und Jakob Gemassmer. „Nutzung von Flexibilitäten durch netzdienliche Ladestrategien“. In: *Automobiltechnische Zeitschrift (ATZ)* (2022). URL: reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/12/Netzdienliche-Ladestrategien-RLI-2.pdf.
- [66] Daimler Truck AG, Hrsg. *eCitaro: Wirtschaftlichkeit*. 2023. URL: www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro/efficiency.html.
- [67] Daimler Truck AG, Hrsg. *Even more capacity, even more range: Premiere of the Mercedes-Benz eCitaro with NMC3 high-performance batteries*.
- [68] Daimler Truck AG, Hrsg. *Fully-electric Mercedes-Benz eCitaro G articulated bus complements the electric range from Daimler Buses*. 2020. URL: media.daimler.com.
- [69] Claus Daniel, Hrsg. *Handbook of battery materials*. Weinheim: Wiley-VCH-Verl., 2012. ISBN: 978-3-527-32695-2.

- [70] Sanchari Deb, Mikko Pihlatie und Mohammed Al-Saadi. „Smart Charging: A Comprehensive Review“. In: *IEEE Access* 10 (2022), S. 134690–134703. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3227630.
- [75] *Die Ware Strom: Wie Stromhandel und Stromnetz zusammenhängen*. 2019. URL: www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2019/Die-Ware-Strom.html.
- [76] Elisabeth Dütschke, Michael Unterländer und Martin Wietschel. *Variable Stromtarife aus Kundensicht: Akzeptanzstudie auf Basis einer ConjointAnalyse: Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012*. Karlsruhe, 2012. URL: www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2012/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf.
- [77] E-Mobility Engineering, Hrsg. *Urbino 18 electric*. URL: www.emobility-engineering.com/solaris-urbino-electric/.
- [78] e-netz Südhessen AG, Hrsg. *Netzentgelte Strom der e-netz Südhessen AG: Gültig ab 1. Januar 2023*. 2022. URL: e-netz-suedhessen.de.
- [79] E.ON Energie Deutschland GmbH, Hrsg. *Schnellladesäule E.ON Drive Booster: Bis 150 kW laden*. 2023. URL: www.eon.de/de/gk/e-mobility/eon-drive-booster.html.
- [80] Energie Baden-Württemberg AG, Hrsg. *Second-Life-Batterien als Stromspeicher | EnBW*. 2022. URL: www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/second-life-batterien.html.
- [81] Stefan Englberger, Andreas Jossen und Holger Hesse. „Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications“. In: *Cell Reports Physical Science* 1.11 (2020), S. 100238. ISSN: 26663864. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100238.
- [82] EPEX Spot, Hrsg. *Annual Market Review 2022*. 2023. URL: www.epexspot.com/en/news/power-markets-deliver-transparent-price-signals-under-increased-supply-pressure (besucht am 27.05.2023).
- [83] EPEX Spot, Hrsg. *Description of EPEX Spot market indices*. 2022. URL: www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/EPEX%20SPOT%20Indices%202019-05_final.pdf.
- [84] EPEX Spot, Hrsg. *Market Data*. 2023. URL: www.epexspot.com/en/market-data.
- [85] EPEX Spot, Hrsg. *Trading at EPEX SPOT: 2023*. 2023. URL: www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/21-03-09_Trading%20Brochure.pdf.
- [86] Europäische Kommission. *Energie und Klima: Kommission begrüßt Einigung zu erneuerbaren Energien, startet Aufruf unter dem Europäischen Innovationsfonds*. 30.03.2023.
- [87] Europäische Kommission. „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030: COM/2021/550 final. 2021.
- [88] Europäische Kommission. *Reform des EU-Strommarkts — für mehr erneuerbare Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit*. 14.03.2023.
- [89] Europäische Kommission. *Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem: SO GL*. 2017.

- [90] Europäische Kommission und Generaldirektion für Forschung und Innovation. *Europäischer Grüner Deal – Forschungs- und Innovationsaufruf*. Hrsg. von Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union. 2021. doi: 10.2777/33415.
- [91] Europäisches Parlament und Europäischer Rat. *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. Juli 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*: OJ L. 14.06.2019.
- [92] European Energy Exchange AG. *EEX Group Handelsvolumen in 2019: Deutliches Wachstum in Produktportfolio und Zeitzonen bestätigt Position als globale Commodity-Börse*. 2020.
- [93] European Energy Exchange AG, Hrsg. *Strom-Futures*. 2023. URL: www.eex.com/de/maerkte/strom-terminmarkt/strom-futures.
- [94] European Energy Exchange AG, Hrsg. *Zulassung zum Handel und Clearing*. 2022. URL: www.eex.com/de/zugang/zulassung.
- [95] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *A Power System for a Carbon Neutral Europe: ENTSO-E Vision*. 2022.
- [96] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *aFRR & IN Optimisation: Mathematical Description for Publication: aFRR optimisation system*. 2022.
- [97] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *Demand of each LFC-block towards the regional FCR Cooperation market for the year 2023*. Online, 2022.
- [98] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *Electric Vehicle Integration into Power Grids: ENTSO-E Position Paper*. 2021.
- [99] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *Electricity Balancing*. 2023. URL: www.entsoe.eu/network_codes/eb.
- [100] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *ENTSO-E Annual Report*. 2023. URL: www.entsoe.eu.
- [101] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *ENTSO-E Balancing report 2022*. 2023. URL: www.entsoe.eu/news/2022/06/30/entso-e-market-and-balancing-reports-2022-show-significant-progress-in-market-integration/.
- [102] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *ENTSO-E Market report 2022*. 2023. URL: www.entsoe.eu/news/2022/06/30/entso-e-market-and-balancing-reports-2022-show-significant-progress-in-market-integration/.
- [103] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *EU's Electricity Forward Markets: ENTSO-E Policy Paper*. 2022.
- [104] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *Imbalance Netting*. 2023. URL: www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/.
- [105] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hrsg. *The harmonised electricity market role model*. 2023. URL: eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/EDI/Library/HRM/Harmonised_Role_Model_2022-01.pdf.
- [106] Falk Petrikowski u. a. *Batterien und Akkus: Ihre Fragen - Unsere Antworten zu Batterien, Akkus und Umwelt*. Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau, Postfach 1406, 06813 Dessau, 2012.

- [107] Fabrizio Fattori und Norma Anglani. „Including smart charging and vehicle-to-grid strategies in long term energy models“. In: *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. IEEE, 2014, S. 1370–1377. ISBN: 978-1-4799-2449-3. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850601.
- [108] Tu-Anh Fay. *Methodischer Technologievergleich von Systemkonzepten für die Elektrifizierung von Stadtbussen*. Berlin: Technische Universität Berlin, 2019.
- [109] Jan Figgener u. a. *The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)*. 2022. DOI: 10.48550/arXiv.2203.06762.
- [110] Jan Figgener u. a. „The influence of frequency containment reserve flexibilization on the economics of electric vehicle fleet operation“. In: *Journal of Energy Storage* 53 (2022), S. 105138. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2022.105138.
- [111] Sebastian Fischhaber u. a. *Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen: Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen*. Hrsg. von Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2016/06/StudieSecondLifeKonzepte1.pdf.
- [112] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und TenneT TSO GmbH. *CO₂-Monitor*. 2024. URL: co2-monitor.org.
- [113] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. u. a., Hrsg. *Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement: Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen*. 2022.
- [114] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Hrsg. *BDL Use Case Einspeisemanagement: Steckbrief*. 2021. URL: ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief-Einspeisemanagement.pdf.
- [115] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. *BDL Use Case Lokale Netzdienstleistung - Spitzenglättung*. 2022. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/04/Steckbrief_Spitzenglaettung.pdf.
- [116] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Hrsg. *BDL Use Case Redispatch: Steckbrief*. 2021. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief-Redispatch.pdf.
- [117] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Hrsg. *BDL Use Case Spitzenlastkappung: Steckbrief*. 2021. URL: www.ffe.de/news/erloes.
- [118] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Hrsg. *Primärregelleistungspreise im neuen Marktdesign – In welche Richtung werden sich die PRL-Preise zukünftig bewegen? - FfE München*. 2021.
- [119] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Hrsg. *Spot Market Prices | Energy-Charts*. 2023. URL: energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=.
- [120] Ilona Friesen und Mischa Bechberger. *Bidirectional Charging in Europe: Accompanying Reserach team for the funding programme Elektro-Mobil*. Online, 13.10.2022.
- [121] Matteo Galeotti u. a. „Performance analysis and SOH (state of health) evaluation of lithium polymer batteries through electrochemical impedance spectroscopy“. In: *Energy* 89 (2015), S. 678–686. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.05.148.

- [122] Kirstin Ganz und Timo Kern. *Was ist der Regelarbeitsmarkt (RAM)?* 2022. URL: www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-der-regelarbeitsmarkt-ram/.
- [123] Kirstin Ganz u. a. *Veränderungen der Merit Order und deren Auswirkungen auf den Strompreis - FfE*. 2022. URL: www.ffe.de/veroeffentlichungen/veraenderungen-der-merit-order-und-deren-auswirkungen-auf-den-strompreis/.
- [124] Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Hrsg. *Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität*. 2014.
- [125] Florian German. „Untersuchungen zur SEI-Bildung und Optimierung der Formation an Lithium-Ionen Voll- und Halbzellen“. Karlsruhe, Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Diss., 2015. Karlsruhe: KIT-Bibliothek, 2015. URL: digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000048037.
- [126] M. Gholami u. a. „Smart Charging Strategy for Electric Vehicles Using an Optimized Fuzzy Logic System“. In: *2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe)*. 2022. URL: ieeexplore.ieee.org/document/9907476.
- [127] Dietmar Göhlich und Andreas Knie. „Projektstudie: Ökoeffizienz intelligenter & bidirektionaler Ladestrategien von Bussen in Depots“. In: (2021). URL: mobility2grid.de/wp-content/uploads/Lademanagementstudie_final.pdf.
- [128] Dietmar Göhlich und Andreas Franz Alois Raab. *Mobility2Grid - Sektorenübergreifende Energie- und Verkehrswende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2021. ISBN: 978-3-662-62628-3. DOI: 10.1007/978-3-662-62629-0.
- [129] L. L.C. Gurobi Optimization. *Gurobi Optimizer*. 2022. URL: www.gurobi.com.
- [130] Salman Habib u. a. „A Comprehensive Study of Implemented International Standards, Technical Challenges, Impacts and Prospects for Electric Vehicles“. In: *IEEE Access* 6 (2018), S. 13866–13890. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2812303.
- [131] Habib, A. K. M. Ahasan u. a. „A review: Energy storage system and balancing circuits for electric vehicle application“. In: *IET Power Electronics* 14.1 (2021), S. 1–13. ISSN: 1755-4535. DOI: 10.1049/pe12.12013.
- [132] Sekyung Han. *Grid-to-vehicle (G2V) and vehicle-to-grid (V2G) technologies*. Basel: MDPI, 2021. ISBN: 978-3-03943-445-9.
- [133] M. A. Hannan u. a. „Vehicle to grid connected technologies and charging strategies: Operation, control, issues and recommendations“. In: *Journal of Cleaner Production* 339 (2022), S. 130587. ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130587.
- [134] Heiner Hans Heimes u. a. *Recycling von Lithium-Ionen-Batterien 2023 (GER)*. Online, 2023. URL: https://www.pem.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaacgmluyy.
- [135] Jean-Paul Harreman. *FCR market changes: Swiss, Dutch and French FCR markets decoupled most often*. 2019. URL: www.linkedin.com/pulse/fcr-market-changeswiss-dutch-french-markets-most-often-harreman.
- [136] William E. Hart, Jean-Paul Watson und David L. Woodruff. „Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python“. In: *Mathematical Programming Computation* 3.3 (2011), S. 219–260.

- [137] Shahid A. Hasib u. a. „A Comprehensive Review of Available Battery Datasets, RUL Prediction Approaches, and Advanced Battery Management“. In: *IEEE Access* 9 (2021), S. 86166–86193. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3089032.
- [138] HEAG mobilo, Hrsg. *Elektrobusse auf allen Linien bis 2025*. 2020. URL: www.heagmobilo.de/de/elektrobusse.
- [139] HEAG mobilo und Entega AG. *Wichtiger Meilenstein für die Elektrifizierung der Busflotte: ENTEGA und HEAG mobilo errichten am Böllenfalltor die Ladeinfrastruktur*. 2021.
- [140] Christoph Heilmann und Gunther Friedl. „Factors influencing the economic success of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid applications—A review and meta-analysis“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 145 (2021), S. 111115. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111115.
- [141] Verena Heinisch u. a. „Smart electric vehicle charging strategies for sectoral coupling in a city energy system“. In: *Applied Energy* 288 (2021), S. 116640. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116640.
- [142] Kilian Helfenbein. „Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilnetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen“. Master's Thesis. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2021. URL: reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/05/2021-04-25_Helfenbein_Masterarbeit.pdf.
- [143] Marvin Helferich, Josephine Tröger und Annegret Stephan. „Smart Charging in Germany: Acceptance and Tariff Design“. In: *36th International Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS36)*. Sacramento, California, USA, 2023. URL: publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/9a3d52dc-6feb-4c2e-a1c7-aad5331cd55f/content.
- [144] Heliox, Hrsg. *Flex 180 kW: Versatility. Flexibility. Scalability*. 2023.
- [145] Heliox. *Heliox ist ausgewählter Ladeinfrastruktur-Partner der Stadtwerke Bonn Verkehrs GmbH (SWB) und der ENTEGA AG Darmstadt*. 2021. URL: de.heliox-energy.com/us-press-releases/partner-fuer-swbond-entega-darmstadt.
- [146] Niina Helistö u. a. „Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review of modeling approaches“. In: *WIREs Energy and Environment* 8.5 (2019). ISSN: 2041-8396. DOI: 10.1002/wene.341.
- [147] Tim Hettesheimer u. a. *Lithium-Ion Battery Roadmap - Industrialization Perspectives toward 2030*. 2023. DOI: 10.24406/publica-2153.
- [148] Lion Hirth. *Part 1: Marginal pricing and the merit order*. 2022.
- [149] Lion Hirth und Jonathan Mühlenpfordt. *Handel auf Basis des Regelleistungs-Abrufs: Eine empirische Analyse des zeitlichen Zusammenhangs zwischen Regelleistungs-Abrufsignal und Strompreisen auf dem deutschen Intraday-Markt*. 2021.
- [150] Lion Hirth und Inka Ziegenhagen. „Balancing power and variable renewables: Three links“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50 (2015), S. 1035–1051. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.180.
- [151] Bri-Mathias S. Hodge u. a. „Addressing technical challenges in 100% variable inverter-based renewable energy power systems“. In: *WIREs Energy and Environment* 9.5 (2020). ISSN: 2041-8396. DOI: 10.1002/wene.376.

- [152] Hal Hodson. „The electric grid is about to be transformed: The technological and regulatory requirements will be immense, writes Hal Hodson“. In: *The Economist* (5.4.2023).
- [153] Auke Hoekstra u. a. *Using OpenADR with OCPP: Combining these two open protocols can turn electric vehicles from threats to the electricity grid into demand-response assets*.
- [154] Cara A. Horowitz. „Paris Agreement“. In: *International Legal Materials* 55.4 (2016), S. 740–755. ISSN: 0020-7829. DOI: 10.1017/S0020782900004253.
- [155] HUSS-VERLAG GmbH, Hrsg. *Heuliez GX 337 ELEC schafft 527 km Reichweite beim Record Run - Iveco E-Way überzeugt mit 4 % Restbatteriekapazität*. 2021. URL: www.busplaner.de/sites/default/files/public/data-fachartikel/iveco-e-way-datenblatt-messdaten.pdf.
- [156] Hybrid - EV Committee. *NACS Electric Vehicle Coupler*. 400 Commonwealth Drive, Warrendale, PA, United States.
- [157] Hybrid - EV Committee. *SAE Electric Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*. 400 Commonwealth Drive, Warrendale, PA, United States.
- [158] Petra Icha, Thomas Lauf und Gunter Kuhs. *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020*. Dessau-Roßlau, 2021.
- [159] International Energy Agency, Hrsg. *Electricity Market Report: January 2022*. 2022. URL: iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf.
- [160] International Energy Agency, Hrsg. *Global EV Outlook 2023: Battery demand for EVs continues to rise*. Paris, 2023. URL: www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023.
- [164] Sabine Jaacks und Johann Gottschling. *BGH kippt die zwischenzeitlich niedrigere Preisgrenze im Regelarbeitsmarkt*. Hrsg. von Verband Kommunalen Unternehmer e.V. 2022. URL: www.vku.de/themen/energiewende/artikel/bgh-kippt-die-zwischenzeitlich-niedrigere-preisgrenze-im-regelarbeitsmarkt/.
- [165] Amra Jahic, Mina Eskander und Detlef Schulz. „Charging Schedule for Load Peak Minimization on Large-Scale Electric Bus Depots“. In: *Applied Sciences* 9.9 (2019), S. 1748. ISSN: 2076-3417. DOI: 10.3390/app9091748.
- [166] Dominic Jefferies und Dietmar Göhlich. „A Comprehensive TCO Evaluation Method for Electric Bus Systems Based on Discrete-Event Simulation Including Bus Scheduling and Charging Infrastructure Optimisation“. In: *World Electric Vehicle Journal* 11.3 (2020), S. 56. DOI: 10.3390/wevj11030056.
- [167] LianLian Jiang und Guoqiang Hu. „Day-Ahead Price Forecasting for Electricity Market using Long-Short Term Memory Recurrent Neural Network“. In: *2018 15th International Conference on Control, Automation, Robotics and Vision (ICARCV)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, S. 949–954. ISBN: 978-1-5386-9582-1. DOI: 10.1109/ICARCV.2018.8581235.
- [168] Franz Joos. *Nachhaltige Energieversorgung: Hemmnisse, Möglichkeiten und Einschränkungen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019. ISBN: 978-3-658-23201-6. DOI: 10.1007/978-3-658-23202-3.
- [169] M. M. Kabir und Dervis Emre Demirocak. „Degradation mechanisms in Li-ion batteries: a state-of-the-art review“. In: *International Journal of Energy Research* 41.14 (2017), S. 1963–1986. ISSN: 0363907X. DOI: 10.1002/er.3762.

- [170] Josef Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. ISBN: 978-3-658-00689-1. DOI: 10.1007/978-3-658-00690-7.
- [171] Hussain Kazmi u. a. „Towards data-driven energy communities: A review of open-source datasets, models and tools“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 148 (2021), S. 111290. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111290.
- [172] Peter Keil. „Aging of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles“. Dissertation. München: Technische Universität München, 2017.
- [173] Timo Kern, Patrick Dossow und Mathias Müller. *BDL Use Case Eigenverbrauchsoptimierung: Steckbrief*. 2021. URL: www.ffe.de/news/erloespoteziale-oekologische-mehrwerte-und-kosten-von-gesteuertem-und-bidirektionalem-laden/.
- [174] Timo Kern, Patrick Dossow und Mathias Müller. *BDL Use Case Primärregelleistung: Steckbrief*. 2022. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/Steckbrief_Primärregelleistung.pdf.
- [175] Timo Kern, Patrick Dossow und Mathias Müller. *BDL Use Case zeitliche Arbitrage: Steckbrief*. Hrsg. von Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_zeitliche-Arbitrage.pdf.
- [176] Timo Kern, Patrick Dossow und Mathias Müller. *Erlöspotenziale, ökologische Mehrwerte und Kosten durch das gesteuerte und bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen*. München, 2021.
- [177] Timo Kern, Patrick Dossow und Serafin von Roon. „Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets“. In: *Energies* 13.21 (2020), S. 5812. DOI: 10.3390/en13215812.
- [178] Timo Kern und Serafin von Roon. *Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2019 – Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen (Preisspreads)*. 2020.
- [179] Mohd Rizwan Khalid u. a. „A Comprehensive Review on Structural Topologies, Power Levels, Energy Storage Systems, and Standards for Electric Vehicle Charging Stations and Their Impacts on Grid“. In: *IEEE Access* 9 (2021), S. 128069–128094. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3112189.
- [180] *Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045 | Bundesregierung: Die Bundesregierung informiert | Startseite*. 2023. URL: www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672.
- [181] Jacob Klink u. a. „Thermal fault detection by changes in electrical behaviour in lithium-ion cells“. In: *Journal of Power Sources* 490 (2021), S. 229572. ISSN: 0378-7753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2021.229572. URL: www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775321001166.
- [182] Kaspar Knorr u. a. *Weißer Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft. IuK-Ansätze und -Lösungen*. 2019.
- [183] Thomas Kohne u. a. *The Darmstadt Energy Laboratory for Technologies in Application: Overview Paper – Living Lab DELTA*. 2023. DOI: 10.26083/tuprints-00026384.

- [184] Alexander Kohs. *Batteriemodell zur Prädiktion des Gesundheitszustands von Lithium-Ionen-Batterien*. 1st ed. 2022. Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden and Imprint Springer Vieweg, 2022. ISBN: 978-3-658-37679-6. DOI: 10.1007/978-3-658-37679-6.
- [185] Christiane Köllner. *Was ist die Cell-to-Pack-Technologie?* Hrsg. von Springer Professional. 2024.
- [186] Lucas Koltermann u. a. „Balancing group deviation & balancing energy costs due to the provision of frequency containment reserve with a battery storage system in Germany“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 142 (2022), S. 108327. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.108327.
- [187] Przemyslaw Komarnicki, Jens Haubrock und Zbigniew A. Styczynski. *Elektromobilität und Sektorenkopplung: Infrastruktur- und Systemkomponenten*. 2., erweiterte und überarbeitete Auflage. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2020. ISBN: 978-3-662-62036-6.
- [188] Przemyslaw Komarnicki, Michael Kranhold und Zbigniew A. Styczynski. *Sektorenkopplung – Energetisch-nachhaltige Wirtschaft der Zukunft*. Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. ISBN: 978-3-658-33558-8. DOI: 10.1007/978-3-658-33559-5.
- [189] Panos Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. 4., aktualisierte Auflage. VDI-Buch. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2017. ISBN: 978-3-662-49823-1. DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1.
- [190] Reiner Korthauer, Hrsg. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. ISBN: 978-3-642-30652-5. DOI: 10.1007/978-3-642-30653-2.
- [191] Amelie Krupp u. a. „Calendar aging model for lithium-ion batteries considering the influence of cell characterization“. In: *Journal of Energy Storage* 45 (2022), S. 103506. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2021.103506.
- [192] Daniel Kucevic u. a. *Abschlussbericht open_BEA - 03ET4072: Open Battery Models for Electrical Grid Applications*. 2022. DOI: 10.2314 / KXP : 1798888513. URL: reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/08/open_BEA_Abschlussbericht_TIB_compressed.pdf.
- [193] Daniel Kucevic u. a. „Reducing grid peak load through the coordinated control of battery energy storage systems located at electric vehicle charging parks“. In: *Applied Energy* 295 (2021), S. 116936. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116936.
- [194] Volkan Kumtepelı u. a. „Energy Arbitrage Optimization With Battery Storage: 3D-MILP for Electro-Thermal Performance and Semi-Empirical Aging Models“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 204325–204341. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3035504.
- [195] Peter Kurzweil, Hrsg. *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. ISBN: 978-3-658-00084-4. DOI: 10.1007/978-3-658-00085-1.
- [196] Theresa Ladwig. „Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien“. Dissertation. Dresden: Technische Universität Dresden, 2018. URL: nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-236074.
- [197] Jesus Lago u. a. „Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark“. In: *Applied Energy* 293 (2021), S. 116983. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116983.

- [198] Antti Lajunen. „Lifecycle costs and charging requirements of electric buses with different charging methods“. In: *Journal of Cleaner Production* 172 (2018), S. 56–67. ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.10.066.
- [199] I. Lampropoulos u. a. „Charging strategies for electric buses based on deterministic and stochastic optimisation approaches: a Dutch case study“. In: *CIREC Porto Workshop 2022: E-Mobility and Power Distribution Systems: 2-3 June 2022*. Stevenage, UK und Piscataway, NJ: IET and IEEE, 2022, S. 503–507. ISBN: 978-1-83953-705-9. DOI: 10.1049/icp.2022.0758.
- [200] Michael Lang. *Degradationsmechanismen großformatiger Lithium-Ionen-Batterien für Elektrofahrzeuge*. 2018. DOI: 10.5445/IR/1000082774. URL: publikationen.bibliothek.kit.edu/1000082774.
- [201] Enrico Lauth. „Smart Grid Integration of Electric Buses: Implementation of a Uni- and Bidirectional Charging Infrastructure“. In: *International Electric Vehicles Symposium*. 2018.
- [202] H. Lee und J. Romero, Hrsg. *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: IPCC, 2023. DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [203] J. K. Lenstra und A. H. G. Rinnooy Kan. „Complexity of vehicle routing and scheduling problems“. In: *Networks* 11.2 (1981), S. 221–227. ISSN: 0028-3045. DOI: 10.1002/net.3230110211.
- [204] Jasmin Lerch. *Neues Ausschreibungsverfahren für Primärregelung seit dem 1. Juli 2019 - eine erste Zwischenbilanz*. 2021. URL: www.ffe.de/veroeffentlichungen/neues-ausschreibungsverfahren-fuer-primarregelung-seit-dem-1-juli-2019-eine-erste-zwischenbilanz.
- [205] Christian von Lüders. „Experimentelle und simulative Untersuchung von Lithium-Plating und Lithium-Stripping in Lithium-Ionen-Zellen“. Dissertation. Technische Universität München, 2019.
- [206] Ioannis Lymeropoulos u. a. „Ancillary Services Provision Utilizing a Network of Fast-Charging Stations for Electrical Buses“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.1 (2020), S. 665–672. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2019.2927701.
- [207] Adolf Machold. *Elektrizitätslehre: Das Ringen mit dem sinnlich Nicht - Wahrnehmbaren*. 2011.
- [208] Arpit Maheshwari u. a. „Optimizing the operation of energy storage using a non-linear lithium-ion battery degradation model“. In: *Applied Energy* 261 (2020), S. 114360. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114360.
- [209] Jürgen Marchgraber, Wolfgang Gawlik und Christian Alács. „Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelung“. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 136.1 (2019), S. 3–11. ISSN: 0932-383X. DOI: 10.1007/s00502-019-0704-1.
- [210] Peter Maxwill. „Elektroauto-Revolution 1912: Summum statt Brummbrumm“. In: *Der Spiegel* (2012).
- [211] Michael Merten. „Participation of battery storage systems in the automatic frequency restoration reserve market based on machine learning“. Dissertation. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2020. URL: publications.rwth-aachen.de/record/811207/files/811207.pdf.

- [212] Celina Mikolajczak u. a. *Lithium-ion batteries hazard and use assessment*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [213] Stefan Mischinger. *Perspektiven Netzdienlicher Einsatz von Stromspeichern*. Berlin, 2018.
- [214] Stefan Mischinger u. a. *Systemdienstleistungen: dena-Innovationsreport: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030*. Chausseestraße 128 a, 2017. URL: www.dena.de.
- [215] Matteo Moncecchi u. a. „Smart Charging Algorithm for Flexibility Provision with Electric Vehicle Fleets“. In: *2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*. IEEE, 2021, S. 1–8. ISBN: 978-1-7281-8071-7. DOI: 10.1109/CPE-POWERENG50821.2021.9501081.
- [216] Christian Nabe und Konstantin Staschus. *Electricity Market Design for Climate Neutrality: Fundamentals*. Hrsg. von Guidehouse Germany GmbH und Agora Energiewende. 2023. URL: agora-energiewende.de.
- [217] Michał Narajewski und Florian Ziel. „Ensemble forecasting for intraday electricity prices: Simulating trajectories“. In: *Applied Energy* 279 (2020), S. 115801. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115801.
- [218] Netztransparenz, Hrsg. *Sekündliche Netzregelverbund-Saldo Daten: Excel-Datei*. 2023.
- [219] Jürgen Neubarth. *Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement: Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen*. 2022. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/BDL-Positionspapier_V2G_Versand-2.pdf.
- [220] J. Neubauer u. a. *Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries: Prepared under Task No. VTP2.6800*. 2015. URL: www.nrel.gov/docs/fy15osti/63332.pdf.
- [221] Next Kraftwerke GmbH, Hrsg. *Merit-Order*. 2016. URL: www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order.
- [222] Next Kraftwerke GmbH, Hrsg. *Netzbetrieb*. 2023. URL: www.next-kraftwerke.de/wissen/netzbetrieb.
- [223] Next Kraftwerke GmbH, Hrsg. *Residuallast*. 2016. URL: www.next-kraftwerke.de/wissen/residuallast.
- [224] Bethany L. Nicholson, Carl Damon Laird und John Daniel Siirola. „Structured Modeling and Decomposition Methods in Pyomo“. In: (2019). URL: www.osti.gov/biblio/1639248.
- [225] Stefan Nickel u. a., Hrsg. *Decision Optimization with IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*. Graduate Texts in Operations Research. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022. ISBN: 978-3-662-65480-4. DOI: 10.1007/978-3-662-65481-1.
- [226] Felix Nitsch u. a. „Economic evaluation of battery storage systems bidding on day-ahead and automatic frequency restoration reserves markets“. In: *Applied Energy* 298 (2021), S. 117267. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117267.
- [227] Morsy Nour u. a. „Smart Charging of Electric Vehicles According to Electricity Price“. In: *2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*. IEEE, 2019, S. 432–437. ISBN: 978-1-5386-5261-9. DOI: 10.1109/ITCE.2019.8646425.

- [228] Nassim Noura, Loïc Boulon und Samir Jemei. „A Review of Battery State of Health Estimation Methods: Hybrid Electric Vehicle Challenges“. In: *World Electric Vehicle Journal* 11.4 (2020), S. 66. DOI: 10.3390/wevj11040066.
- [229] Håvard Nymo, Tim Kimpel und Christopher Kaschade. *Initiative „Bidirektionales Laden“: Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens*. Berlin, 2022. URL: ceco.de/veroeffentlichungen.
- [230] Fabian Ocker und Karl-Martin Ehrhart. „The “German Paradox” in the balancing power markets“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017), S. 892–898. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.040.
- [231] Nils Olsen und Natalia Kliewer. *Scheduling Electric Buses in Public Transport: Modeling of the Charging Process and Analysis of Assumptions*. 4. Aufl. Bundesvereinigung Logistik (BVL) e.V, 2020. DOI: 10.23773/2020.
- [233] André Ortner und Gerhard Totschnig. „The future relevance of electricity balancing markets in Europe - A 2030 case study“. In: *Energy Strategy Reviews* 24 (2019), S. 111–120. ISSN: 2211467X. DOI: 10.1016/j.esr.2019.01.003.
- [234] Lars Ostendorf u. a. *Steuerung von Ladevorgängen in der Elektromobilität: Darstellung der Kommunikationswege anhand einer Landkarte*. 2022. URL: www.iit-berlin.de/wp-content/uploads/2022/10/Whitepaper_Gesteuertes-Laden-Erweiterte-Editin-1.pdf.
- [235] Jan Paulus. *Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt*. 2013. URL: next-kraftwerke.de/energie-blog/praequalifikation-regelleistungsmarkt.
- [236] Simon Paulus. „Flexibility in the service of electricity grid stability: A first view after the introduction of the European balancing platform PICASSO“. In: *Berlin Conference | Flexibility in the Power System*. Berlin, 2023.
- [237] Aramis Perez u. a. „Effect of Battery Degradation on Multi-Service Portfolios of Energy Storage“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7.4 (2016), S. 1718–1729. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2589943.
- [238] Alvaro Perez-Diaz. „Coordination Mechanisms for Electric Vehicle Aggregators“. Dissertation. Southampton: University of Southampton, 2019. URL: eprints.soton.ac.uk/446574/1/thesis.pdf.
- [239] Brigitte Perrin. *Past eight years confirmed to be the eight warmest on record*. Geneva, Switzerland, 2023. URL: public.wmo.int/en/media/press-release/past-eight-years-confirmed-be-eight-warmest-record.
- [240] Mathias Petzl. „Zerstörungsfreie Charakterisierung von Lithium-Plating in Lithium-Ionen-Batterien“. Dissertation. Ulm: Universität Ulm, 2015. URL: oparu.uni-ulm.de/xmlui/handle/123456789/3370.
- [241] Ksenia Poplavskaya, Jesus Lago und Laurens de Vries. „Effect of market design on strategic bidding behavior: Model-based analysis of European electricity balancing markets“. In: *Applied Energy* 270 (2020), S. 115130. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115130.
- [242] Projektträger Jülich, Hrsg. *EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung*. Jülich, 2024. URL: www.enargus.de.

- [243] Andreas Raab u. a. „Implementation Schemes for Electric Bus Fleets at Depots with Optimized Energy Procurements in Virtual Power Plant Operations“. In: *World Electric Vehicle Journal* 10.1 (2019), S. 5. DOI: 10.3390/wevj10010005.
- [244] Gowthamraj Rajendran u. a. „A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations“. In: *Journal of Energy Storage* 42 (2021), S. 103099. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2021.103099.
- [245] Matthias Rogge. „Electrification of public transport bus fleets with battery electric buses: Development of a software toolchain for the changeover planning of entire bus fleets with consideration of technical and operational constraints“. Dissertation. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2020. URL: publications.rwth-aachen.de/record/814282/files/814282.pdf.
- [246] Tim Röpcke, Jakob Gemassmer und Julian Brendel. *Grid Integration in the Context of Public Transport Electrification: Pre-Print*. 2021. URL: reiner-lemoine-institut.de/grid-integration-context-public-transport-electrification-roepcke-et-al-2021.
- [247] Susanne Rothgang u. a. „Battery Design for Successful Electrification in Public Transport“. In: *Energies* 8.7 (2015), S. 6715–6737. DOI: 10.3390/en8076715.
- [248] Paschotta Rüdiger. *RP-Energie-Lexikon*. 2023. URL: www.energie-lexikon.info.
- [249] Samseth, Eivind, Stockhausen, Fabian, Veillard, Xavier, Weiss, Alexander. *Five trends reshaping European power markets: Utilities, traders, and large power consumers face significant challenges addressing the next normal*. 2021. (Besucht am 2022).
- [251] Im Reviewprozess: I. Kadek Jimmy Sardana u. a. „Optimization Technique for Electric Bus Fleet Schedules with a-priori Trip Disaggregation“. In: *27th IEEE International Conference on Intelligent Transportation Systems*. IEEE, 2024.
- [252] Dirk Uwe Sauer. „Einführung in die Energieeffizienz von Batteriespeichersystemen“. In: *Batterieforum Deutschland 2017*. 2017.
- [253] Christian Schäfer. *Batteriespeicher 2022: Starkes Wachstum in der PRL erwartet*. 2023.
- [254] Christian Schäfer. *Preiseffekte durch den Ausbau von Batteriespeichern – Teil 2: Sekundärregelleistung*. 2023.
- [255] Hans-Wilhelm Schiffer. *Energiemarkt Deutschland: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*. Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019. ISBN: 978-3-658-23024-1. DOI: 10.1007/978-3-658-23024-1.
- [256] Johannes Schmalstieg u. a. „A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 257 (2014), S. 325–334. ISSN: 0378-7753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012.
- [257] Jan Philipp Schmidt. „Verfahren zur Charakterisierung und Modellierung von Lithium-Ionen Zellen“. Dissertation. Karlsruhe: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2013. DOI: 10.5445/KSP/1000036622. URL: digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000036622.
- [258] Richard Schmuch u. a. „Performance and cost of materials for lithium-based rechargeable automotive batteries“. In: *Nature Energy* 3.4 (2018), S. 267–278. DOI: 10.1038/s41560-018-0107-2.

- [259] Detlef Schulz, Hrsg. *Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger: Netze, Speicher, Sektorenkopplung*. Bd. Band 2. Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme, 2021. ISBN: 978-3-86818-145-6.
- [260] Werner Schulze. *1316 – 1666 – 2016: Kombinatorik und Universalwissenschaft*. Wien, 2016.
- [261] Yannic Schulze, Niklas Jooß und Mathias Müller. *Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge*. URL: www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/03/NETZBE1.pdf.
- [262] Ingrid Schumacher und Philip Würfel. *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015. ISBN: 978-3-658-07421-0. DOI: 10.1007/978-3-658-07422-7.
- [263] Detlef Schuman. *Wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können: Microgrids und Elektromobilität in der Praxis*. Hrsg. von Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität. 2015. URL: smartcapitalregion.de/download/EP02_Workshop_Microgrids_online.pdf.
- [264] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. 6. Aufl. 2020. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2020. ISBN: 978-3-662-60373-4. URL: nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1544817.
- [265] SCI Verkehr GmbH, Hrsg. *Electric Buses - Global Market Trends 2021*. 2021. URL: www.sci.de.
- [266] Siemens Energy. *World's first 1,100 kV HVDC transformer*. 30.09.2021. URL: press.siemens-energy.com/global/en/feature/worlds-first-1100-kv-hvdc-transformer.
- [267] Society of Automotive Engineers. *Megawatt Charging System for Electric Vehicles - J3271*. URL: www.sae.org/standards/content/j3271/.
- [268] Solaris. *Solaris präsentiert seine neuen Investitionen: die Lagerhalle und der Charging Park*. 2022. URL: www.solarisbus.com/de/presse/solaris-prasentiert-seine-neuen-investitionen-die-lagerhalle-und-der-charging-park-1838.
- [269] Benjamin K. Sovacool, Jonn Axsen und Willett Kempton. „The Future Promise of Vehicle-to-Grid (V2G) Integration: A Sociotechnical Review and Research Agenda“. In: *Annual Review of Environment and Resources* 42.1 (2017), S. 377–406. ISSN: 1543-5938. DOI: 10.1146/annurev-environ-030117-020220.
- [270] Peter K. Steimer. *MV WBG Power Electronics for Advanced Distribution Grids*. 2016. URL: www.nist.gov/system/files/documents/pml/high_megawatt/Steimer-2016-04-15-Handout-MV-WBG-Power-Eletronics-for-Advanced-Distribution-Grids.pdf.
- [271] Michael Sterner. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. ISBN: 978-3-662-48893-5. URL: ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=4921175.
- [272] M. Steurer u. a. „Multifunctional megawatt scale medium voltage DC test bed based on modular multilevel converter (MMC) technology“. In: *2015 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles (ESARS)*. IEEE, 2015, S. 1–6. ISBN: 978-1-4799-7400-9. DOI: 10.1109/ESARS.2015.7101535.

- [273] Tobias Strobel. „Die Investitionsplanungs- und Investitionspflichten der Übertragungsnetzbetreiber“. Dissertation. Universität Bayreuth and Nomos Verlagsgesellschaft, 2017. doi: 10.5771/9783845284170.
- [274] Avinash Subramanian, Truls Gundersen und Thomas Adams. „Modeling and Simulation of Energy Systems: A Review“. In: *Processes* 6.12 (2018), S. 238. doi: 10.3390/pr6120238.
- [275] Leena Suhl und Taïeb Mellouli. *Optimierungssysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. ISBN: 978-3-642-38936-8. doi: 10.1007/978-3-642-38937-5.
- [276] Sustainable Bus, Hrsg. *527 km on a single charge for the Iveco e-Way in controlled conditions*. 2019.
- [277] Sustainable Bus, Hrsg. *Ebus test 2018 #1. Articulated electric buses face to face: VDL, Sileo and Solaris*. 2019. URL: www.sustainable-bus.com/news/ebus-test-2018-1-articulated-electric-buses-vdl-sileo-solaris/.
- [278] Sustainable Bus, Hrsg. *Electric bus range, focus on electricity consumption. A sum-up*. 2022. URL: www.sustainable-bus.com/news/electric-bus-range-electricity-consumption.
- [279] Christian Synwoldt. *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. ISBN: 978-3-658-33732-2. doi: 10.1007/978-3-658-33733-9.
- [280] TenneT TSO GmbH, Hrsg. *Bilanzkreise*. 2023. URL: www.tennet.eu/de/strommarkt.
- [281] TenneT TSO GmbH. *SuedLink: Baustart für den Konverter in Brunsbüttel*. Bayreuth, 21.02.2024. URL: www.tennet.eu/de/news/suedlink-baustart-fuer-den-konverter-brunsbuettel.
- [282] TenneT TSO GmbH u. a., Hrsg. *Regelleistungs.net - Datacenter*. 2023. URL: regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/.
- [283] TransnetBW. *Netzbooster Kupferzell: Intelligenter Batteriespeicher*. Hrsg. von TransnetBW GmbH. 2021. URL: www.transnetbw.de.
- [284] TransnetBW GmbH, Hrsg. *Bilanzkreisübersicht*. 2023. URL: www.transnetbw.de.
- [285] Matthias Trunk und Timon Kiriazis. *Workshop Bidirektionales Laden von Nutzfahrzeugen: Dokumentation*. Online, 10.11.2022.
- [286] Matthias Trunk und Joana Leitao. *Smart and Bidirectional Charging of Commercial Vehicles: R&D Projects and Practical Applications*. Online, 21.06.2023.
- [287] Helmut Tschöke, Peter Gutzmer und Thomas Pfund. *Elektrifizierung des Antriebsstrangs*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019. ISBN: 978-3-662-60355-0. doi: 10.1007/978-3-662-60356-7.
- [288] Umweltbundesamt, Hrsg. *Emissionen des Verkehrs*. 2023. URL: www.umweltbundesamt.de.
- [289] Umweltbundesamt, Hrsg. *Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. 2023. URL: www.umweltbundesamt.de/daten/energie.
- [290] Umweltbundesamt, Hrsg. *Klimawandel verläuft schneller und folgenschwerer*. 2021.
- [291] Reinier A.C. van der Veen und Rudi A. Hakvoort. „The electricity balancing market: Exploring the design challenge“. In: *Utilities Policy* 43 (2016), S. 186–194. ISSN: 09571787. doi: 10.1016/j.jup.2016.10.008.

- [292] Luc van Nuffel u. a. *Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?* Hrsg. von Fachabteilung Wirtschaft, Wissenschaft und Lebensqualität des Europäischen Parlamentes. 2018. URL: [www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU\(2018\)626091_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU(2018)626091_EN.pdf).
- [293] Nikola Vekić. *Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität: Status, Zukunftsperspektiven, Recycling*. Hrsg. von Thinktank Industrielle Ressourcen-Strategien. 2020.
- [294] ver.di. *Tariferggebnisse 2023: Infos und Vergütungstabellen*. 2023.
- [297] Boud Verbrugge u. a. „Real-Time Charging Scheduling and Optimization of Electric Buses in a Depot“. In: *Energies* 15.14 (2022), S. 5023. DOI: 10.3390/en15145023.
- [298] Volvo Buses, Hrsg. *Volvo 7900 Electric Articulated*. 2023. URL: volvobuses.com.
- [299] Zongfei Wang. „Optimization methods for developing electric vehicle charging strategies“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2022. DOI: 10.5445/IR/1000144202. URL: publikationen.bibliothek.kit.edu/1000144202.
- [300] Tim Wawer. *Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Wiesbaden: SPRINGER GABLER, 2022. ISBN: 978-3-658-38417-3. DOI: 10.1007/978-3-658-38418-0.
- [301] Andreas Weiß, Mathias Müller und Simon Franz. „Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen“. In: *Forschung im Ingenieurwesen* 85.2 (2021), S. 469–476. ISSN: 0015-7899. DOI: 10.1007/s10010-020-00424-z.
- [302] Weltbank. *GLOBAL mobility report 2017: Tracking Sector Performance*. Washington: The World Bank, Sustainable Mobility for All Initiative, 2017. ISBN: 978-0-692-95670-0.
- [303] Christian Will und Fabian Ocker. *Flexibility marketing options for charging processes of electric medium-duty and heavy-duty commercial vehicles: Feasibility study by Daimler Truck AG and TenneT TSO GmbH*. 2022.
- [304] Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages. *Anschaffungskosten und Laufleistungen von Kraftomnibussen*. Hrsg. von Deutscher Bundestag. 2023. URL: bundestag.de.
- [305] Bolun Xu u. a. „Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets“. In: *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2018, S. 1. ISBN: 978-1-5386-7703-2. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586232.
- [306] Jae Hwan Yi. „Minimizing the Cost of Charging Plug-In Vehicles through Smart Charging“. Master's Thesis. Irvine California: University of California, Irvine, 2020. URL: escholarship.org/uc/item/5tk6f0fv.
- [307] Yusuf Latief. *Second-life bus batteries backup Poland's power grid*. 20.12.2023.
- [308] Patrick Zank und Patrick Heininger. *Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen: Grundsatzstudie*. Alzenau, 2023.
- [309] Martin Zapf. *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017. ISBN: 978-3-658-15072-3. DOI: 10.1007/978-3-658-15073-0.

-
- [310] William Zappa, Martin Junginger und Machteld van den Broek. „Can liberalised electricity markets support decarbonised portfolios in line with the Paris Agreement? A case study of Central Western Europe“. In: *Energy Policy* 149 (2021), S. 111987. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111987.
- [311] Alexander Zeh u. a. „Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany“. In: *Batteries* 2.3 (2016), S. 29. DOI: 10.3390/batteries2030029.

Eigene und betreute Arbeiten

- [21] Benjamin Blat Belmonte, Simon Massat und Stephan Rinderknecht. „Optimal energy purchasing and balancing services provision of a bus fleet operator“. In: *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. IEEE, 2023, S. 1–6. ISBN: 979-8-3503-4743-2. DOI: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194656.
- [22] Benjamin Blat Belmonte und Stephan Rinderknecht. „Optimization Approach for Long-Term Planning of Charging Infrastructure for Fixed-Route Transportation Systems“. In: *World Electric Vehicle Journal* 12.4 (2021), S. 258. DOI: 10.3390/wevj12040258.
- [23] Benjamin Blat Belmonte u. a. „Developments in the cost of grid balancing services and the design of the European balancing market“. In: *Energy Reports* 10 (2023), S. 910–931. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyrs.2023.07.045.
- [24] Im Reviewprozess: Benjamin Blat Belmonte, Georg Avemarie und Stephan Rinderknecht. „Optimized Smart Charging of Electric Bus Fleets for Greenhouse Gas Emission Minimization“. In: *2024 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering 2024*. IEEE, 2024.
- [25] Im Reviewprozess: Benjamin Blat Belmonte u. a. „Analyzing the Flexibility Potential of Bus Fleet Operators in Germany“. In: *Smart Energy Systems* (2024).
- [250] I. Kadek Jimmy Sardana. „Holistic Route and Charging Strategy Planning for an Electric Bus Fleet“. Bachelor Thesis. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2023.

Normen und Standards

- [57] CHAdeMO Association, Hrsg. *High Power (ChaoJi): CHAdeMO 3.0 (ChaoJi)*. 2024. URL: www.chademo.com/technology/high-power.
- [71] Deutsches Institut für Normung e.V. *DIN 40729:1985-05, Akkumulatoren; Galvanische Sekundärelemente; Grundbegriffe*. Berlin. DOI: 10.31030/1213467.
- [72] Deutsches Institut für Normung e.V. *DIN SPEC 91366:2018-04, Referenzmodell zur Charakterisierung der Energieflexibilität von Industrieunternehmen*. Berlin. DOI: 10.31030/2831910.
- [73] Deutsches Institut für Normung e.V. *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen DIN EN IEC 61851-1*. Berlin.

-
- [74] Deutsches Institut für Normung e.V. *Systemschnittstellen zwischen Kunden Energie Management System und Stromversorgungssystemen: Teil 101: OpenADR 2.0b Profil Spezifikation*.
- [161] International Organization for Standardization. *ISO 14040:2006: Umweltmanagement, Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen*. Berlin, 2009.
- [162] International Organization for Standardization. *ISO 14044:2006: Umweltmanagement, Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen*. Berlin, 2006.
- [163] International Organization for Standardization. *ISO 15118-20:2022: Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 20: 2nd generation network layer and application layer requirements*. Geneva, Switzerland, 2022. URL: www.iso.org/standard/77845.html.
- [232] Open Charge Alliance, Hrsg. *Open Charge Point Protocol (OCPP) 2.0 - 2.0.1*. 2018. URL: www.openchargealliance.org/ocpp-201.
- [295] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen. *VDV-Schrift 261:2023-05: Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven Backends an einen Elektrobus, ergänzend zur ISO-Norm 15118*. 2023. URL: www.normadoc.com/german/vdv-schrift-261-2023-05.html.
- [296] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen. *VDV-Schrift 463: Ist-Daten-Schnittstelle zum Lademanagementsystem - Betriebshofmanagement & ITCS*. 2021.

Anhang A – Allgemeine Ergänzungen

An dieser Stelle sind Ergänzungen zum Stand der Technik und zum Elektrizitätsversorgungssystem zu finden.

A.1 Ergänzungen zum Stand der Technik

A.1.1 Ergänzung zu Transformatoren

Ein Transformator wandelt eine Wechselspannung über einen Magnetkern auf ein anderes Spannungsniveau. Der Magnetkern ist aufgrund der vorteilhaften Eigenschaften meist aus Eisen. Der Wechselstrom fließt dabei auf der Primärseite durch N_1 Windungen um den Eisenkern – die Primärspule. Hierdurch wird im Eisenkern ein zeitlich veränderliches magnetisches Feld induziert. Auf der Sekundärseite wird durch das magnetische Feld in der Sekundärspule mit N_2 Windungen eine elektrische Spannung induziert. Das Verhältnis der beiden Windungszahlen bestimmt dabei nach (1) das Verhältnis der Eingangs- und Ausgangsspannung U_1 bzw. U_2 .

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1)$$

Das Verhältnis wird als *Übersetzungsverhältnis* beschrieben. Ein *idealer* Transformator – ohne Wandlungsverluste – gibt auf der Sekundärseite dieselbe Leistung ab, die an der Primärseite eingespeist wird. Aus (2) folgt, dass die Stromstärke auf der Sekundärseite bei einer Herabsetzung der Spannung U_2 höher wird.

$$U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2 \quad (2)$$

Transformatoren lassen sich anhand der übertragenen Leistung $P_{el} = U \cdot I$ unterscheiden und bestimmten Leistungsklassen zuordnen. Ein *realer* Transformator ist verlustbehaftet. Die elektrischen Widerstände in den Wicklungen und die parasitären¹ Kapazitäten haben Energieverluste zur Folge. Im Eisenkern treten Wirbelstrom- und Ummagnetisierungsverluste (Hystereseverluste) auf. Wirbelströme entstehen im sich veränderlichen Magnetfeld und induzieren ihrerseits wieder magnetische Felder, die nach der Lenz'schen Regel ihrem Ursprung entgegen wirken. Beim Ummagnetisieren – der Umkehrung des magnetischen Flusses – kommt es zu Verlusten, weil für die Änderung der Ausrichtung der Weiss-Bezirke² Energie aufgewendet werden muss. In Anlehnung an die Materialien der zum Einsatz

¹Parasitäre Kapazitäten sind unbeabsichtigt und kommen zwischen elektrischen Komponenten zu Stande, die elektrische Ladungen speichern. Z. B. können dies elektrische Leiter sein, die auf unterschiedlichen Spannungsniveaus sind und zwischen denen ein unbeabsichtigtes, elektrisches Feld erzeugt wird.

²Weiss-Bezirke sind mikroskopische Bereiche in ferromagnetischen Materialien, die – ohne äußere Magnetisierung – eine an der Kristallstruktur des Materials orientierte Magnetisierung aufweisen.

kommenden Bauteile werden die Verluste als *Kupfer-* oder *Eisenverluste* bezeichnet. Kupferverluste beschreiben dabei Verluste aufgrund des elektrischen Widerstands in den Leitern in der Primär- und Sekundärspule. Unter die Eisenverluste fallen sowohl die Hystereseverluste als auch die Wirbelstromverluste. Des Weiteren kommt es zum magnetischen Streufluss, da das auf der Primärseite erzeugte Magnetfeld nicht geschlossen im Eisenkern verläuft. Daher hat ein realer Transformator nicht exakt die Ausgangsspannung, die mit (1) berechnet wird. Die Sättigungsmagnetisierung des ferromagnetischen Materials im Eisenkern stellt eine materialbedingte obere Grenze der übertragbaren Leistung dar. Mit einem steigendem Strom auf der Primärseite erhöht sich die Feldstärke in der Primärwicklung, jedoch steigt der magnetische Fluss im Eisen ab einem gewissen Punkt nicht weiter an – der Sättigungsgrenze. Ausführlichere Grundlagen finden sich in [264, Kap. 9].

A.1.2 Ergänzung zu Ladetechnologien

Hier finden sich weitergehende Literaturhinweise zu Ladetechnologien. Ostendorf *et al.* tragen in ihrer Kommunikationslandkarte relevante Schriften für den V2G Kontext zusammen [234]. Ein Überblick relevanter Literatur sowie Standards der ISO³, der SAE⁴ und *Underwriters Laboratories* ist in [59, 163, 267] nachzulesen. Die Nationale Plattform Elektromobilität hat 2014 eine umfangreiche Übersicht relevanter Standards und Normen für die Elektromobilität zusammenggetragen [124]. Für eine detaillierte Übersicht der Standards, die für V2G Anwendungen relevant sind, sei die Literaturübersicht von Han *et al.* empfohlen [132, Abb. 18]. Rajendran *et al.* haben eine umfangreiche Auflistung von Schriften internationaler Normungsgremien zusammengetragen [244]. Weitere relevante Kommunikationsstandards finden sich in [182].

A.2 Ergänzungen zum Elektrizitätsversorgungssystem

Übersicht von Arbeitsgruppen, Verbänden und Agenturen

An dieser Stelle ist eine Übersicht einiger europäischer und deutscher Arbeitsgruppen, Verbände und Agenturen zu sehen, die für das Elektrizitätsversorgungssystem relevant sind und u. a. Einfluss auf das Marktdesign haben. Auf europäischer Ebene gibt es u. a.

- die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*engl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*),
- der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (*engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E*),
- die Plattform für Internationale Koordinierung von Automatisierter Frequenzwiederherstellungsreserve und Stabiler Systembetrieb (*engl. Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation, PICASSO*),
- das Kooperationsabkommen für die Zuteilung von zonenübergreifender Kapazität und Beschaffung von aFRR (*engl. Allocation of Cross-zonal Capacity and Procurement of aFRR Cooperation Agreement, ALPACA*),

³Internationale Organisation für Normung (*engl. International Organization for Standardization*).

⁴Gesellschaft der Automobilingenieure (*engl. Society of Automotive Engineers, SAE*).

-
- die Initiative zu Manuell Aktivierten Netzreserven (*engl. Manually Activated Reserves Initiative, MARI*) und
 - die Internationale Kooperation zur Netzsteuerung (*engl. International Grid Control Cooperation, IGCC*).

Auf nationaler Ebene in Deutschland gibt es u. a.

- die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA),
- die Deutsche Energie-Agentur (dena) und
- der Netzregelverbund (NRV) (*engl. Grid Control Cooperation, GCC*).

Anhang B – Ergänzungen zur Modellierung und dem Lösungsverfahren

An dieser Stelle werden tiefergehende Aspekte der Modellierung und des Lösungsverfahrens erklärt.

B.1 Ergänzungen zur Modellierung

Die Modellierung beruht auf Annahmen und Ergänzungen, die hier genauer erläutert werden. Das Flottenmanagement wird in einem der Optimierung vorgelagerten Schritt auf den Anwendungsfall einer vollständig elektrifizierten Flotte angepasst. Das entsprechende Vorgehen ist in Abschnitt B.1.2 beschrieben. Ergänzungen zu der Datenaufbereitung von Strommarktdaten finden sich in Abschnitt B.1.1. Abschnitt B.1.3 erläutert das Zustandekommen des Kostenfaktors für die Batteriedegradation.

B.1.1 Ergänzungen zu Strommarktdaten

Die Aufbereitung der Strommarktdaten geschieht softwaregestützt. Für die Vergleichbarkeit werden alle Tage auf dieselbe Struktur gebracht und Anomalien bereinigt. An den Tagen der Zeitumstellung von Sommer- auf Winterzeit und umgekehrt werden zusätzliche bzw. fehlende Stunden entfernt oder eingefügt. Im zweiten Fall werden für die fiktive Stunde linear Preise interpoliert. Am 10. Juli 2023 in den letzten zwei Tagesstunden gibt es am RAM keine Daten für bezuschlagte Gebote. Als fiktiver Grenzpreis werden 0 EUR gesetzt – eine konservative Annahme im Kontext einer Erlösmaximierung. Für eine tiefergehende Recherche sei auf die Zusammenstellung von Open Source Datensätzen von Kazmi *et al.* verwiesen [171]. Die Daten zum Regelenergiemarkt können auf regeleistung.net eingesehen werden [282]. Die Börsenstrompreise können auf energy-charts.de eingesehen werden [119].

B.1.2 Ergänzungen zum Flottenmanagement

Das Flottenmanagement beschreibt die Zuordnung von Elektrobussen zu den einzelnen Fahrten. Die zu bedienenden Fahrten für den Anwendungsfall in Darmstadt werden von dem Darmstädter ÖPNV zur Verfügung gestellt. Eine *Fahrt* beschreibt die Verbindung zwischen zwei Bushaltestellen. Für gewöhnlich werden *Fahrtabfolgen* definiert, deren Anfang und Ende durch zwei Endhaltestellen gekennzeichnet sind. Die Strecke von einer Endhaltestelle zur anderen wird *Route* bezeichnet. In manchen Fällen werden Teilstrecken ebenfalls als *Routen* bezeichnet. Mehrere Routen, die sehr ähnlich zueinander sind, werden oft als eine *Linie* zusammengefasst. Das ist gegenüber der Passagiere vorteilhaft, da es ein einfaches Konzept ist. Die Personalplanung des Flottenbetreibers wird dadurch ebenfalls vereinfacht. Der *Fahrplan* gibt das zeitliche Gerüst vor, in welches sich die Linien fügen. Er gibt vor, zu welchen Uhrzeiten die einzelnen Bushaltestellen angefahren werden. Ein Elektrobus kann eine oder mehrere Linien bedienen, bevor er zurück ins Depot fährt. In Darmstadt gibt es nur ein Depot. Größere Städte können mehrere Depots haben. Ein Elektrobus macht in jedem Fall eine *Depot-Ausfahrt* und eine *Depot-Einfahrt*. Wenn mehr als eine Linie bedient wird, stellt eine *Verbindungsfahrt* die Verknüpfung zweier Endhaltestellen unterschiedlicher Routen dar. Bei Depot-Ausfahrten, Depot-Einfahrten und Verbindungsfahrten werden keine Passagiere befördert. Alle Fahrten, die ein Elektrobus zwischen einer Depot-Ausfahrt und einer Depot-Einfahrt durchführt, werden als *Umlauf* bezeichnet. Die Umlaufpläne für den Anwendungsfall in dieser Arbeit werden durch die Heuristik in Algorithmus 1 auf Elektrobusse verteilt. Davor werden Umläufe, die länger als 250 km sind, aufgetrennt, sodass sie zuverlässig von den Elektrobussen bedient werden können. Dabei werden Verbindungsfahrten zum Depot hin bzw. von diesem ausgehend hinzugefügt. Die programmtechnischen Schlüsselbegriffe des Algorithmus sind in englischer Sprache.¹ Ein ähnlicher Ansatz findet sich in [24]. Eine umfangreichere mathematische Methode, durch welche sich die Anzahl der Leer- bzw. Verbindungsfahrten minimieren lässt, wird in [251] vorgestellt.

Algorithmus 1 Zuweisung von Elektrobussen zu einzelnen Umläufen im Rahmen des Flottenmanagement

Require: Zeithorizont für das Flottenmanagement T^{Horizont} , Datensatz *Fahrplan*

Ensure: Datensatz *Flottenmanagement*

Initialisiere leeres *Flottenmanagement*

for all Tage in T^{Horizont} **do**

Sortiere Umläufe nach Verbrauch in die Liste *Tagesumläufe*

while noch Umläufe in der Liste *Tagesumläufe* **do**

Wähle den Umlauf mit dem höchsten Verbrauch

Bestimme Start- und Endzeit des Umlaufs

Prüfe verfügbare Fahrzeuge für den Zeitraum

Prüfe, ob vor dem Umlauf genügend Zeit zum Laden ist

Wähle das Fahrzeug mit ausreichender Kapazität für die Reichweite des Umlaufs

Weise dem Umlauf ein Fahrzeug zu

end while

end for

return *Flottenmanagement*

¹**Require** gibt notwendige Eingangsdaten an; **Ensure** gibt den gewünschten Ausgangsdatsatz an; **for all ... do ... end for** entspricht einer einfachen Iterationsschleife; **while ... do ... end while** steht für eine Iterationsschleife mit Abbruchkriterium und **return** gibt das Ergebnis zurück.

B.1.3 Ergänzungen zur Batteriedegradation

Die Batteriedegradation wird in dieser Arbeit mit einem kostenbasierten Ansatz abgebildet. Dabei entspricht ξ den Kosten, die je Energiedurchsatz entstehen. Mit dem Nutzungspreis $\tilde{\xi}$ in Höhe von 2,5 ct pro Speicherkapazität und pro FEC, lässt sich ein konstanter Kostenfaktor ξ für alle Elektrobusse bestimmen. Dies sei am Beispiel des Standard-Niederflurbusses mit einer Speicherkapazität von 288 kWh gezeigt. $\tilde{\xi}^k$ entspricht dabei dem vom Energiedurchsatz abhängigen Kostenfaktor für Bus k . z^k ist die in Bus k fließende Energie und Ξ^k sind die anteiligen Degradationskosten für den Energiedurchsatz z^k . Mit $\Delta\text{FEC} = \frac{z^k}{\kappa^k}$ sind folgende Umformungen möglich.

$$\begin{aligned}\tilde{\xi} &= \frac{100 \text{ EUR}}{4000 \text{ FEC}} = \frac{2,5 \text{ ct}}{\text{FEC}} \\ \tilde{\xi}^k \left(\kappa^k \right) &= \tilde{\xi} \cdot \kappa^k = \frac{2,5 \text{ ct}}{\text{FEC}} \cdot 288 \text{ kWh} = \frac{7,2 \text{ EUR}}{\text{FEC}} \\ \Xi^k \left(\Delta\text{FEC} \right) &= \tilde{\xi}^k \cdot \Delta\text{FEC} = \frac{7,2 \text{ EUR}}{\text{FEC}} \cdot \Delta\text{FEC} \\ \Xi^k \left(z^k \right) &= 7,2 \text{ EUR} \cdot \frac{z^k}{\kappa^k} = \frac{7,2 \text{ EUR}}{\kappa^k} \cdot z^k \\ \Xi^k \left(z^k \right) &= \frac{7,2 \text{ EUR}}{288 \text{ kWh}} \cdot z^k = \frac{25 \text{ EUR}}{\text{MWh}} \cdot z^k \quad \Rightarrow \quad \xi = \frac{25 \text{ EUR}}{\text{MWh}}\end{aligned}$$

Durch Multiplikation und Division mit der Speicherkapazität κ ergibt sich für alle Busse derselbe Kostenfaktor.

B.1.4 Ergänzungen zu Regelbasierten Ladestrategien

Ökonomisch optimale Ladestrategien lassen Charakteristiken erkennen, die in eine regelbasierte Ladestrategie integriert werden können. Algorithmus 2 beschreibt die in dieser Arbeit verwendete Heuristik, um die regelbasierte Ladestrategie für das Szenario **Regeba DA** zu bestimmen.¹

Algorithmus 2 Bestimmung von saisonal und wochenzeitabhängigen Ladestrategien.

Require: Ökonomisch optimale Ladestrategie **OptiStra**, definierte saisonale Zeiträume **Saison**, Energiebedarf für eine Woche **Wochenenergiebedarf**

Ensure: Regelbasierte Ladestrategie **Regeba**

Gruppierung optimaler Einkaufsmengen aus **OptiStra** nach **Saison** in Repräsentativen-Wochen mit je sieben Wochentagen

for all Repräsentative-Wochen in **Saison**-Woche-Gruppierungen **do**

Alle Datenpunkte entsprechend ihres Viertelstundenindex gruppieren (von 1 bis $7 \cdot 96$)

Alle Datenpunkte unter dem Median gleich Null setzen

Verbleibende Datenpunkte auf Basis des **Wochenenergiebedarf** hochskalieren

end for

return **Regeba**

B.2 Ergänzungen zum Lösungsverfahren

Übergeordnet beruht das Lösungsverfahren auf der Segmentierung des Zeithorizontes in 157 Wochen und der anschließenden Verknüpfung der Ergebnisse. Die einzelnen Optimierungsintervalle basieren alle auf derselben Problemstruktur, welche in Python programmiert wird. Sie werden mit den korrespondierenden Daten eines Zeitintervalls parametrisiert und anschließend gelöst. Für das Lösen kommt die Gurobi Software mit der Solver-Version 11.0 zum Einsatz [129]. Durch die unterschiedlichen Komplexitäten der Szenarien entsteht die Notwendigkeit, die Solver-Einstellungen auf die Szenarien anzupassen. Tabelle B.1 fasst die angepassten Solver-Einstellungen zusammen. Ergänzend zeigt sie den für den Lösungsprozess eines Optimierungsintervalls reservierten Arbeitsspeicher auf dem Hochleistungsrechen-Cluster. Jedes Intervall bekommt 16 Prozessorkerne zum Lösen zugewiesen. Das ungesteuerte Szenario und die Szenarien **Regeba DA** und **Regeba DA&F1** werden auf einem Burörechner gelöst.

Tabelle B.1: Übersicht der Solver-Einstellungen für die verschiedenen Szenarien.

Szenario	Zeit zum Lösen T_{\max}^{solve}	MIP-gap e_{\min}^{rel}	Arbeitsspeicher
Referenz ^{EUR}	15 min	0,02 %	60 GB
Referenz ^{THG}	5 min	0,02 %	60 GB
Referenz ^{LSK}	15 min	0,02 %	45 GB
UdiBu ID	5 min	0,2 %	60 GB
UdiBu ID&F2 ⁻	15 min	0,2 %	60 GB
BidiBu ID	15 min	0,2 %	60 GB
BidiBu ID&F2 ⁻	20 min	0,2 %	60 GB
BidiDe DA&F1	70 min	0,01 %	122 GB
BidiDe ID	70 min	0,01 %	122 GB
BidiDe ID&F1	90 min	0,01 %	122 GB
BidiDe F1&F2 ⁻	110 min	0,01 %	122 GB
BidiDe F1&F2 [±]	120 min	0,01 %	122 GB

Anhang C – Ergänzungen zu den Optimierungsergebnissen

In diesem Kapitel wird in Ergänzung zu Kapitel 6 anhand grafischer Darstellungen ein tieferer Einblick in die Auswirkungen der Ladestrategien gegeben.

C.1 Ergänzungen zur Ökonomischen Bewertung der Szenarien

In diesem Abschnitt werden ökonomische Aspekte der Optimierungsergebnisse anhand grafischer Darstellungen gezeigt. Das ökonomische Referenzszenario ist in Abbildung 6.9 in Kapitel 6 gezeigt.

C.1.1 Ergänzungen zu den Kosten und Erlösen

Hier wird eine grafische Übersicht der Kosten und Erlöse für die untersuchten Szenarien gegeben. Die Ergebnisse sind nach den Jahren aufgeteilt.

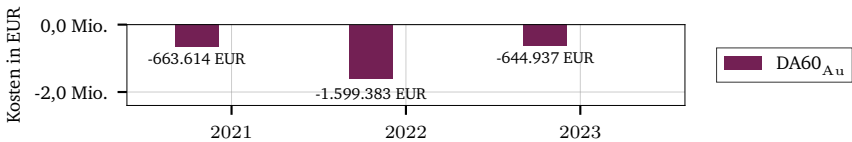


Abbildung C.1: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das ungesteuerte Szenario.

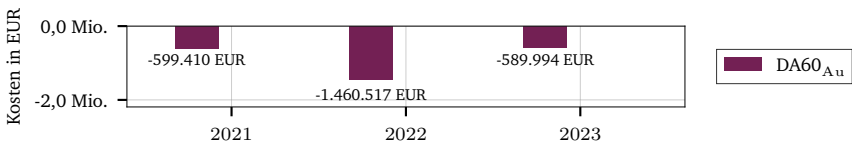


Abbildung C.2: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das Szenario der Lastspitzenkapung **Referenz^{LSK}**.

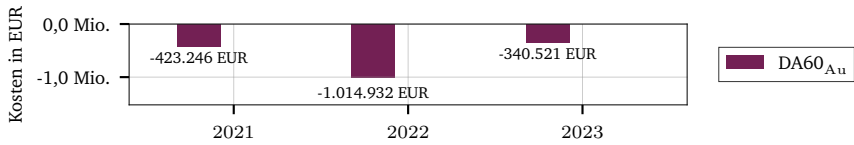


Abbildung C.3: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt für das ökologische Referenzszenario **Referenz^{THG}**.

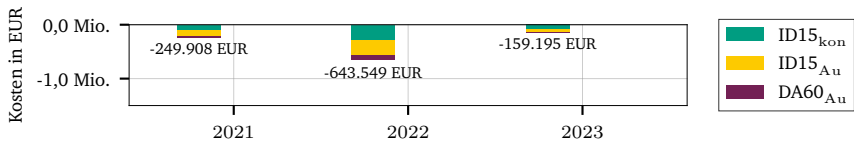


Abbildung C.4: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt nach Produkten für das Szenario **UdiBu ID**.

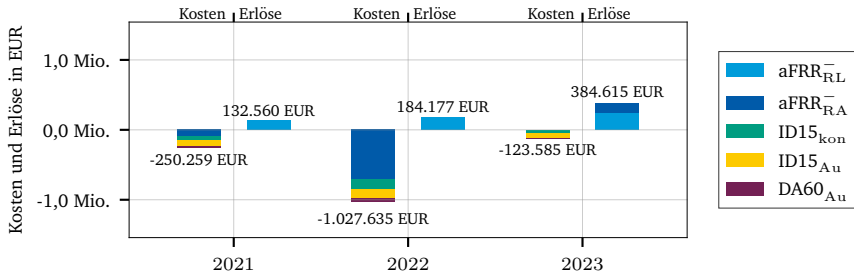


Abbildung C.5: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **UdiBu ID&F2-**.

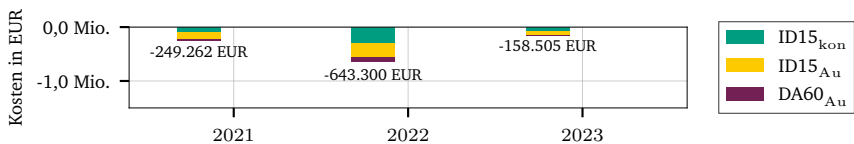


Abbildung C.6: Aufteilung der jährlichen Kosten am Strommarkt nach Produkten für das Szenario **BidiBu ID**.

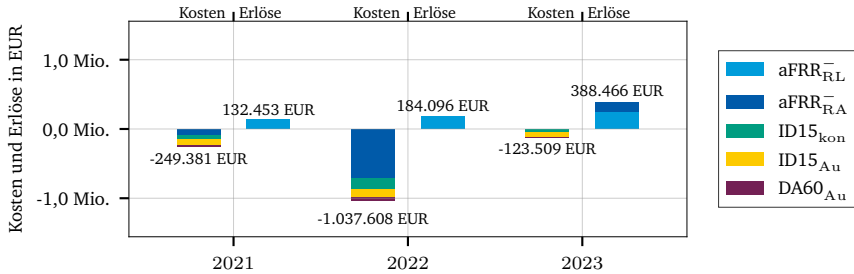


Abbildung C.7: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **BidiBu ID&F2-**.

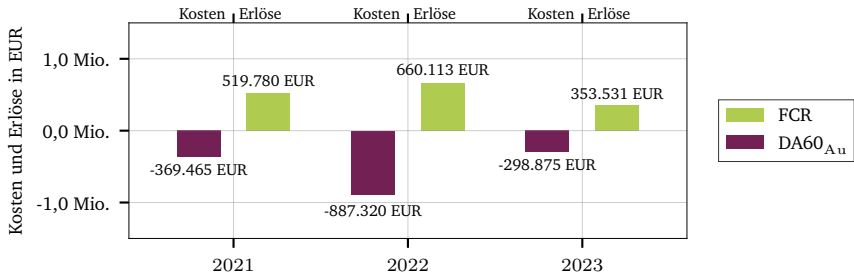


Abbildung C.8: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

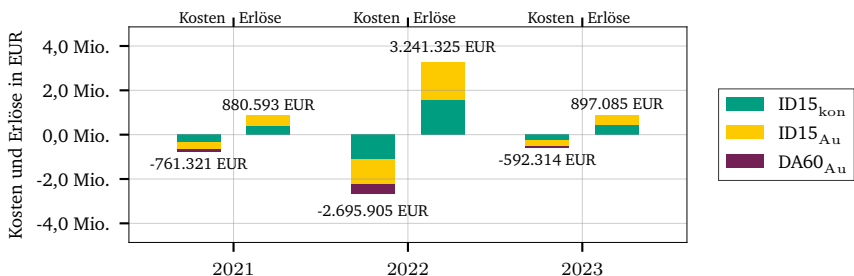


Abbildung C.9: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **BidiDe ID**.

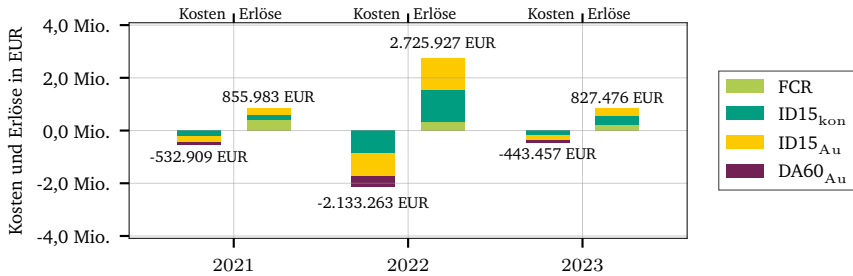


Abbildung C.10: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

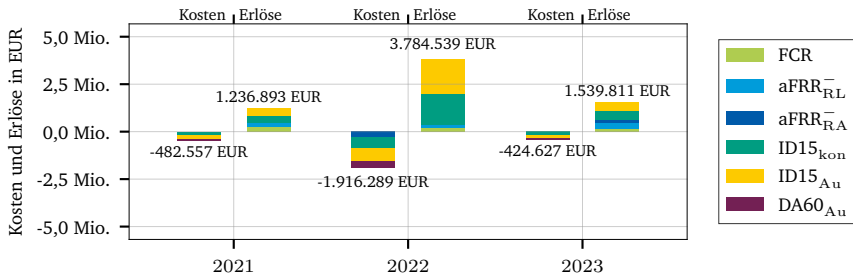


Abbildung C.11: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für Szenario **BidiDe F1&F2-**.

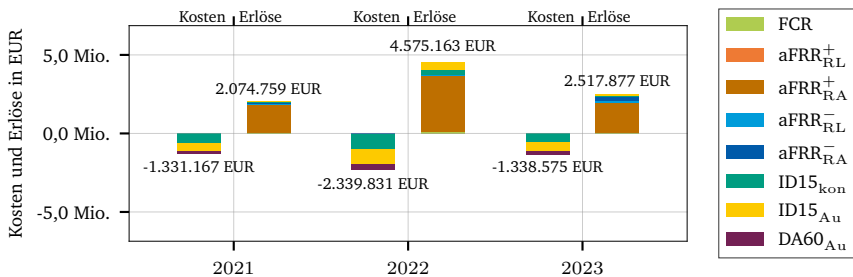


Abbildung C.12: Aufteilung der jährlichen Kosten und Erlöse am Strom- und Regelenergiemarkt nach Produkten für Szenario **BidiDe F1&F2±**.

C.1.2 Ergänzende Heatmaps des Stromhandels

Hier werden Heatmaps des Einkaufs- und Bietverhaltens einer Auswahl der untersuchten Szenarien gezeigt. Abbildungen C.13 und C.14 zeigen die zeitliche Verteilung der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2021 und 2022 für das ökonomische Referenzszenario. Für das Jahr 2023 sei auf Kapitel 6 verwiesen.

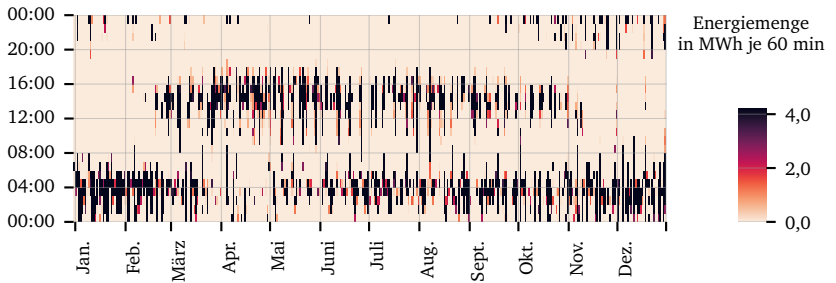


Abbildung C.13: Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.

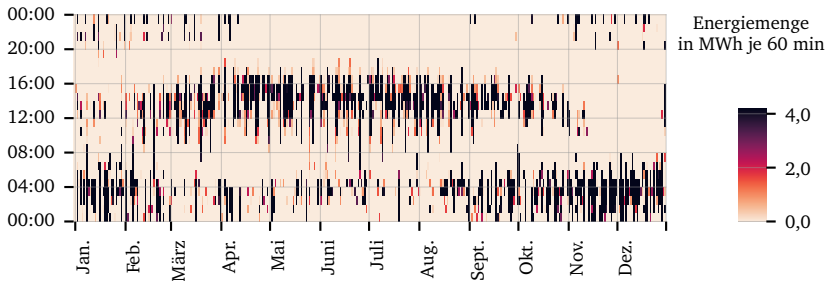


Abbildung C.14: Heatmaps der Stromeinkäufe am DA-Markt im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das ökonomische Referenzszenario.

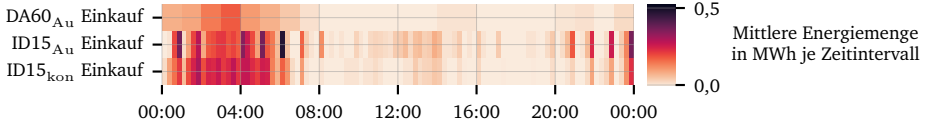


Abbildung C.15: Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID**.

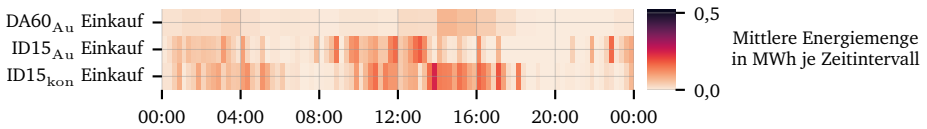


Abbildung C.16: Tages-Heatmaps der Stromeinkäufe am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID&F2-**.

Abbildung C.17 zeigt den Stromhandel für Szenario **BidiDe DA&F1**. Damit vierstündige Blöcke für FCR frei bleiben wird am DA-Markt meist nur im ersten und vierten vierstündigen Block Strom eingekauft.

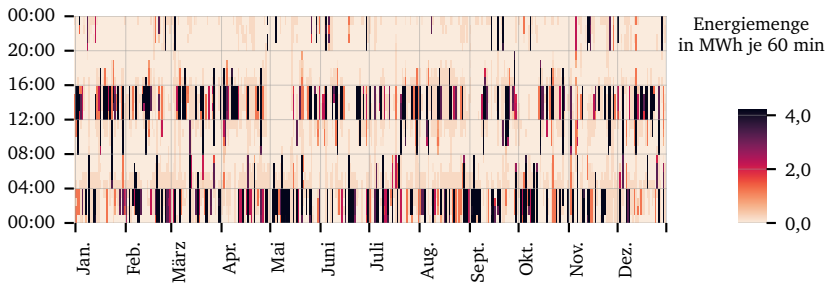


Abbildung C.17: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

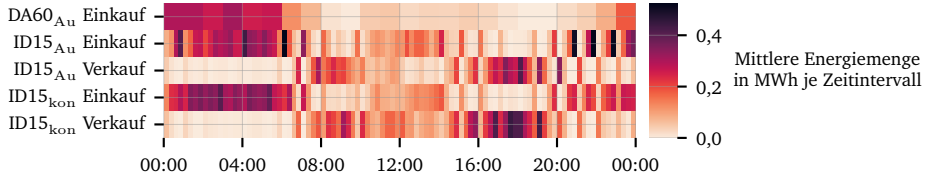


Abbildung C.18: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID**.

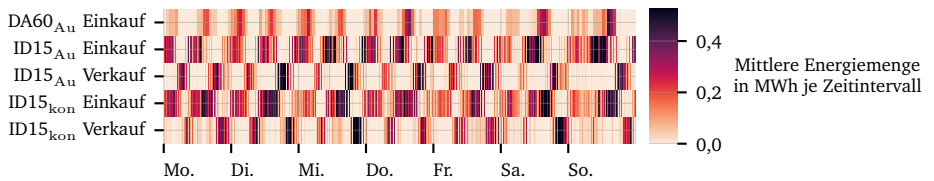


Abbildung C.19: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

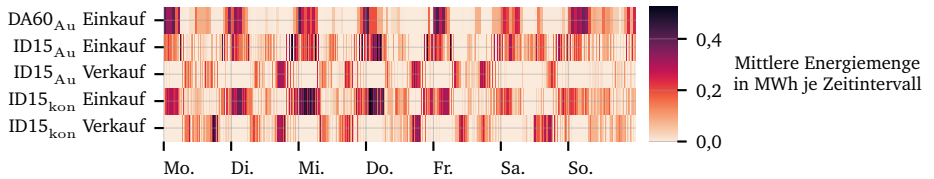


Abbildung C.20: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

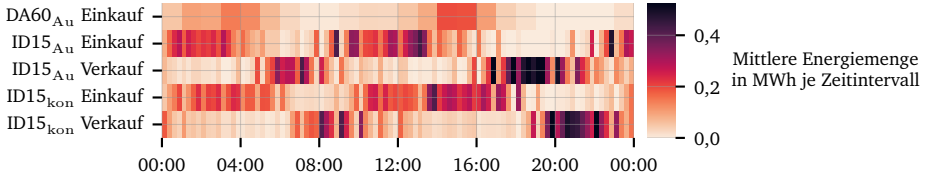


Abbildung C.21: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2-**.

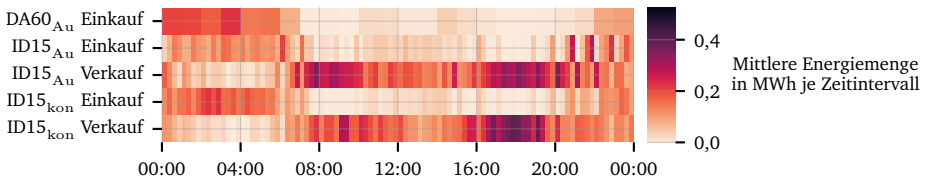


Abbildung C.22: Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2-**.

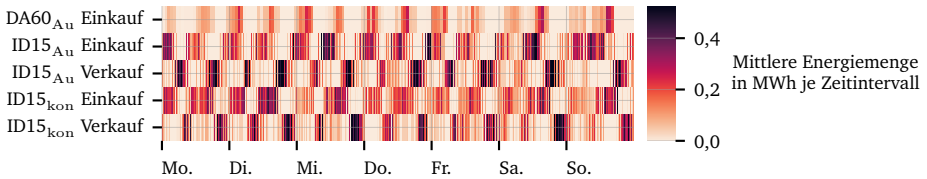


Abbildung C.23: Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2-**.

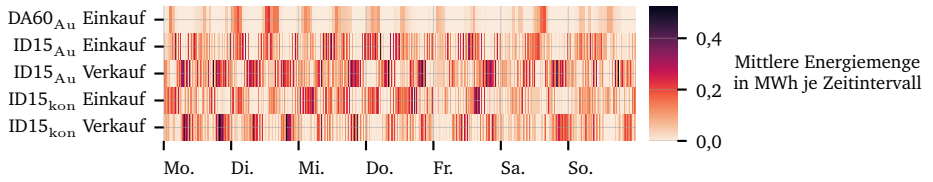


Abbildung C.24: Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2023 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

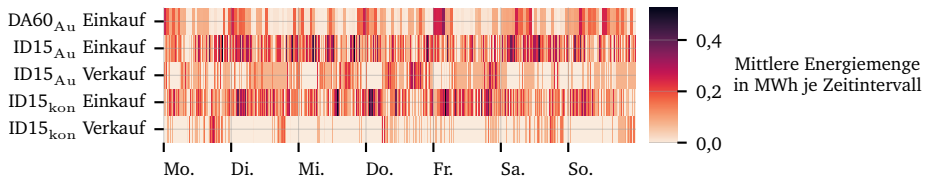


Abbildung C.25: Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]**.

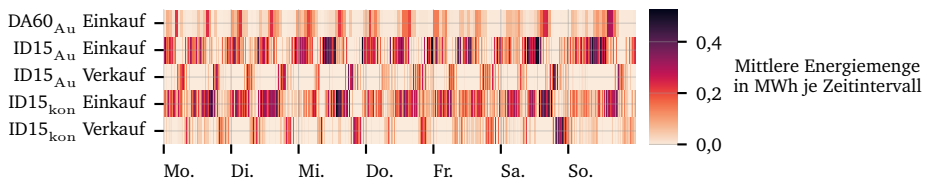


Abbildung C.26: Wochen-Heatmaps des Ein- und Verkaufsverhaltens am Strommarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2[±]**.

C.1.3 Ergänzende Heatmaps zur Aktivität am Regelenergiemarkt

Hier wird eine grafische Übersicht der Aktivitäten am Regelenergiemarkt für eine Auswahl der untersuchten Szenarien gegeben.

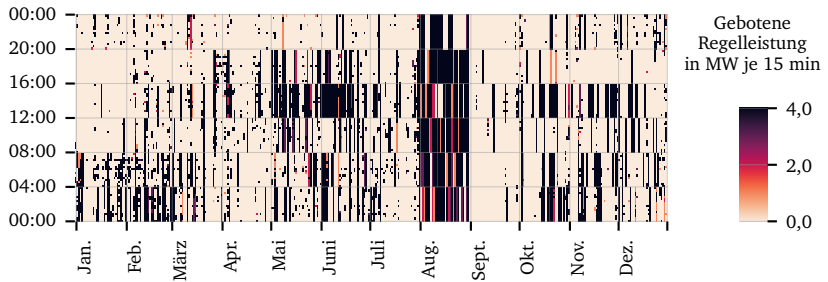


Abbildung C.27: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

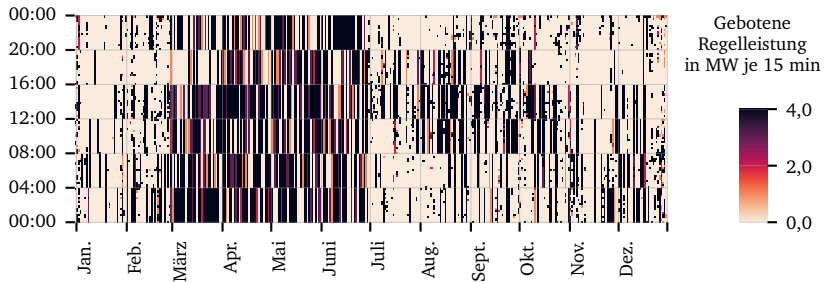


Abbildung C.28: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

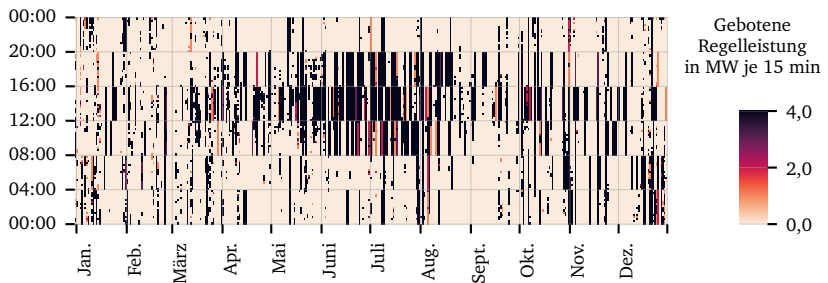


Abbildung C.29: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **UdiBu ID&F2⁻**.

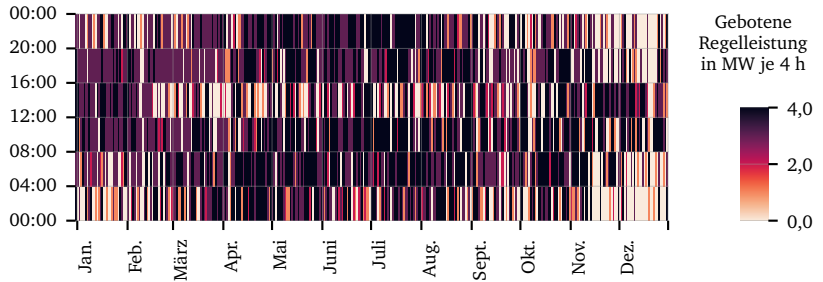


Abbildung C.30: Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

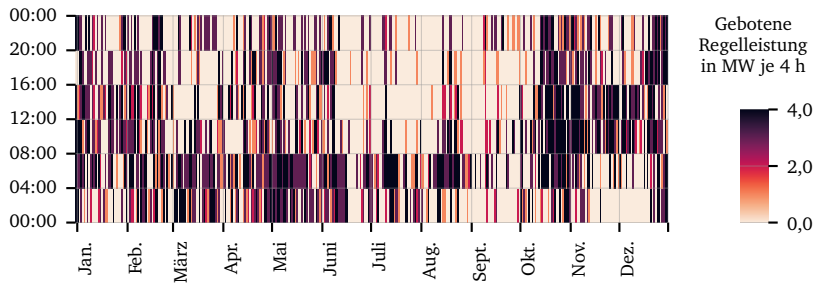


Abbildung C.31: Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

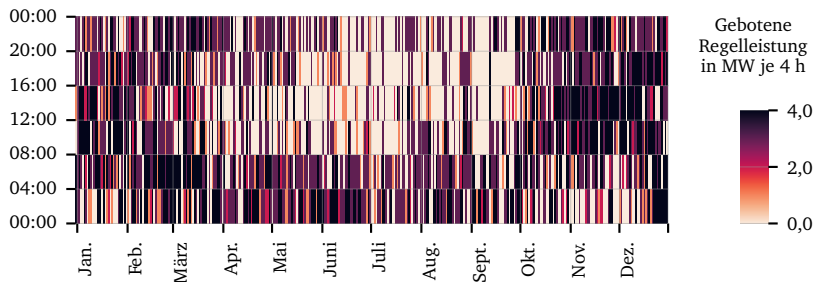


Abbildung C.32: Heatmap der gebotenen FCR im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

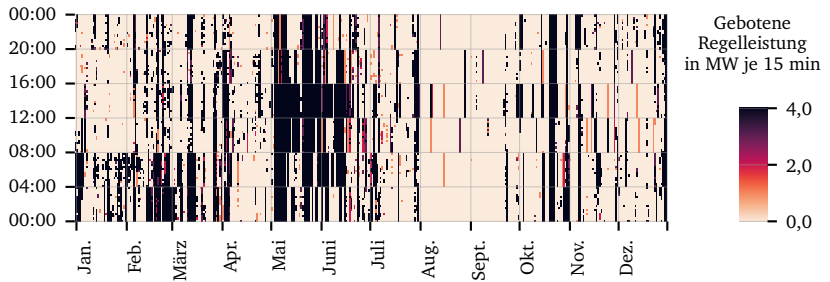


Abbildung C.33: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2021 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe F1&F2**.

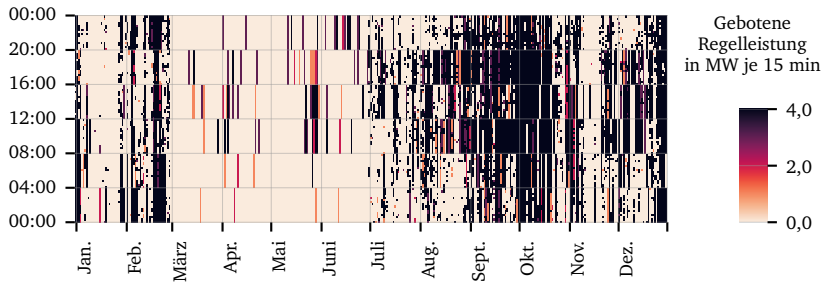


Abbildung C.34: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2022 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe F1&F2**.

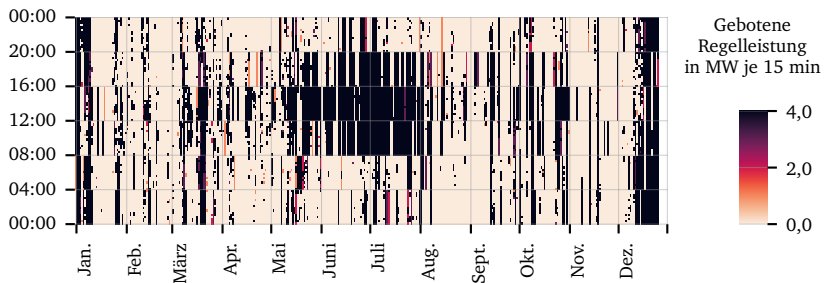


Abbildung C.35: Heatmap der gebotenen negativen aFRR Regelarbeit im Jahr 2023 in Abhängigkeit des Tages und der Tageszeit für das Szenario **BidiDe F1&F2**.

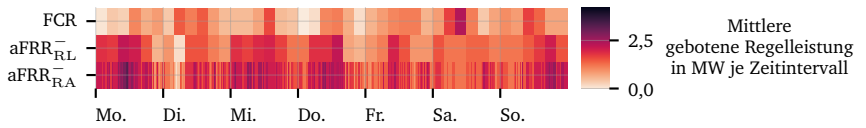


Abbildung C.36: Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regulenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

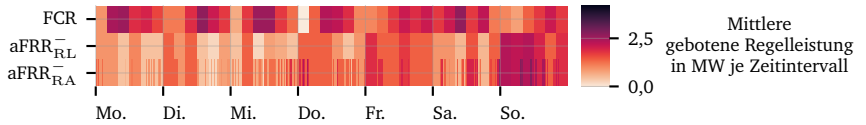


Abbildung C.37: Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regulenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

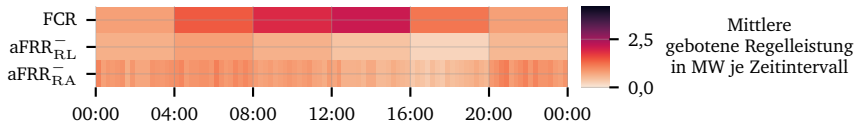


Abbildung C.38: Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2021 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

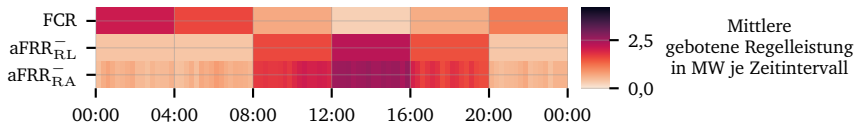


Abbildung C.39: Tages-Heatmaps der gebotenen FCR und negativer aFRR Regelleistung und Regelarbeit für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

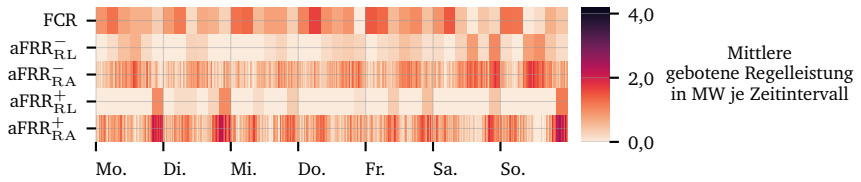


Abbildung C.40: Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regulenergiemarkt für Sommermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2 \pm** .

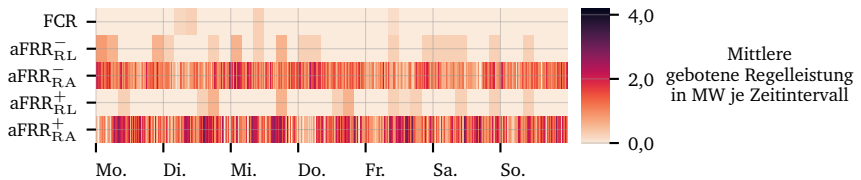


Abbildung C.41: Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regulenergiemarkt für Wintermonate im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe F1&F2 \pm** .

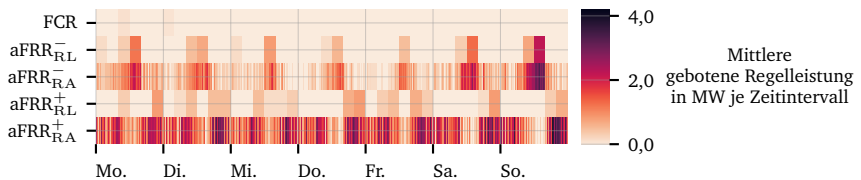


Abbildung C.42: Wochen-Heatmaps des Bietverhaltens am Regulenergiemarkt für Sommermonate im Jahr 2023 für das Szenario **BidiDe F1&F2 \pm** .

C.2 Ergänzungen zu Ladezuständen, Äquivalenten Vollzyklen und Zyklusamplituden

In diesem Abschnitt werden Charakteristiken der Speicherzustände anhand grafischer Darstellungen gezeigt.

C.2.1 Verteilung der Ladezustände der Flotte

Im Folgenden wird eine grafische Übersicht der Verteilung der Ladezustände der Flotte für Wintermonate und Sommermonate gegeben.

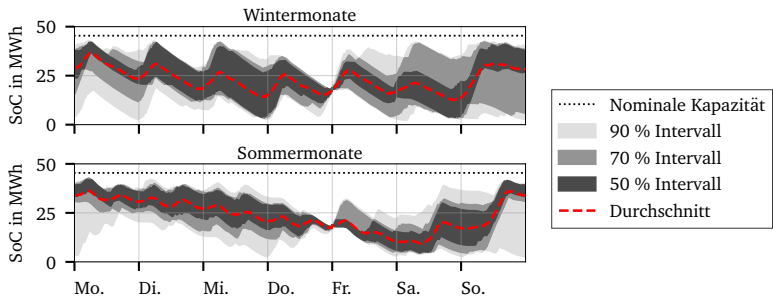


Abbildung C.43: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **UdiBu ID**.

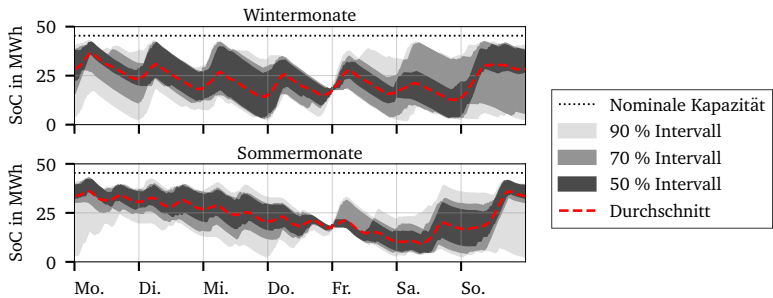


Abbildung C.44: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiBu ID**.

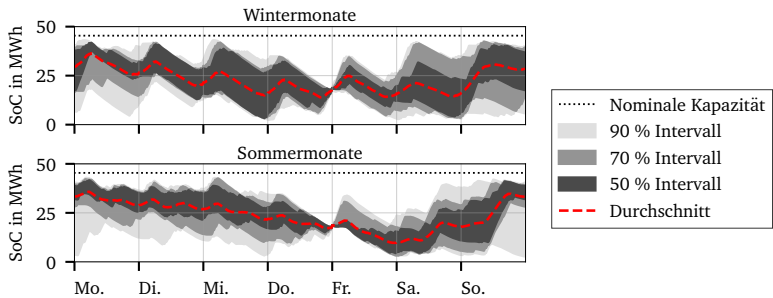


Abbildung C.45: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiBu ID&F2**.

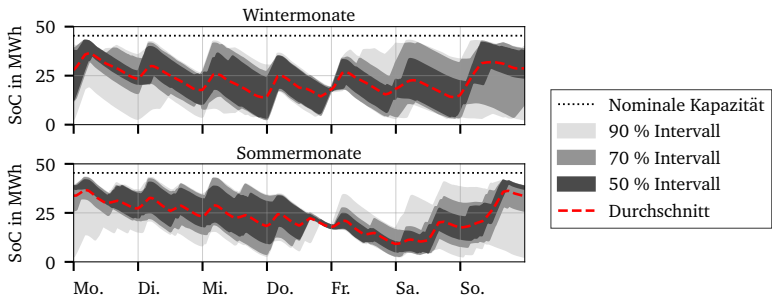


Abbildung C.46: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

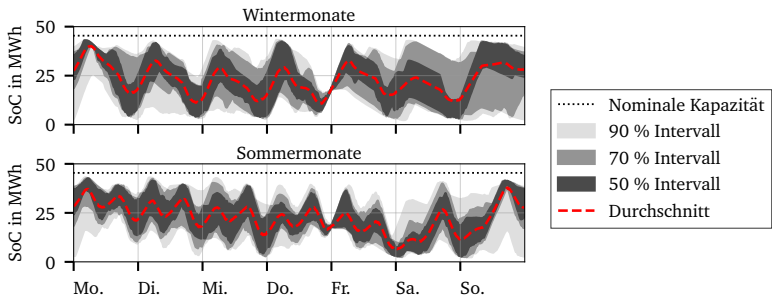


Abbildung C.47: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

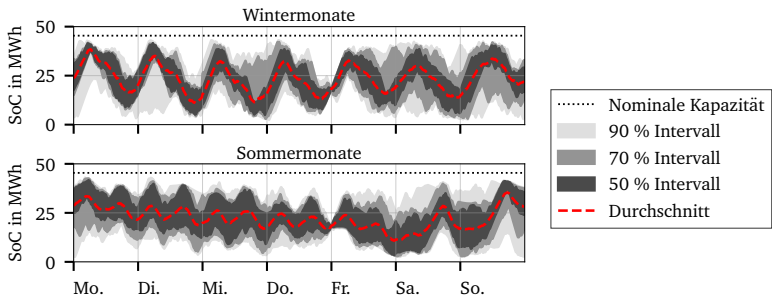


Abbildung C.48: Verteilung der Ladezustände der Flotte über eine Woche für Wintermonate (oben) und Sommermonate (unten) im Jahr 2022 für Szenario **BidiDe F1&F2 \pm** .

C.2.2 Äquivalente Vollzyklen

Hier wird eine grafische Übersicht der FEC gegeben, die sich durch die Ladestrategien ergeben. Da es nur in Szenariogruppe **BidiDe** zu einer Erhöhung der FEC kommt und Szenarien **BidiDe ID** und **BidiDe F1&F2[±]** bereits in Kapitel 6 gezeigt wurden, werden hier Szenarien **BidiDe ID&F1** und **BidiDe F1&F2⁻** gezeigt.

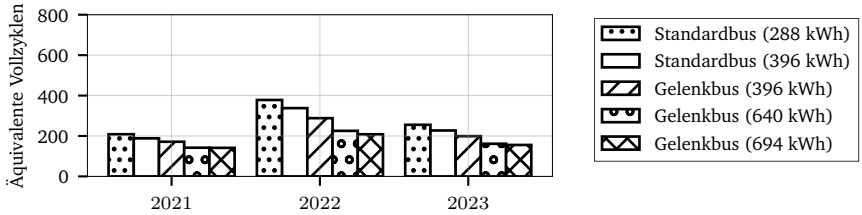


Abbildung C.49: Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

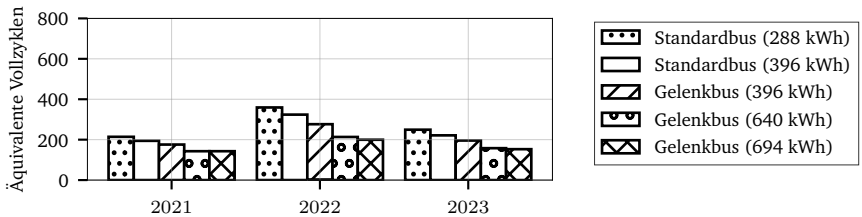


Abbildung C.50: Durchschnittliche äquivalente Vollzyklen der Elektrobusse je nach Bustyp und Jahr für das Szenario **BidiDe F1&F2⁻**.

C.2.3 Zyklusamplituden der Speicher

Hier wird eine grafische Übersicht der Zyklusamplituden der LIA gegeben, die sich durch die Ladestrategien ergeben. Das ungesteuerte Szenario, Szenario **Referenz^{EUR}** und Szenario **BidiDe F1&F2[±]** wurden bereits in Kapitel 6 gezeigt.

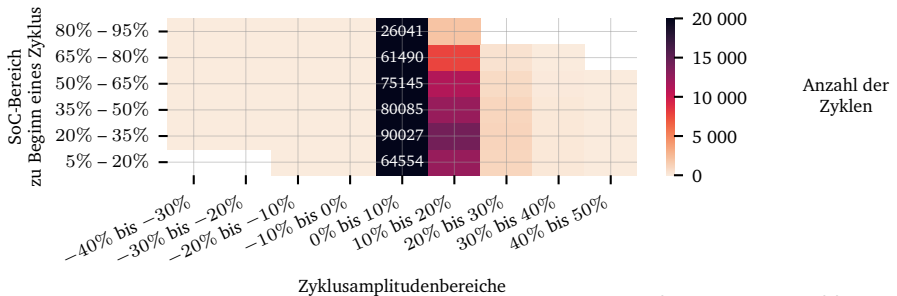


Abbildung C.51: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **Referenz^{LSK}**.

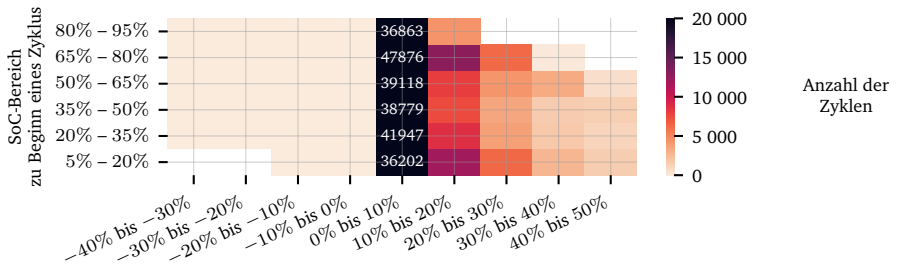


Abbildung C.52: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **Referenz^{THG}**.

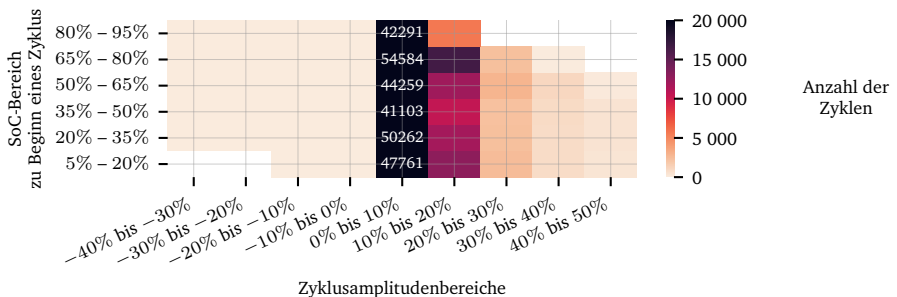


Abbildung C.53: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **UdiBu ID**.

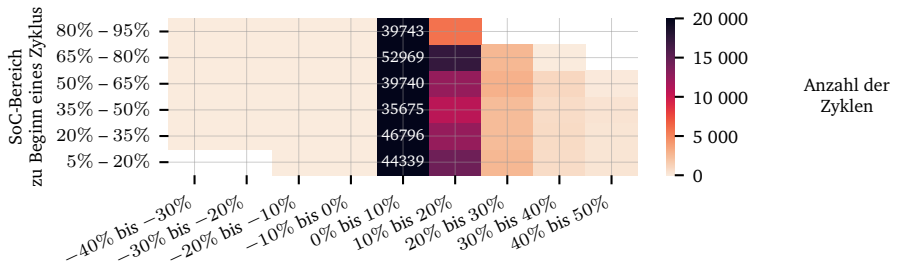


Abbildung C.54: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **UdiBu ID&F2**.

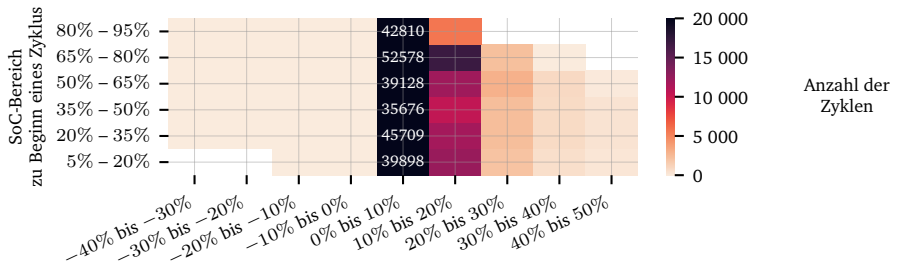


Abbildung C.55: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiBu ID**.

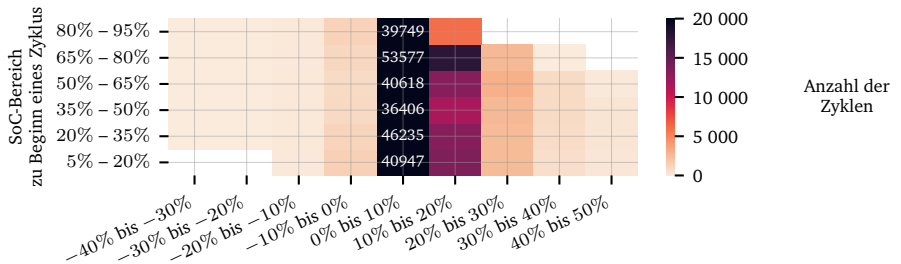


Abbildung C.56: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiBu ID&F2**.

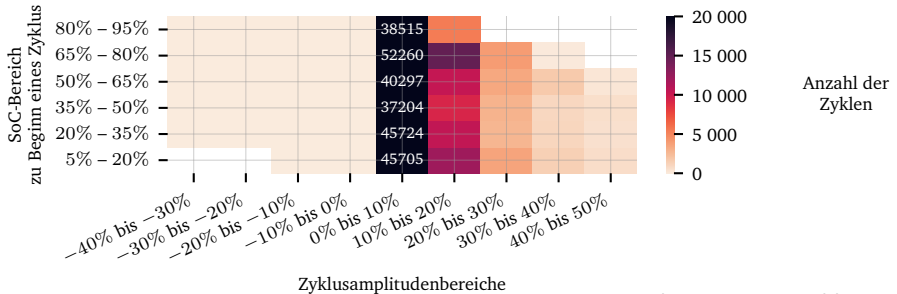


Abbildung C.57: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiDe DA&F1**.

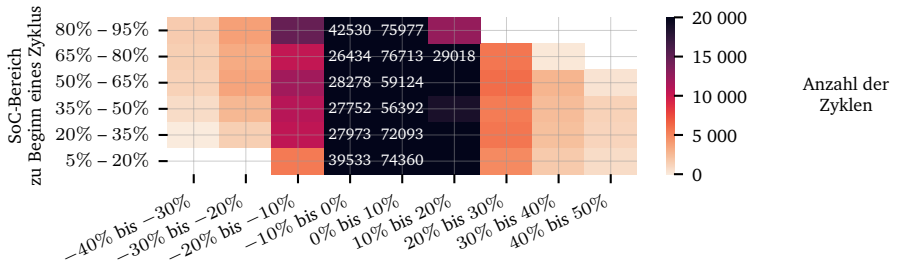


Abbildung C.58: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiDe ID**.

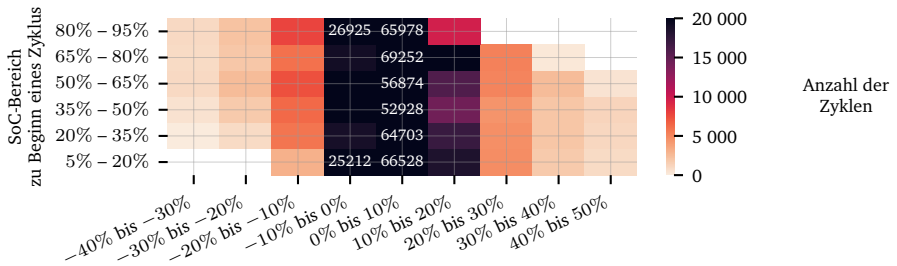


Abbildung C.59: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiDe ID&F1**.

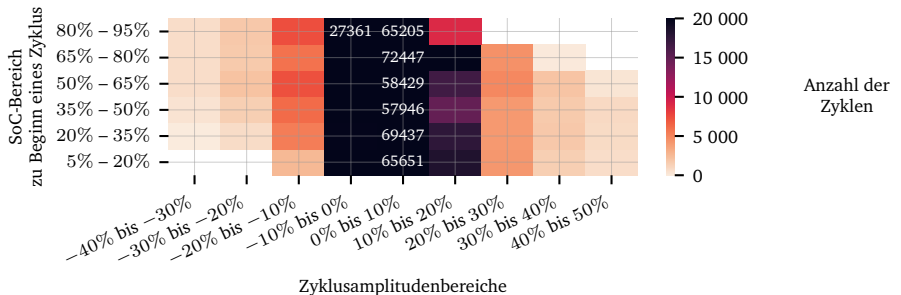


Abbildung C.60: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **BidiDe F1&F2**.

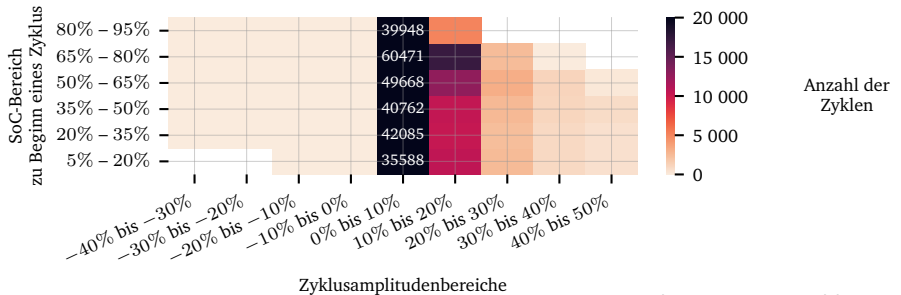


Abbildung C.61: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **Regeba DA**.

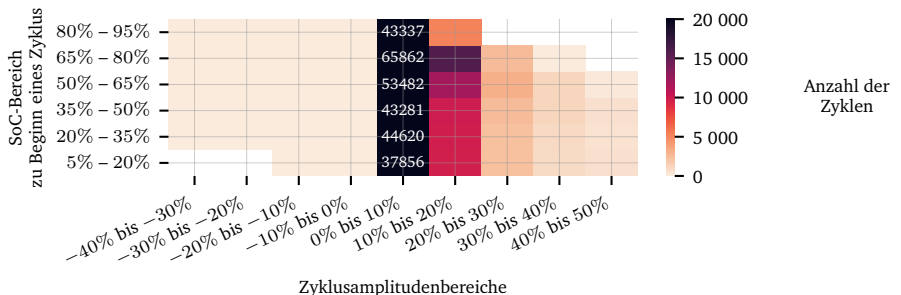


Abbildung C.62: Heatmap der Zyklusamplituden von Ladevorgängen auf dem Betriebshof für unterschiedliche Start-SoC-Bereiche für das Szenario **Regeba DA&F1**.