



BDL –

Bidirektionales Lademanagement Abschlussbericht der FfE

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

2023

BDL –

Bidirektionales Lademanagement

Abschlussbericht der FfE

Herausgeber:



Am Blütenanger 71, 80995 München

+49 (0) 89 158121-0

Mail: info@ffe.de

Web: www.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt:
BDL - Bidirektionales Lademanagement

Veröffentlicht am:

20.03.2023

Projektleitung

Mathias Müller

Timo Kern

Adrian Ostermann

Patrick Dossow

Bearbeiter:innen:

Yannic Blume (geb. Schulze)

Andreas Bruckmeier

Alexander Djamali

Michael Hinterstocker

Veronika Engwerth

Sebastian Faller

Steffen Fattler

Jeremias Hawran

Theodor Haug

Niklas Jooß

Alexander Murmann

Vincenz Regener

Janis Reinhard

Elisabeth Springmann

Christian Wendlinger

Daniela Wohlschlager

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FfE-Nummer:

BMWi-60

Projektpartner:

BMW AG (Konsortialführer)

Bayernwerk Netz GmbH

KEO GmbH

KOSTAL Industrie Elektrik GmbH

TenneT TSO GmbH

Karlsruher Institut für Technologie

Universität Passau

FfE-Verbundpartner:

Bayernwerk AG

Eon SE

IAV GmbH

illwerke vkw AG

LEW Verteilnetz GmbH LVN

rhenag Rheinische Energie AG

Solarwatt GmbH

Stadtwerke München GmbH

TransnetBW GmbH

Uniper Kraftwerke GmbH

Viessmann Climate Solutions SE

DOI:

[10.34805/ffe-08-23](https://doi.org/10.34805/ffe-08-23)

Förderkennzeichen:

01MV18004F

01MV18004C

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	I
Kurzzusammenfassung	III
1 Motivation und Zielsetzung	1
2 Use Cases.....	2
2.1 Definitionen.....	2
2.1.1 Einsatzfelder von Flexibilität.....	2
2.1.2 Exkurs Netzdienlichkeit.....	3
2.1.3 Use Cases	3
2.2 Modellierung Erlöspotenziale	5
2.2.1 Modellierung von Lade- und Entladewirkungsgraden.....	7
2.2.2 Optimierung unter begrenzter Voraussicht	8
2.2.3 Vom Use Case abhängige mathematische Formulierung.....	9
2.3 Erlöspotenziale und ihre wichtigsten Einflussfaktoren	11
2.3.1 PV-Eigenverbrauchsoptimierung.....	11
2.3.2 Zeitliche Arbitrage.....	13
2.3.3 Kombination von PV-Eigenverbrauchsoptimierung und zeitlicher Arbitrage.....	15
2.4 Profitabilität des bidirektionalen Ladens.....	16
2.4.1 Zusätzliche Kosten des bidirektionalen Ladens	16
2.4.2 Bewertung der Profitabilität.....	18
2.5 Geschäftsmodelle und Geschäftsmodellbewertung	21
2.5.1 Geschäftsmodell-Entwicklung für bidirektionales Laden.....	21
2.5.2 Bewertung von Geschäftsmodellen für bidirektionales Laden	22
3 Netzbelastungen durch bidirektionale Elektrofahrzeuge im Verteilnetz.....	24
3.1 Betrachtete Niederspannungsnetze	24
3.2 Simulationsszenario mit Hochlauf bis zum Jahr 2050	27
3.3 Modellierung der Verteilnetzbelastungen.....	29
3.4 Betrachtete Use Cases und Szenarien	31
3.5 Resultierende Gleichzeitigkeiten und Netzbelastung.....	33
3.5.1 Definition Netzüberlastung.....	34
3.5.2 Referenzszenario	34
3.5.3 Use Cases	35
4 Bidirektionale Elektrofahrzeuge aus der Sicht des Energiesystems.....	43
4.1 Methoden	43

4.1.1	Modellierung der Strommarkt-Integration.....	43
4.1.2	Modellierung der Engpassmanagement-Bereitstellung	46
4.2	Definition des Szenarios	47
4.3	Zukünftige kostenoptimale Durchdringungsraten	49
4.4	Auswirkungen auf das zukünftige Energiesystem	52
4.4.1	Mehrwerte für das Energiesystem	52
4.4.2	Gesamtsystemkosten und Strompreise	53
4.4.3	Engpassmanagement.....	54
5	Erkenntnisse aus dem BDL-Pilotbetrieb.....	57
5.1	Messkonzept und Gesamtsystemarchitektur.....	58
5.2	Auswertungen Privatkund:innen.....	59
5.2.1	Vollständigkeit.....	60
5.2.2	Messgenauigkeit.....	61
5.2.3	Allgemeine Auswertungen.....	61
5.3	Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung	65
5.4	Use Case Intraday Arbitrage.....	68
5.5	Use Case Spitzenlastkappung	73
6	Intelligente Messsysteme: Möglichkeiten und Entwicklungsbedarfe	76
6.1	Use Cases und Steuerungswege in BDL.....	76
6.1.1	Lokale Regelung	76
6.1.2	Backend.....	77
6.1.3	Netzbetreiber	77
6.2	Steuern mit dem intelligenten Messsystem.....	77
6.2.1	Steuern über den CLS-Proxy-Kanal.....	77
6.2.2	Steuern über EEBUS und das SMGW	77
6.3	Konfliktpotenzial zwischen Ladestrategien	78
6.4	Performance Analyse	79
6.4.1	Testaufbau	79
6.4.2	Durchführung der Tests	80
6.4.3	Ergebnisse.....	81
6.4.4	Bewertung	84
6.4.5	Exkurs: iMSys Performance mit mehreren SMGWs	85
6.5	Nachhaltigkeitsbewertung	85
6.5.1	Methodisches Vorgehen: Lebenszyklusbetrachtung	85
6.5.2	Ergebnisse der Ökobilanz von Ladeinfrastruktur	86
7	Handlungsempfehlungen	88

7.1	Positionspapier zum Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H)	88
7.2	Positionspapier zu den Use Cases Primärregelleistung, Engpassmanagement und lokale Netzdienstleistungen (V2G).....	89
7.3	Positionspapier zum Use Case Intraday-Handel (V2G).....	90
8	Literatur	93
9	Veröffentlichungen.....	99

Abkürzungsverzeichnis

Akronym	Definition
BCM	Bidirectional Charging Management
BDL	Bidirektionales Lademanagement
COM	Commuter (Pendler)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EFCs	Equivalent Full Cycles (Äquivalente Vollzyklen)
EFZ	Elektrofahrzeug
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESH	Elektrische Speicherheizung
GCP	Grid Connection Point (Netzanschlusspunkt)
H0	Standardlastprofil Haushalte
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Komb	Kombination
KSEM	KOSTAL Smart Energy Meter (Energiezähler)
L0	Standardlastprofil Landwirtschaftsbetriebe
NG	Netzgebiet
NVP	Netzverknüpfungspunkt
OHs	Operating Hours (Betriebsstunden)
Plim	Power Limit (Maximale Leistungsvorgabe)
PPA	Power Purchase Agreement (Stromvertrag)
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SBS	Stationärer Batteriespeicher
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway (Kommunikationseinheit)
SoC	State of Charge (Ladezustand)
SoCmin	Minimaler State of Charge (Ladezustand)
TLP	Temperaturabhängige Lastprofile

Akronym	Definition
TUM	Technische Universität München
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V1G	Unidirektionales gesteuertes Laden
V1H	Unidirektionales gesteuertes Laden im Haushaltsbereich
V2B	Vehicle-to-Business
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe

Kurzzusammenfassung

Use Cases



Identifikation, Definition und Bewertung von 14 Use Cases

Erlöspotenziale stark abhängig von Fahrzeug- & Wallbox-Parametern, der Last der Liegenschaft, Marktpreisen und dem Nutzer:innen-Verhalten

Kosten des bidirektionalen Ladens werden insbesondere durch eine Kostendegression der Wallbox zukünftig stark abnehmen.

Sowohl V2H, V2B und V2G Use Cases werden in Zukunft wirtschaftlich. Wirtschaftlichkeit von V2H (PV-Optimierung) ist am robustesten.

Netze



Elektrifizierung führt bis 2040 in 43 % der Netze zu Ausbaubedarf

Ein realistischer Anteil bidirektionaler EFZ mit unterschiedlichen Use Cases erhöht diesen Bedarf nicht.

Netzdienlicher Einsatz bzw. eine Eingriffsmöglichkeit für den VNB reduzieren den Bedarf um 21 %.

Im Falle von preislicher Optimierung resultieren sehr hohe Gleichzeitigkeiten (> 90 %) welche bei hohen Teilnahmegraden zu deutlich mehr Netzengpässen führen würden.

Energie- system



Im zukünftigen kostenoptimalen Energiesystem sind ca. 30 % der Elektrofahrzeuge bidirektional.

Bidirektionale EFZ fördern die EE-Integration. Der Einsatz als Tagesspeicher führt zu einer verbesserten Integration der PV-Energie.

Die notwendigen Kapazitäten von Gas- bzw. H₂-Kraftwerken sowie stationären Batteriespeichern sinken deutlich.

Dies führt zu deutlich niedrigeren Gesamtkosten des europäischen Energiesystems.

Hohe EFZ- und Flexibilitätsverfügbarkeit sind Grundlage für bidirektionale Use Cases.

Kund:innen sollten daher motiviert werden ihr EFZ regelmäßig und lange anzustecken sowie einen niedrigen Ziel-SoC einzustellen.

Kund:innen sparten im Durchschnitt 7,5 % ihrer Stromkosten mit dem PV Use Case ein.

Der Gesamtwirkungsgrad im Intraday Use Case betrug etwa 80 % und ist damit vergleichbar mit einem Pumpspeicherkraftwerk. Aufgrund der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung ist der Intraday Use Case jedoch noch unwirtschaftlich.

Pilot-
betrieb



iMSys



Die Kommunikation über das Smart-Meter-Gateway ermöglicht die Übersetzung in den EEBUS-Standard inkl. integrierter Nachweisführung.

Im Laboraufbau wurde für die Übermittlung von Leistungsvorgaben eine Zuverlässigkeit von 98 % ermittelt.

Der Prozess, vom Versand einer Leistungsvorgabe durch den Netzbetreiber über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur bis zur Wallbox dauert durchschnittlich 51 Sekunden (über 2.000 Tests).

Regulatorik



Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Business Use Cases weisen kaum regulatorische Hemmnisse auf. Im Positionspapier identifizierte Hürden, wie die EEG-Umlage, wurden bereits teilweise beseitigt.

Bei Vehicle-to-Grid Use Cases gibt es regulatorischen Handlungsbedarf, beispielsweise bei der Etablierung stimmiger Mess- und Steuerungskonzepte und der gesamthaften Befreiung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten.

1 Motivation und Zielsetzung

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors ist eine wesentliche Maßnahme zur Erreichung der Emissionsminderungsziele in Deutschland. Zum Ende des Jahres 2022 waren erstmals mehr als eine Million rein elektrische Fahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs /DIW-01 23/. Bis zum Jahr 2030 soll laut den Plänen der Bundesregierung die Zahl der Elektrofahrzeuge (EFZ) in Deutschland auf 15 Millionen steigen /KOA-01 21/. Hierbei stellt sich die Frage, wie diese Elektrofahrzeuge (EFZ) in das Energiesystem integriert werden können und welche Anforderungen dies an die Stromnetze stellt.

Zukünftig können EFZ nicht nur geladen, sondern auch wieder entladen und somit als Zwischenspeicher genutzt werden. Dieses sogenannte bidirektionale Laden eröffnet eine Vielzahl von Möglichkeiten, die mobilen Speicher zu nutzen. Gerade die in den letzten Jahren stark angestiegene Batteriekapazität der EFZ, welche bei Oberklassewagen oftmals 100 kWh überschreitet, in Kombination mit der durchschnittlichen Nutzungweise, ergeben ein sehr großes erschließbares Speicherpotenzial. Typischerweise sind Fahrzeuge im Durchschnitt nur 46 Minuten pro Tag in Bewegung und stehen somit 96 % der Zeit /BMVI-01 17/. Die mittleren Strecken je Tag liegen je nach Wohnort zwischen 22 (Metropole) und 37 km (ländlicher Raum) /BMVI-01 17/. Somit wird im Mittel nur ein geringer Anteil der Batterie für die täglichen Fahrten benötigt.

Im Rahmen dieses Projektes "Bidirektionales Lademanagement - BDL" haben die Projektpartner aus der Automobilbranche, der Energiewirtschaft und der Wissenschaft nutzerfreundliche, technische Lösungen für rückspeisefähige EFZ entwickelt. Hierbei bedarf es eines intelligenten Zusammenspiels von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Stromnetzen und Energiesystem. Rückspeisefähige Elektrofahrzeuge können netzdienlich eingesetzt werden, indem sie die Integration von Energie aus erneuerbaren Quellen ins öffentliche Stromnetz optimieren und es gleichzeitig stabilisieren. Hierzu wird im BDL-Projekt die Leistung und Speicherkapazität der EFZ in verschiedenen Anwendungsfällen (Use Cases) genutzt. Für die Käufer des Elektrofahrzeuges erhöht sich so die Attraktivität, indem die Energiekosten oder Netzentgelte - z. B. durch Reduktion der Spitzenlast - verringert werden. Zusätzlich können perspektivisch Erlöse durch eine Vermarktung von Flexibilität an den Strommärkten erzielt werden. Neben den Modellierungen der Erlös möglichkeiten erfolgten auch detaillierte Betrachtungen der Rückwirkungen auf das Energiesystem und die Stromnetze. Zudem wurden ausgewählte Anwendungsfälle in einem Pilotbetrieb mit über 50 EFZ getestet.

Die Aktualität und Relevanz des Themas wird auch dadurch unterstrichen, dass das Wirtschaftsministerium im Herbst 2022 einen Förderaufruf mit einem Volumen von 80 Millionen Euro mit einem Förderschwerpunkt „Bidirektionale Flottenkraftwerke“ veröffentlicht hat. Das im Jahr 2019 gestartete BDL-Projekt und die damit entwickelten Lösungen sind daher als Vorreiter im Bereich der Forschung rund um das Thema der bidirektionalen Ladetechnologie und ihrer Integration in das Energiesystem anzusehen.

2 Use Cases

Zu Beginn werden die Use Cases bzw. Anwendungsfälle, welche im BDL-Projekt untersucht wurden, beschrieben. Zunächst werden die einzelnen Use Cases definiert und gruppiert. Anschließend werden die modellierten Erlöspotenziale, deren Einflussfaktoren und Geschäftsmodelle für das bidirektionale Laden analysiert.

Die Abschnitte 2.2 bis 2.4 sind der eingereichten, noch nicht veröffentlichten Dissertation von Timo Kern entnommen /KERN-02 22/, die im Rahmen des BDL-Projektes entstanden ist. Dafür wurden die englischen Texte der Dissertation ins Deutsche übersetzt. Die Abschnitte 2.2 bis 2.4 fokussieren sich auf die Modellierung der Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung und den zeitlichen Arbitragehandel. In einer weiteren Veröffentlichung /FFE-73 21/ wurden ebenso die mathematische Formulierung des Use Cases Spitzenlastkappung aufgestellt und die wichtigsten Einflussfaktoren des Use Cases diskutiert.

2.1 Definitionen

Die untersuchten Use Cases im Projekt Bidirektionales Lademanagement (BDL) definieren verschiedene Anwendungsfälle des gesteuerten Be- und Entladens von Elektrofahrzeugen. Mit Hilfe der Use Cases kann das Verhalten eines Systems aus Anwendersicht und orientiert an Kundenbedarfen beschrieben und untersucht werden. Im Rahmen von Workshops wurden in Zusammenarbeit mit über 40 Expert:innen 14 Use Cases identifiziert. Diese stellen sowohl markt- und netz- als auch systemdienliche Einsatzfelder dar. Im Folgenden werden zunächst die Einsatzfelder von Flexibilität beschrieben und der Begriff der Netzdienlichkeit definiert. Im Anschluss wird auf die einzelnen Use Cases eingegangen.

2.1.1 Einsatzfelder von Flexibilität

Der Einsatz von Flexibilität im Energiesystem lässt sich in folgende drei Einsatzfelder unterteilen: markt-, system- und netzdienlich. Eine trennscharfe Abgrenzung der Einsatzfelder, insbesondere der letzten beiden, ist häufig nicht möglich. /KIT-04 19/

Die Nutzung von Flexibilität zur Optimierung der Energiebeschaffungskosten bzw. zum Erzielen von Gewinnen durch Kauf und Verkauf von Energie zu unterschiedlichen Preisen bezeichnet man als **marktdienliche Flexibilität**. Unterschiedliche Handelsplätze und verschiedene Akteure können an der Vermarktung beteiligt sein. Das Ausnutzen von zeitlich unterschiedlichen Strompreisen (zeitliche Arbitrage) oder Stromtarifen (tarifoptimiertes Laden/Entladen) ohne Rückspeisung ins Netz sind mögliche Use Cases.

Systemdienliche Flexibilität stellt die Nutzung von Flexibilität zur Sicherung der Systemstabilität dar. Nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind die Übertragungsnetzbetreiber hierzu verpflichtet und daher die Hauptakteure. Sowohl die Frequenz- als auch die Spannungshaltung sowie die Betriebsführung und der Versorgungswiederaufbau (Primärregelleistung und Blindleistungsbereitstellung) sind hier betroffen. Zudem sind nach § 14 EnWG auch Verteilnetzbetreiber zum Einspeisemanagement verpflichtet, weshalb es zu den Aufgaben der Betriebsführung gehört.

Die Nutzung der Flexibilität durch Netzbetreiber zur Vermeidung kritischer Netzzustände bzw. zur Behebung von Netzengpässen, z. B. einer überlasteten Leitung, wird als **netzdienliche Flexibilität** bezeichnet. Insbesondere zur Engpassbehebung ist der Wirkort bzw. der Anschlusspunkt der Flexibilität entscheidend, da nur eine Flexibilität hinter einem Engpass diesen lösen kann.

2.1.2 Exkurs Netzdienlichkeit

Grundsätzlich gilt, dass ein Flexibilitätseinsatz nur dann als netzdienlich bezeichnet werden kann, wenn er in keinem anderen Netz zu einem Engpass führt. Die Netzkosten eignen sich hierbei als Bezugsgröße, da diese sowohl die Kosten zur Reduktion von Engpässen und für den Netzausbau als auch die Betriebsführung beinhalten. Da der Begriff der Netzdienlichkeit keiner eindeutigen Auslegung unterliegt und zahlreiche Parameter hiervon betroffen sind, wird dieser hier nach /FFE-07 21/ definiert:

„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen, Netzkosten [...] zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden. Hierzu ist je nach Netzsituation ein kontextabhängiges Verhalten notwendig. Ferner darf kein zusätzlicher Netzausbau in derselben bzw. anderen Netzebenen verursacht werden. Generell muss die Anlage netzverträglich sein.“

Der Einsatz der Flexibilität im Sinne der Netzdienlichkeit lässt sich in drei Kategorien einteilen: Vergleichmäßigung der Netzlast, präventive und kurative Engpassbehebung. Preisliche Anreize können die Vergleichmäßigung der Netzlast fördern. Dies können bspw. Leistungspreise für die Jahreshöchstlast gemäß § 17 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung sein, die Kunden mit registrierender Lastgangmessung zu zahlen haben /FFE-118 20/. Bei der präventiven Netzengpassbehebung soll der Flexibilitätseinsatz für prognostizierte Engpässe durch Prognosen der Netzauslastung und daraus abgeleiteten monetären Anreizen vermieden werden. Variable Netzentgelte, die entsprechend der prognostizierten Auslastung angepasst werden (siehe Use Case Variable Netzentgelte), stellen ein Beispiel für die Ausgestaltung dar /BNETZA-103 15/. Bei der dritten Form des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes, der kurativen Netzengpassbehebung, wird die Flexibilität verwendet, um entstandene Netzengpässe zu beheben. Vorab kontrahierte Flexibilität wird hierfür vom Verteilnetzbetreiber abgerufen. Das Modell der Spitzenglättung kann hier als Beispiel für eine mögliche Umsetzung genannt werden. Hierbei kann der Verteilnetzbetreiber die Leistung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen reduzieren /BET-02 18/.

2.1.3 Use Cases

In Abbildung 2-1 ist eine Übersicht der im Projekt BDL betrachteten Use Cases dargestellt.

Erlösart	Use Case	Kunden-gruppe	Regelung	Ausarbeitung im Projekt
V2H	Eigenverbrauchserhöhung		Lokal	Kundenumsetzung
	Tarifoptimiertes Laden/Entladen		Lokal	Labor
V2B	Spitzenlastkappung		Zentral	Kundenumsetzung
	Flottenmanagement		Lokal	Labor
V2G	Zeitliche Arbitrage (Intraday)		Zentral	Kundenumsetzung
	Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)		Zentral	Labor
	Primärregelleistung		Lokal	Labor
	Lokale Netzdienstleistung		Zentral	Labor
	Redispatch		Zentral	Labor/ Kundenumsetzung
	Blindleistungsbereitstellung		Zentral	Labor
© FfE	„Echter“ Grünstrom (CO ₂ Laden)		Zentral	Simulation/Konzept
	Notstromversorgung		Lokal	Simulation/Konzept
	Powerbox		Lokal	Simulation/Konzept

Zu Hause/SLP-Kunde
 Gewerbe/ RLM-Kunde
 Netz/Markt/System

Abbildung 2-1: Übersicht der Use Cases unterteilt nach Erlösart, relevanter Kundengruppe, Ort der Regelung und Einsatzfeld nach /FFE-11 20/

Die Use Cases können anhand der Erlösorte Vehicle-to-Grid (V2G), Vehicle-to-Home (V2H) und Vehicle-to-Business (V2B) kategorisiert werden. Im Falle von V2H und V2B werden die Einsparungen bzw. Erlöse direkt ohne weitere Verträge oder Handelsbeziehungen durch Veränderung des Lastgangs erzielt. In den V2G Use Cases werden die Einsparungen oder Erlöse durch weitere Akteure, wie beispielsweise Aggregatoren, an die Fahrzeugbesitzer als Gegenleistung zur Flexibilitätsbereitstellung weitergegeben.

Bezüglich der Kundengruppen wird zwischen Privat- und Gewerbekunden unterschieden. Diese unterscheiden sich durch die entsprechende Netzentgeltsystematik. Für Gewerbekunden mit RLM, die ab einem Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh verpflichtend ist, berechnen sich die Netzentgelte zusätzlich zum Arbeits- auch aus einem Leistungspreis für die maximal bezogene Spitzenlast /EWI-02 19/.

Des Weiteren gibt es verschiedene Regelungsorte. Unterschieden wird zwischen einer lokalen Regelung und einer zentralen Steuerung/Regelung. Bei der lokalen Regelung findet am Hausanschluss eine Nulllastregelung statt, wie z. B. bei der PV-Eigenverbrauchserhöhung. Die zentrale Steuerung oder Regelung, z. B. bei der zeitlichen Arbitrage, wird über ein Backend realisiert.

Vehicle-to-Home (V2H)

Im Use Case **Eigenverbrauchserhöhung** ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z. B. durch eine PV-Anlage) bzw. die Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der EFZ-Fahrzeubatterie und Versorgung des Haushalts aus der Batterie des bidirektionalen EFZ das Ziel. Durch die Zwischenspeicherung und zusätzliche Nutzung des günstigen selbsterzeugten Stroms wird teurer Netzbezug vermieden.

Der Use Case **tarifoptimiertes Laden/Entladen** betrachtet die Ausnutzung von zeitlich variablen Stromtarifen durch Laden zu Zeitpunkten mit niedrigen Strompreisen und Entladen der Fahrzeubatterie zur Versorgung des Haushalts zu Zeiten mit hohen Strompreisen. Dieser Use Case ist sehr ähnlich zum Use Case der Eigenverbrauchserhöhung. Ziel ist die günstigere Energiebereitstellung durch Verschiebung des Energiebezugs in Niedertarifzeiten und die Versorgung der Haushaltslast in Hochtarifzeiten.

Vehicle-to-Business (V2B)

Der Use Case **Spitzenlastkappung** betrachtet die Senkung der Lastspitze an einem (Unternehmens-)Standort mit registrierender Leistungsmessung (RLM) durch gesteuertes Laden/Entladen von bidirektionalen Fahrzeugen. Das Elektrofahrzeug wird zu Zeiten mit geringer Last geladen und in Zeiten der höchsten Lastspitze entladen. Ziel ist es, die maximale Last (im Mittel über eine Viertelstunde) im Abrechnungszeitraum (Monat/Jahr) zu senken. Als Erlösquelle fungiert ein reduzierter Leistungspreis, der für die maximale Leistung je Kilowattstunde berechnet wird.

Im Use Case **Flottenmanagement** wird durch eine Optimierung der Flottenladung der maximale Netzbezug reduziert. Im Bedarfsfall speisen Fahrzeuge Energie zurück, um das Laden höher priorisierter Fahrzeuge zu ermöglichen, ohne die maximale Bezugsleistung zu überschreiten. Dieser Use Case ist sehr ähnlich zum Use Case der Spitzenlastkappung. Erlösquellen können ein reduzierter Leistungspreis, der für die maximale Leistung je Kilowattstunde berechnet wird, sowie geringere Investitionskosten für den Netzanschluss sein.

Vehicle-to-Grid (V2G)

Zur Darstellung der **zeitlichen Arbitrage** am **Intraday**-Market erfolgt Aggregation und Vermarktung der Lade- und Entladeflexibilität von bidirektionalen Fahrzeugen am Intraday-Markt. Das Elektrofahrzeug wird zu Zeitpunkten mit günstigen Preisen geladen und zu Zeiten mit hohen Preisen entladen. Hierdurch entsteht ein Arbitrage-Geschäft. Die Preisdifferenz generiert die Erlöse. Die Aggregation und Vermarktung der Lade- und Entladekapazität von Elektrofahrzeugen kann auch am **Day-Ahead**-Market durchgeführt werden, wodurch in diesem Markt ein Arbitrage-Geschäft möglich ist. Auch hier wird zu Zeitpunkten mit günstigen Preisen geladen und zu Zeiten mit hohen Preisen entladen, wodurch Erlöse generiert werden können.

In einem weiteren Use Case wird die Bereitstellung von **Primärregelleistung** durch einen aggregierten bidirektionalen Fahrzeugpool dargestellt. Die Wallboxen messen dezentral (perspektivisch regionale Messung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)) die Netzfrequenz und speisen bei zu niedriger Netzfrequenz Energie zurück bzw. laden bei zu hoher Netzfrequenz. Ziel ist die Stützung des Stromnetzes durch den Ausgleich der Frequenzschwankungen durch gesteuertes Laden/Entladen. Die Vergütung der Regelleistungserbringung erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Im Use Case der **lokalen Netzdienstleistungen** wird die Bereitstellung von lokaler Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber (ggf. Übertragungsnetzbetreiber) zur Behebung von Netzengpässen betrachtet. Die bidirektionalen Fahrzeuge laden/entladen basierend auf einem Signal des Netzbetreibers oder per Abruf eines Aggregators. Die Vergütung der Flexibilitätserbringung erfolgt durch den Netzbetreiber, wofür verschiedene Vergütungsmodelle denkbar sind.

Die Bereitstellung von regionaler Flexibilität für die Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber zur Behebung von regionalen Netzengpässen im Übertragungs-/Verteilnetz wird im Use Case **Redispatch** betrachtet. Hierzu laden bidirektionale Fahrzeuge vor dem Engpass und entladen hinter dem Engpass, um die Gesamtbilanz nicht zu verändern. Die Vergütung der Anpassung der Lade-/Entladeleistung erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Im Use Case der **Blindleistungsbereitstellung** erfolgt die Bereitstellung von Blindleistung in einer definierten Netzregion durch die Wallbox. Die benötigte Blindleistung wird vom Netzbetreiber vorgegeben. Die Blindleistung ist auch ohne angesteckte, bidirektionale Fahrzeuge nur durch die Wallbox durchgehend bereitstellbar. Ziel ist es, durch die Bereitstellung von Blindleistung die Spannungsqualität zu verbessern. Perspektivisch könnte hier ein Markt entstehen, auf dem Blindleistung direkt vergütet wird.

Im Use Case „**Echter“ Grünstrom** (CO_2 -optimiertes Laden) werden die bidirektionalen Fahrzeuge in Zeiten mit geringen spezifischen CO_2 -Emissionen im Netzgebiet geladen und speisen in Zeiten mit hohen spezifischen CO_2 -Emissionen Energie zurück. Ziel ist die Ladung und Zwischenspeicherung CO_2 -armer Energie zur späteren Verwendung.

Use Cases ohne Netzbezug

Im Use Case der **Notstromversorgung** versorgt das bidirektionale Elektrofahrzeug im Falle eines Stromausfalls einen Haushalt oder ein Inselnetz. Die Umschaltung auf den Inselbetrieb erfolgt entweder manuell oder vollautomatisch. Hierdurch kann die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Auch die Verwendung des Elektroautos als *Powerbox* zur mobilen Stromversorgung wurde in einem Use Case betrachtet. Das bidirektionale Elektrofahrzeug versorgt Verbraucher ohne Anschluss an das Stromnetz direkt über Wechselstrom. Ein Beispiel wäre die Nutzung des Fahrzeugs beim Camping. Dieser Zusatznutzen kann die Attraktivität von Elektrofahrzeugen steigern.

2.2 Modellierung Erlöspotenziale

Für die detaillierte Bewertung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen aus Sicht der Nutzer wurde die Modellumgebung eFlame mit dem Optimierungsmodul ResOpt entwickelt. Die Modellumgebung eFlame ermöglicht eine variable Szenarienerstellung für verschiedene Anwendungsfälle von bidirektionalen Elektrofahrzeugen oder anderen Flexibilitäten, wie stationären Batteriespeichern (SBS). In ResOpt wird das mathematische Optimierungsproblem in Abhängigkeit von der in eFlame vorgenommenen Parametrierung formuliert. Das Optimierungsproblem kann als lineare Programmierung oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung formuliert werden. ResOpt ist ein Modul, das auch in andere Modelle integriert ist, wie z. B. in das Verteilnetzmodell GridSim der FfE München /FFE-33 22/.

Abbildung 2-2 zeigt die Struktur von eFlame einschließlich ResOpt mit den wichtigsten Entscheidungs- und Inputvariablen. In die auf Matlab basierende Modellumgebung eFlame können verschiedenste Parameter aus der FfE-Datenbank importiert werden, um Szenarien zu erstellen, die an ResOpt übergeben werden. Die variable Szenariodefinition in eFlame erlaubt die Berechnung zahlreicher Sensitivitäten, wodurch die wichtigsten Einflussfaktoren von Use Cases ermittelt werden können. Für jedes erstellte Szenario wird das Elektrofahrzeug mit drei verschiedenen Ladestrategien modelliert:

- Ungesteuertes Laden: Das Elektrofahrzeug wird direkt nach der Ankunft an einer Ladestation aufgeladen.
- Gesteuertes Laden: Das Elektrofahrzeug kann den Ladevorgang an einem Ladeort innerhalb seiner Flexibilitätsgrenzen verschieben.
- Bidirektionales Laden: Das Elektrofahrzeug kann im Rahmen seiner Flexibilität jederzeit an einer Ladestation laden und entladen.

Anhand der Stromkosten lassen sich die Erlöse eines bidirektionalen oder gesteuert geladenen Elektrofahrzeugs im Vergleich zu einem ungesteuert geladenen Elektrofahrzeug ermitteln.

Abhängig von den in einem Use Case modellierten Flexibilitäten führt ResOpt verschiedene Entscheidungsvariablen ein: Laden des Elektrofahrzeugs $P_{EV,c}$, Entladen des Elektrofahrzeugs $P_{EV,d}$, potenzielle Standby-Verluste des Elektrofahrzeugs sowie der Wallbox $P_{EV,l,s}$, Laden $P_{SBS,c}$ und Entladen $P_{SBS,d}$ von stationären Batteriespeichern (SBS), PV-Abregelung $P_{PV,curt}$, Wärmepumpenbedarf (WP) $P_{WP,el}$, Strombezug aus dem Netz $P_{GCP,in}$ und Stromrückspeisung ins Netz $P_{GCP,out}$ am Netzzanschlusspunkt (englisch: Grid Connection Point GCP). Für die kombinierte Modellierung von V2H und V2G Use Cases werden die Entscheidungsvariablen $P_{GCP,in,v2g}$ und $P_{GCP,out,v2g}$ integriert. Ein fixer thermischer $P_{HH,th}$ und elektrischer $P_{HH,el}$ Haushaltsbedarf, ein elektrischer Industriebedarf $P_{Ind,el}$ sowie eine fixe PV-Erzeugung P_{PV} dienen als Input. Für die Modellierung des Handels auf konsekutiven Spotmärkten werden die Entscheidungsvariablen $P_{EV,cou,buy}$ und $P_{EV,cou,sell}$ eingeführt, die Gegengeschäfte am Spotmarkt darstellen. Eine genauere Beschreibung von eFlame und dem integrierten Modell ResOpt findet sich in /FFE-116 20/ und /KER-01 21/.

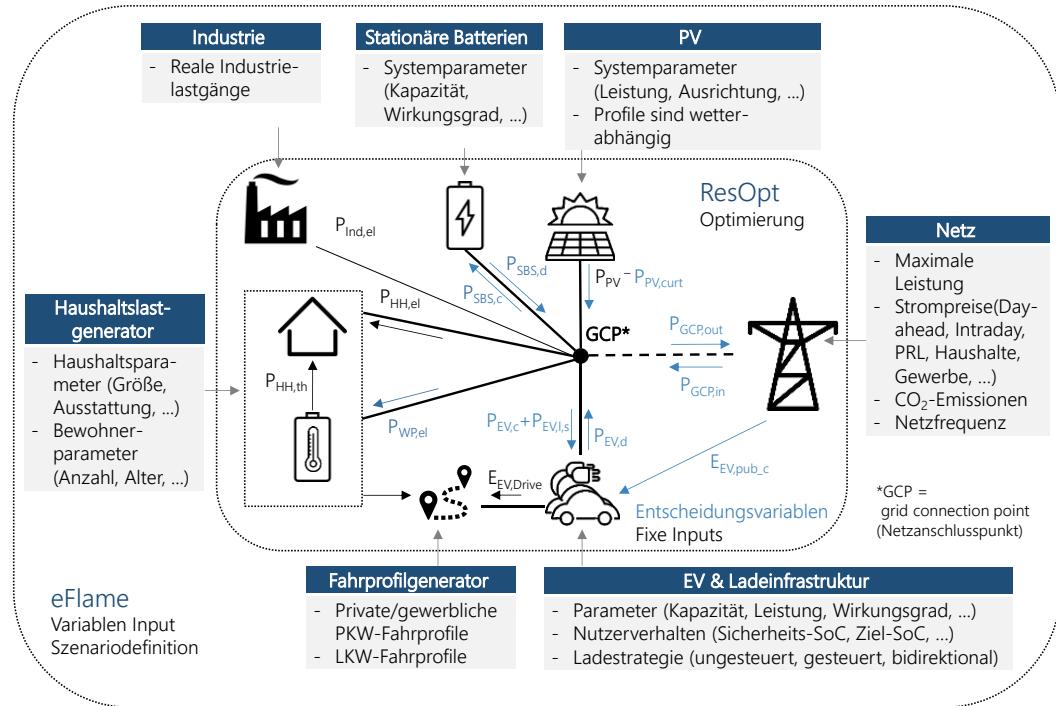


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung von eFlame und ResOpt für die Bewertung von Use Cases bidirektionaler EFZ basierend auf /KER-01 21/

Die Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitragehandel sowie eine kombinierte Modellierung dieser Use Cases haben aufgrund ihrer grundlegend unterschiedlichen Funktionalität unterschiedliche Modellierungsanforderungen. Die Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2 gehen auf die Besonderheiten bei der Modellierung der Use Cases ein, woraufhin die grundlegende mathematische Formulierung in Abschnitt 2.2.3 beschrieben wird.

2.2.1 Modellierung von Lade- und Entladewirkungsgraden

Ein sehr wichtiger Aspekt ist die unterschiedliche Modellierung des Lade- und Entladewirkungsgrades, da dies die Komplexität der Optimierung erheblich beeinflusst. /KER-01 21/ zeigt, dass die Leistungsverluste eines Wechselrichters aus einem konstanten Eigenverbrauch, Spannungsverlusten an Dioden und Transistoren, die proportional zur Ausgangsleistung sind, und quadratischen, leistungsabhängigen Verlusten durch ohmsche Verlustwiderstände bestehen. Abbildung 2-3 (a) zeigt den Vergleich zwischen dem realen Ladewirkungsgrad und verschiedenen, modellierten Ladewirkungsgraden in einer linearen Programmierung. Die Modellierung eines festen Ladewirkungsgrades (Linie ‚fix‘, rot) führt zu proportionalen Verlusten zur AC-Ladeleistung steigenden Ladeverlusten. Ein Vergleich mit den realen Verlusten (gelbe Linie) zeigt, dass die Verluste stark unterschätzt werden, insbesondere bei kleinen Ladeleistungen. Die Modellierung der Ladeverluste als lineare Funktion („Intervall 1“, hellblau) oder als stückweise lineare Funktion („Intervall 2“, dunkelblau) führt zu einer wesentlich besseren Darstellung der realen Verluste. Die Modellierung führt zu einer gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung mit höherer Komplexität, da in beiden Fällen konstante Verluste in Abhängigkeit von der booleschen Betriebsvariable (Betrieb oder Nichtbetrieb) enthalten sind /KER-01 21/.

Da sich die realen Verluste während des Ladens und Entladens von den modellierten Verlusten mit einem festen Wirkungsgrad unterscheiden, insbesondere bei niedrigen Leistungen, ist die typische Lade- und Entladeleistung eines Use Cases wichtig für die Wahl des Modellierungsansatzes. Zu diesem Zweck klassifiziert Abbildung 2-3 (b) die Lade- und Entladeleistungen der EFZ für den Use Case der PV-Eigenverbrauchsoptimierung, indem es die Jahresdauerlinie der Residuallast von fünf verschiedenen mittleren Haushalten aus /KER-01 21/ mit einem jährlichen Strombedarf von 3.800 kWh und einer 5,5 kWp PV-Anlage zeigt. Die Residuallast für den Haushalt ergibt sich in diesem Fall aus der Last abzüglich der PV-Erzeugung. Für diese beispielhaften mittleren Haushalte liegt die absolute Residuallast in 85 % der Zeit unter 2 kW. Aufgrund dieser zahlreichen Zeitpunkte mit geringer Leistung am Hausanschlusspunkt würde eine lineare Modellierung zu einer starken Unterschätzung der Verluste führen. Nach /KER-01 21/ sind die Erlöse für V2H bei linearer Modellierung um 30 % höher als bei gemischt-ganzzahliger linearer Modellierung.

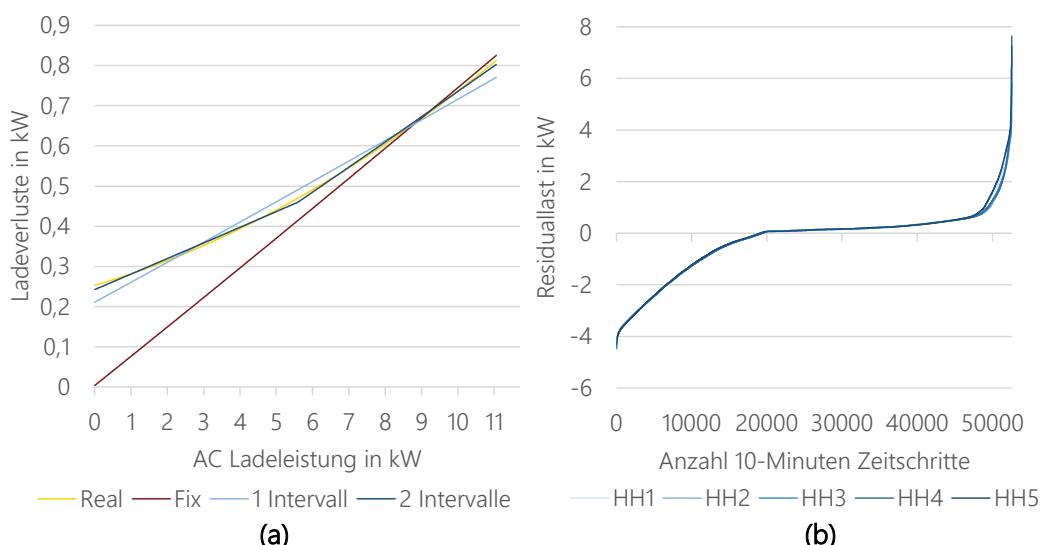


Abbildung 2-3: (a): Vergleich der realen und modellierten Ladeverluste in Abhängigkeit von der AC-Ladeleistung;
(b): Jahresdauerlinie der Residuallast von fünf Haushalten (HH1 bis HH5)

Im Gegensatz dazu sind bei der ausschließlichen Vermarktung von Elektrofahrzeugen auf dem Strommarkt in /FFE-116 20/ die Lade- und Entladeleistungen normalerweise hoch. Unter der Voraussetzung, dass die Preisspannen zwischen verkauftem und eingekauftem Strom ausreichend sind, werden die Elektrofahrzeuge mit voller Leistung in den Grenzen ihrer Flexibilität laden und entladen. Darüber hinaus erfolgt die Vermarktung im Strommarkt über einen Pool von EFZ, in dem die EFZ intelligent gesteuert werden, so dass nur hohe Lade- und Entladeleistungen für ein einzelnes Elektrofahrzeug abgerufen werden. Aus diesem Grund ist die Modellierung des Use Cases Arbitragehandel mit festen Lade- und Entladewirkungsgraden valide und liefert zuverlässige Ergebnisse.

2.2.2 Optimierung unter begrenzter Voraussicht

Die Teilnahme an den europäischen Strommärkten kann den Day-Ahead-Handel, den Handel in der Intraday-Auktion und den anschließenden kontinuierlichen Intraday-Handel umfassen. In Deutschland müssen die Gebote für den Day-Ahead-Handel bis 12 Uhr abgegeben werden /EPEX- 07 18/. Für die deutsche Intraday-Auktion müssen die Gebote bis 15 Uhr abgegeben werden /EPEX- 07 18/. Danach beginnt der kontinuierliche Intraday-Handel. Die Modellierung der fortlaufenden Vermarktung auf Spotmärkten mit realen Handelszeiten führt zu der Anforderung, das Modell als rollierendes Optimierungsmodell zu formulieren.

In /FFE-116 20/ wird das entwickelte rollierende Optimierungsmodell vorgestellt. Bei jedem Optimierungsschritt wird der Startpunkt des Optimierungszeitraums drei Stunden nach vorne gesetzt. Es wird eine begrenzte Prognose von zwei bis drei Tagen modelliert. Abbildung 2-4 zeigt, dass je nach Startzeitpunkt des Optimierungszeitraums unterschiedliche Preise durch den Day-Ahead- und Intraday-Markt gesetzt werden. Für den Startzeitpunkt um 12 Uhr werden z. B. für die ersten 12 Stunden Preise aus dem kontinuierlichen Intraday-Handel gesetzt, für den Folgetag (d+1) Preise aus dem Day-Ahead-Markt und für einen weiteren Folgetag (d+2) eine Day-Ahead-Preisprognose.

Durch die aufeinanderfolgenden Optimierungsläufe für einen identischen Zeitraum ergeben sich Möglichkeiten von Countertrades in den verschiedenen Märkten. Gekaufte oder verkaufte Energie auf dem Day-Ahead-Markt kann in der Intraday-Auktion oder im kontinuierlichen Intraday-Handel durch Countertrades kompensiert werden, so dass letztlich keine physikalische Erbringung notwendig wird. Eine genauere Beschreibung der konsekutiven rollierenden Optimierung findet sich in /FFE-116 20/.

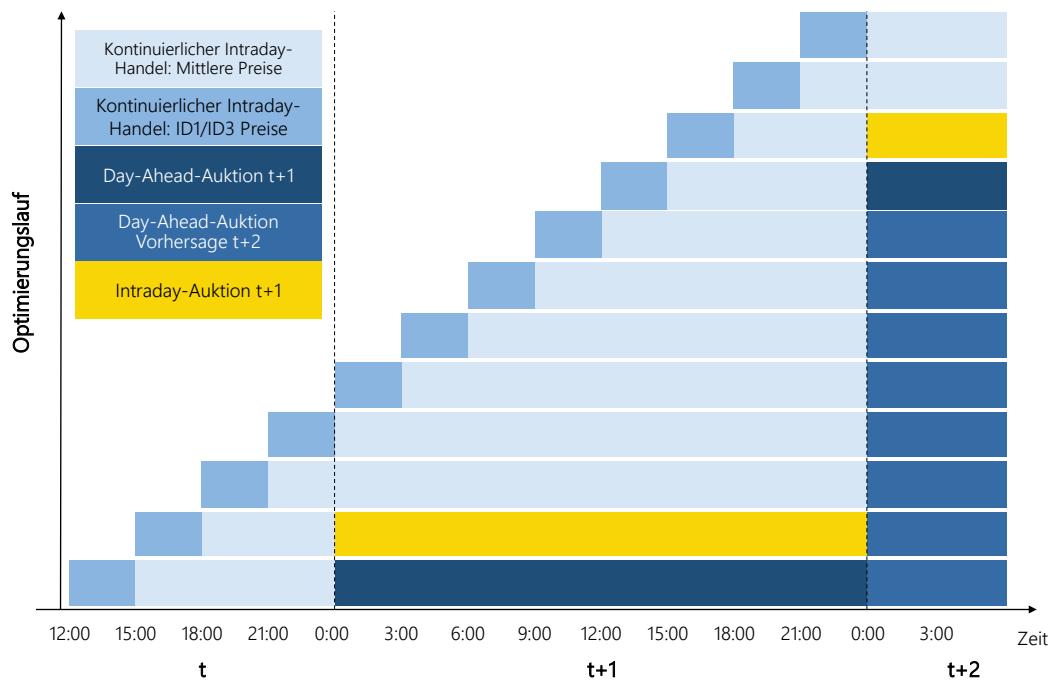


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung der rollierenden Optimierungsläufe mit begrenzter Voraussicht unterschiedlicher Marktpreise nach /FFE-116 20/

Für die Modellierung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung wird eine perfekte Prognose für ein ganzes Jahr angesetzt. Da es für einen Zeitraum keine aufeinanderfolgenden Aktionen wie z. B. Countertrades in verschiedenen Strommärkten gibt und die Prognose für die PV-Einspeisung im Allgemeinen gut ist, stellt die vereinfachte perfekte Vorausschau einen hinreichend guten Ansatz dar/KER-01 21/.

2.2.3 Vom Use Case abhängige mathematische Formulierung

In den Publikationen /FFE-116 20/ und /KER-01 21/ wird die mathematische Formulierung für den Arbitragehandel mit konsekutiven Spotmärkten /FFE-116 20/ und für die PV-Eigenverbrauchsoptimierung /KER-01 21/ vorgestellt. Des Weiteren wird in /KER-01 21/ die Modellierung der Kombination aus PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitragehandel erläutert. In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Randbedingungen sowie die Zielfunktionen der verschiedenen Use Cases verglichen. Für eine detailliertere Herleitung der Gleichungen können /FFE-116 20/ und /KER-01 21/ herangezogen werden.

Gleichungen (2-1), (2-2) und (2-3) zeigen die verschiedenen Zielfunktionen des vom Use Case abhängigen Optimierungsproblems. Die Variablen $p_{el,buy}$, $p_{el,buy,v2g}$, $p_{el,sell}$ und $p_{el,sell,v2g}$ beziehen sich auf Strommarktpreise, Haushaltspreise oder Einspeisevergütungen. Diese Preise werden mit der Leistung am Netzanschlusspunkt $P_{GCP,in}$, $P_{GCP,out}$, $P_{GCP,in,v2g}$, und $P_{GCP,out,v2g}$ oder, im Falle von V2G, mit der Leistung der EFZ $P_{EV,c}$, $P_{EV,d}$, $P_{EV,cou,buy}$, und $P_{EV,cou,sell}$ multipliziert. Die Minimierung erfolgt über alle Zeitschritte t einer Periode T . Gleichung (2-1) beschreibt die Minimierung der Haushaltsstromkosten $p_{el,buy}(t) \cdot P_{GCP,in}(t) \cdot \Delta t$ abzüglich der Einspeisevergütung von PV-Strom $p_{el,sell}(t) \cdot P_{GCP,out}(t) \cdot \Delta t$ für die PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H). Unabhängig von der Stromnachfrage der Haushalte minimiert Gleichung (2-2) die Kosten für den Einkauf von Strom für die EFZ $p_{el,buy}(t) \cdot (P_{EV,c}(t) + P_{EV,cou,buy}) \cdot \Delta t$ bei gleichzeitiger Maximierung der Erlöse aus verkauftem Strom $p_{el,sell}(t) \cdot (P_{EV,d}(t) + P_{EV,cou,sell}) \cdot \Delta t$. Dabei werden die Gegengeschäfte $P_{EV,cou,buy}$ und $P_{EV,cou,sell}$ in aufeinanderfolgenden Spotmärkten (V2G) berücksichtigt. Für die Kombination von V2H und V2G (Komb) fasst Gleichung (2-3) diese Optimierungen aus Komplexitätsgründen ohne Berücksichtigung von Gegengeschäften zusammen. In Gleichung (2-3) werden die V2G-Preise $p_{el,buy}$ und $p_{el,sell}$ auf $p_{el,buy,v2g}$ und $p_{el,sell,v2g}$ übertragen, um eine andere Preisbildung für den Arbitragehandel als für die Haushalte zu ermöglichen. Die Lade- und Entladeleistungen von V2G $P_{EV,c}$ und $P_{EV,d}$ werden übertragen auf $P_{GCP,in,v2g}$ und $P_{GCP,out,v2g}$, um die Stromflüsse für V2G von den Stromflüssen der Haushalte zu differenzieren. Da sich die Preise in den Gleichungen (2-1) bis (2-3) auf Energien beziehen, werden alle Leistungsgrößen mit dem entsprechenden Zeitrahmen Δt multipliziert.

$$\text{V2H} \quad \min \left(\sum_{t=1}^T [p_{el,buy}(t) \cdot P_{GCP,in}(t) \cdot \Delta t - p_{el,sell}(t) \cdot P_{GCP,out}(t) \cdot \Delta t] \right) \quad (2-1)$$

$$\begin{aligned} \text{V2G} \quad & \min \left(\sum_{t=1}^T [p_{el,buy}(t) \cdot (P_{EV,c}(t) + P_{EV,cou,buy}) \cdot \Delta t \right. \\ & \quad \left. - p_{el,sell}(t) \cdot (P_{EV,d}(t) + P_{EV,cou,sell}) \cdot \Delta t] \right) \end{aligned} \quad (2-2)$$

Ziel-
funk-
tionen

$$\begin{aligned} \text{Komb} \quad & \min \left(\sum_{t=1}^T [p_{el,buy}(t) \cdot P_{GCP,in}(t) \cdot \Delta t - p_{el,sell}(t) \cdot P_{GCP,out}(t) \cdot \Delta t \right. \\ & \quad + p_{el,buy,v2g}(t) \cdot P_{GCP,in,v2g}(t) \cdot \Delta t \\ & \quad \left. - p_{el,sell,v2g}(t) \cdot P_{GCP,out,v2g}(t) \cdot \Delta t] \right) \end{aligned} \quad (2-3)$$

Gleichungen (2-4), (2-5) und (2-6) schränken die Leistungsflüsse am Netzanschlusspunkt ein. Gleichung (2-4) umfasst die Leistungsflüsse aller modellierten Anlagen eines Haushalts für V2H. Gleichung (2-5) bezieht sich auf den Arbitragehandel und beschränkt die Leistungsflüsse der EFZ auf die Leistungsflüsse des Netzanschlusspunkts. Standby-Verluste des EFZs und der Wallbox $P_{EV,l,s}$ werden in /FFE-116 20/ für V2G vernachlässigt, da die Betriebsstunden deutlich höher sind als bei V2H. Aus regulatorischen Gründen wurde hier zunächst ein separater Netzanschlusspunkt für das Elektrofahrzeug modelliert /FFE-116 20/. Gleichung (2-6) kombiniert V2H und V2G, indem ergänzend zu Gleichung (2-4) eine separate modellierte Leistungseinspeisung $P_{GCP,in,v2g}(t)$ und -auspeisung $P_{GCP,out,v2g}(t)$ für den Use Case V2G eingeführt wird.

$$\begin{aligned} \text{V2H} \quad P_{GCP,in}(t) - P_{GCP,out}(t) &= P_{HH,el}(t) + P_{WP,el}(t) - P_{PV}(t) \\ &+ P_{PV,curt}(t) + P_{SBS,c}(t) - P_{SBS,d}(t) + P_{EV,c}(t) - P_{EV,d}(t) \\ &+ P_{EV,l,s}(t) \end{aligned} \quad (2-4)$$

$$\begin{aligned} \text{Leistungs-} \\ \text{erhaltung} \\ \text{GCP} \quad \text{V2G} \quad P_{GCP,in}(t) - P_{GCP,out}(t) \\ &= P_{EV,c}(t) - P_{EV,d}(t) + P_{EV,cou,p}(t) \\ &- P_{EV,cou,s}(t) \end{aligned} \quad (2-5)$$

$$\begin{aligned} \text{Komb} \quad P_{GCP,in}(t) - P_{GCP,out}(t) + P_{GCP,in,v2g}(t) - P_{GCP,out,v2g}(t) \\ &= P_{HH,el}(t) + P_{WP,el}(t) - P_{PV}(t) + P_{PV,curt}(t) \\ &+ P_{SBS,c}(t) - P_{SBS,d}(t) + P_{EV,c}(t) - P_{EV,d}(t) \\ &+ P_{EV,l,s}(t) \end{aligned} \quad (2-6)$$

Eine weitere elementare Randbedingung der Use Cases ist die Energieerhaltung des EFZ-Speichers E_{EV} . Gleichung (2-7) formuliert diese Randbedingung für V2H und die Kombination der Use Cases unter Berücksichtigung der konstanten Lade- und Entladeverluste des Fahrzeugs $P_{EV,l,const,c/d}$, der Lade- und Entladeentscheidung $b_{EV,c/d}$ und der Lade- und Entladeverluste des EFZs und der Wallbox $P_{EV,l,c/d}$. Gleichung (2-8) schränkt die Energieerhaltung des EFZ-Speichers unter Berücksichtigung von Gegengeschäften $P_{EV,cou,s}$ und $P_{EV,cou,p}$ ein und modelliert die Verluste durch einen festen Lade- und Entladewirkungsgrad $\mu_{EV,c/d}$ für V2G. Der Zeitplan der zuvor vermarktenen Leistung wird in der Variablen P_{sched} gespeichert. Öffentliches Laden $E_{EV,pub,c}$ und Fahrnergie $E_{EV,drive}$ wirken sich ebenfalls auf den Ladezustand (state of charge SoC) aus.

$$\begin{aligned} \text{V2H/} \quad E_{EV}(t) &= E_{EV}(t-1) + [P_{EV,c}(t) - P_{EV,l,c}(t)] \cdot \Delta t \\ \text{Komb} \quad -[P_{EV,d}(t) + P_{EV,l,d}(t)] \cdot \Delta t &- P_{EV,l,const,c/d} \cdot [b_{EV,c}(t) \\ &+ b_{EV,d}(t)] \cdot \Delta t + E_{EV,pub,c}(t) - E_{EV,drive}(t) \end{aligned} \quad (2-7)$$

Speicherung
von Energie
im EFZ

$$\begin{aligned} \text{V2G} \quad E_{EV}(t) &= E_{EV}(t-1) + P_{EV,c}(t) \cdot \mu_{EV,c} \cdot \Delta t \\ &- P_{EV,cou,s}(t) \cdot \mu_{EV,c} \cdot \Delta t - \frac{P_{EV,d}(t)}{\mu_{EV,d}} \cdot \Delta t + \frac{P_{EV,cou,p}(t)}{\mu_{EV,d}} \cdot \Delta t \\ &+ P_{sched} \cdot \Delta t + E_{EV,pub,c}(t) - E_{EV,drive}(t) \end{aligned} \quad (2-8)$$

Für alle betrachteten Use Cases gelten zudem die Gleichungen (2-9) und (2-10), welche den SoC des EFZs weiter einschränken. Gleichung (2-9) legt den minimalen SoC in Abhängigkeit von der maximalen Batteriekapazität des Fahrzeugs $E_{EV,max}$ und einem parametrierten Sicherheitsladezustand SoC_{safe} fest. Dies gilt für alle Zeitschritte $c_{EV,connected}$, in denen das Elektrofahrzeug an die Wallbox angeschlossen ist. Diese Begrenzung des SoCs wird eingeführt, damit der Nutzer aus Sicherheitsgründen jederzeit zumindest bis zum nächsten Krankenhaus fahren kann. Gleichung (2-10) schränkt den minimalen Ladezustand SoC_{dep} für den Zeitpunkt der Abfahrt $c_{EV,dep}$ des Fahrzeugs in Abhängigkeit von der EFZ-Batteriekapazität $E_{EV,max}$ ein. Dies ist wiederum auf die realitätsnahe

Modellierung des Nutzers zurückzuführen, der einen gewünschten Mindest-SoC-Wert für die Abfahrt des Fahrzeugs angeben kann.

Sicherheits-	V2H/	$E_{EV}(t) \geq SoC_{safe} \cdot E_{EV,max} \cdot c_{EV,connected}(t)$	(2-9)
SoC	V2G/		

Abfahrts-	Komb	$E_{EV}(t) \geq SoC_{dep} \cdot E_{EV,max} \cdot c_{EV,dep}(t)$	(2-10)
SoC			

Die hier gezeigte mathematische Formulierung der Use Cases zeigt grundlegende Unterschiede in der Modellierung auf. In /FFE-116 20/ und /KER-01 21/ werden zahlreiche weitere Randbedingungen eingeführt, um eine realistische Ausgestaltung der Use Cases zu modellieren. So ist beispielsweise die gleichzeitige Kombination von V2G und V2H aus regulatorischen Gründen eingeschränkt und die Modellierung von Gegengeschäften wird für V2G ausführlicher beschrieben. Die Abbildung weiterer Use Cases baut auf dieser Modellierung auf. In einer weiteren Publikation wurde beispielsweise die Modellierung des Use Cases der Spitzenlastkappung aufgezeigt und untersucht /FFE-73 21/.

2.3 Erlöspotenziale und ihre wichtigsten Einflussfaktoren

Im Folgenden werden in Abschnitt 2.3.1 Erlöspotenziale für die PV-Eigenverbrauchsoptimierung als V2H Use Case auf der Grundlage von /KER-01 21/ vorgestellt. Abschnitt 2.3.2 zeigt Erlöspotenziale für den Arbitragehandel als V2G Use Case auf Basis von /FFE-116 20/ auf. Anschließend werden in Abschnitt 2.3.3 diese Use Cases für eine Bewertung der zusätzlichen Erlöse auf der Grundlage von /KER-01 21/ kombiniert. Detailliertere Beschreibungen der Parameterannahmen und Erlösabschätzungen sind in /FFE-116 20/ und /KER-01 21/ zu finden.

2.3.1 PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Für die Bewertung der Erlöspotenziale aus der PV-Eigenverbrauchsoptimierung wird ein mittelgroßer Haushalt (durchschnittlicher jährlicher Strombedarf von 3.800 kWh) mit einer 5,5 kWp PV-Anlage und ein Nutzertyp (kein regelmäßiger Pendler) definiert, für den 20 verschiedene Instanzen modelliert werden. Die durchschnittlichen Erlöse für einen solchen mittelgroßen Haushalt liegen bei ca. 210 €/a für ein gesteuert ladendes Elektrofahrzeug im Vergleich zu einem ungesteuert ladenden Elektrofahrzeug und bei ca. 310 €/a für ein bidirektionales Elektrofahrzeug im Vergleich zu einem ungesteuert ladenden Elektrofahrzeug.

Basierend auf diesem mittleren Haushalt und Nutzer sind in Abbildung 2-5 (a) zahlreiche Sensitivitäten zu dieser Grundkonfiguration (*Szenario Basis*) abgebildet. Die lineare Programmierung mit festen Lade- und Entladewirkungsgraden (*Basis linear*) führt zu 30 % überschätzten Erlösen für ein bidirektionales EFZ. Daraus wurde in /KER-01 21/ gefolgert, dass die Modellierung fester Lade- und Entladewirkungsgrade für V2H nicht zulässig ist. Ein Nutzer, der regelmäßig zur Arbeit pendelt (*PEN*), weist 30 % geringere Erlöse für ein bidirektionales Elektrofahrzeug, aber nur 5 % geringere Erlöse für ein gesteuert geladenes Elektrofahrzeug auf. Da Pendler-EFZ im Durchschnitt einen höheren Jahresverbrauch und damit ein größeres Potenzial für gesteuertes Laden haben, gleicht dies die geringere Verfügbarkeit aus. Die Integration anderer intelligenter Komponenten in das Haus, wie Wärmepumpen (*Szenario WP*), stationäre Batteriespeicher (*Szenario SBS*) oder eine Kombination dieser Komponenten (*Szenario WP SBS*), reduziert die Erlöse eines gesteuert geladenen oder bidirektionalen Elektrofahrzeugs erheblich. Diese anderen intelligenten Komponenten nutzen ebenfalls die günstigere PV-Energie und konkurrieren somit mit dem EFZ. Die Korrelation zwischen den Erlösen und dem PV-Eigenverbrauch ist in Abbildung 2-5 (b) ersichtlich. In den Szenarien, in denen die PV-Nutzung gesteigert werden kann, steigen auch die Erlöse.

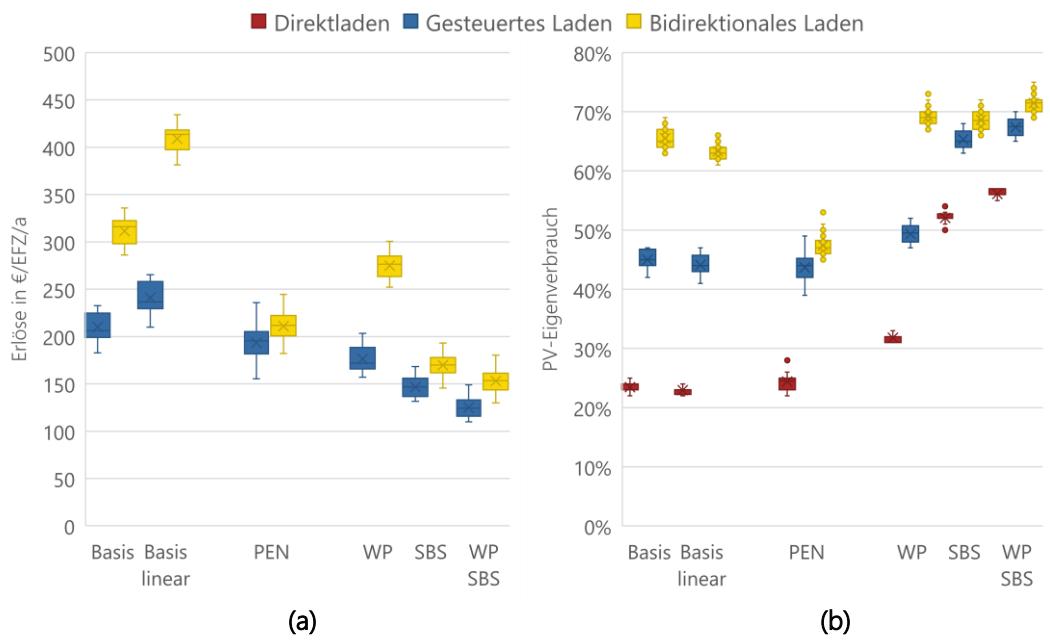


Abbildung 2-5: (a): Erlöse durch PV-Eigenverbrauchsoptimierung von gesteuert geladenen und bidirektionalen Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von Haushaltskonfiguration und Nutzertyp; (b): PV-Eigenverbrauch in Abhängigkeit von Elektrofahrzeug-Ladestrategie, Haushaltskonfiguration und Nutzertyp

Es gibt zahlreiche weitere quantitative Einflussfaktoren, die sich auf die Erlöspotenziale von gesteuert geladenen und bidirektionalen Elektrofahrzeugen auswirken. Abbildung 2-6 zeigt ausgehend vom Haushalts- und Nutzerszenario *Basis* (dargestellt durch den zentralen Punkt im Diagramm) auf, wie sich eine Erhöhung oder Verringerung der Einflussfaktoren auf die Erlöse auswirkt. Je steiler die Kurve im Diagramm ist, desto größer ist die Auswirkung des Einflussfaktors. Die installierte Leistung und Einspeisevergütung der PV-Anlage beeinflussen die Erlöse maßgeblich. Eine niedrigere Einspeisevergütung führt zu höheren Erlösen, da die Spanne zwischen Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung steigt und somit der Eigenverbrauch von PV-Energie rentabler wird. Im Gegensatz dazu haben die Parameter der EFZ nur einen geringen Einfluss auf die Erlöse. Da die Stromflüsse in einem Haushalt klein sind, hat eine kleinere oder größere Leistung der Wallbox sowie eine kleinere oder größere EFZ-Batteriekapazität kaum Auswirkungen auf die Erlöse. Im Zuge der Energiekrise und des starken Anstiegs der Strompreise in Europa seit Ende 2021 /FFE-47 22/ sind die Börsenstrompreise in Europa und damit auch die Haushaltsstrompreise stark gestiegen. Daher wurde der Haushaltsstrompreis zu den in /KER-01 21/ analysierten Einflussfaktoren hinzugefügt. Es zeigt sich, dass die Erlösänderungen bei Änderungen des Haushaltsstrompreises einen noch höheren absoluten Gradienten aufweisen als bei der PV-Einspeisevergütung. Dies liegt daran, dass die absolute Differenz zwischen dem Haushaltsstrompreis und der PV-Einspeisevergütung für die Erlöspotenziale entscheidend ist. Eine relative Erhöhung der Einspeisevergütung um 70 % und eine relative Senkung des Haushaltsstrompreises um ein Drittel führen gleichermaßen zu einer reduzierten Spanne zwischen Haushaltsstrompreis und PV-Einspeisevergütung von 10 ct/kWh. Die Erlöse sinken in beiden Fällen um 65 %. In einem Max-Szenario mit den attraktivsten Ausprägungen der Einflussfaktoren steigen die Erlöse auf 1.300 €/a für das bidirektionale Elektrofahrzeug und 750 €/a für das gesteuert geladene EFZ, was das hohe Erlöspotenzial des Use Cases aufzeigt.

Insgesamt ist der Use Case der PV-Eigenverbrauchsoptimierung durch gesteuert geladene oder bidirektionale EFZ sehr sensitiv. Um die Erlöse abzuschätzen, ist es notwendig, die genaue Konfiguration des Haushalts und des Nutzers zu kennen. Der wichtigste Einflussfaktor ist die Spanne zwischen Haushaltsstrompreisen und PV-Einspeisevergütung. Je höher die Spanne ist, desto höher sind die Erlöspotenziale.

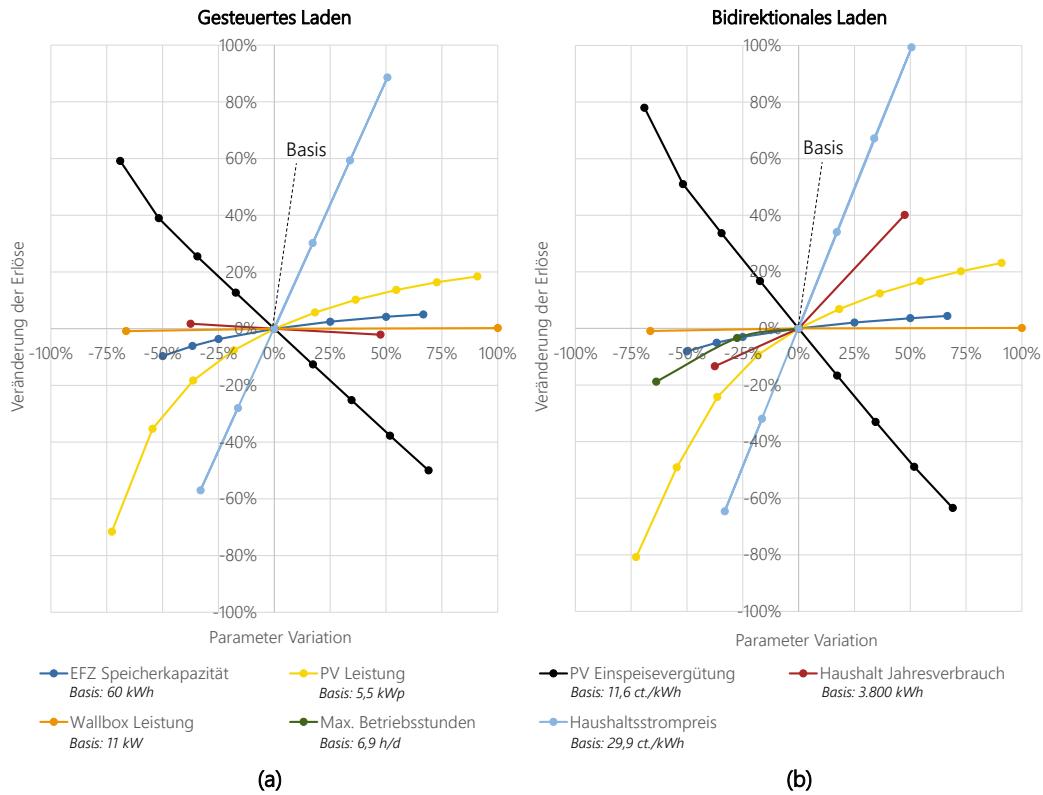


Abbildung 2-6: Auswirkung der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Erträge der PV-Eigenverbrauchsoptimierung für gesteuert ladende EFZ (links) und bidirektionale EFZ (rechts) basierend auf /KER-01 21/

Zu den Erlöspotenzialen der PV-Eigenverbrauchsoptimierung wurde ein [Online-Tool](#) veröffentlicht, mit dem in wenigen Schritten das Einsparpotenzial durch gesteuertes bzw. bidirektionales Laden eines Elektrofahrzeuges in Kombination mit einer PV-Anlage berechnet werden kann.

2.3.2 Zeitliche Arbitrage

Für die Bewertung des Arbitragethandels auf den deutschen Spotmärkten im Jahr 2019 stellt Abbildung 2-7 die Erlöse von gesteuert geladenen und bidirektionalen Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von der EFZ- und Wallbox-Konfiguration, dem Nutzertyp und dem jeweiligen Markt dar. Die Erlöse beziehen sich auf die Differenz der Kosten von gesteuertem und bidirektionalem Laden im Vergleich zu ungesteuertem Laden. Für diese erste Analyse wird eine Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen für geladenen Strom angenommen, der zwischengespeichert und später wieder entladen wird.

Es lassen sich verschiedene Einflussfaktoren identifizieren, die sich stark auf die Erlöse von bidirektionalen EFZ auswirken. Die Vermarktung am Intraday-Markt kann aufgrund der höheren Preisvolatilität 50 % bis 100 % höhere Erlöse erzielen als die Vermarktung am Day-Ahead-Markt. Eine konsekutive Vermarktung auf dem Day-Ahead- und Intraday-Markt kann das Erlöspotenzial um weitere 10 % gegenüber dem Intraday-Handel erhöhen. Darüber hinaus haben eine höhere Batteriekapazität der Elektrofahrzeuge und eine höhere Lade- und Entladeleistung der Wallbox einen stark erlösteigernden Effekt. Nicht-Pendler können durch die Teilnahme am Strommarkt im Durchschnitt etwa 15 % höhere Erlöse erzielen als Pendler. Gesteuertes Laden führt zu Erlösen, die nur 5 bis 25 % der Erlöse von bidirektionalen Elektrofahrzeugen betragen. Diese Erlöse hängen nur geringfügig von der Konfiguration der Elektrofahrzeuge und der Wallbox ab, aber stärker von dem gewählten Markt. Allerdings sind die Erlöspotenziale von gesteuert geladenen EFZ gering, so dass gesteuertes Laden für den Use Case Arbitragethandel weit weniger relevant ist als für den Use Case der PV-Eigenverbrauchsoptimierung.

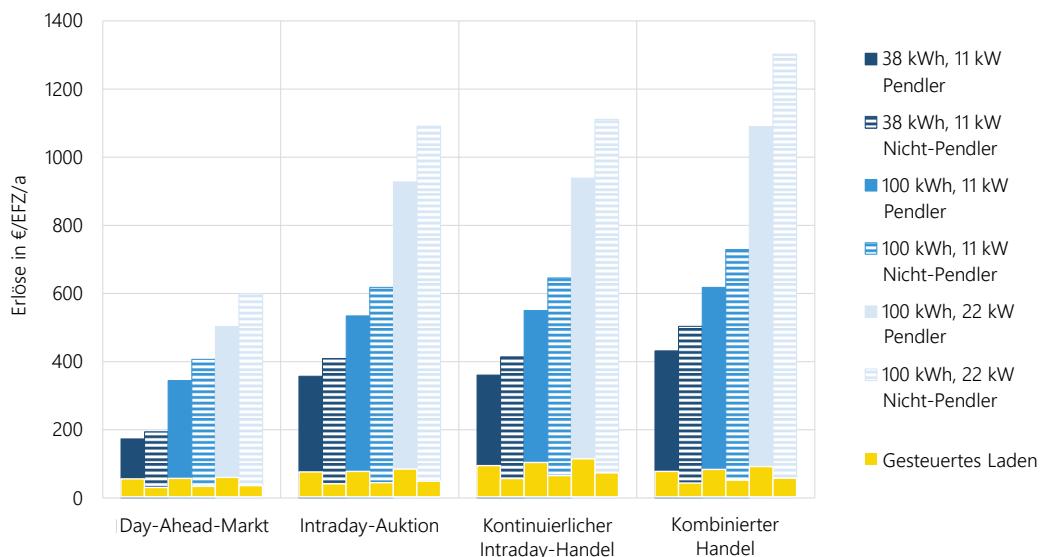


Abbildung 2-7: Erlöspotenziale des Arbitragehandels in verschiedenen Spotmärkten für unterschiedliche EFZ- und Nutzertypen im Jahr 2019 in Deutschland, dargestellt in /FFE-116 20/

Zwei weitere sehr wichtige Einflussfaktoren, die das Erlöspotenzial beeinflussen, sind die Regulatorik und damit die Steuern, Abgaben und Umlagen, die auf den zwischengespeicherten Strom gezahlt werden müssen, sowie die Volatilität der Strompreise. Abbildung 2-8 zeigt die Auswirkung dieser Einflussfaktoren für ein Nicht-Pendler-Elektrofahrzeug mit einer Batteriekapazität von 100 kWh und einer Lade- und Entladeleistung von 11 kW.

Abbildung 2-8 (a) zeigt, dass die Erlöse (hier am Beispiel des Intraday-Marktes) mit zunehmender Höhe der Steuern, Abgaben und Umlagen auf den zwischengespeicherten Strom stark abnehmen. In Deutschland sind Speicher von vielen Steuern, Abgaben und Umlagen auf geladenen Strom, der später entladen wird, befreit. Das BDL-Projekt hat hierzu ein Positionspapier veröffentlicht, das die Möglichkeiten der Befreiung von Steuern, Umlagen und Abgaben detailliert darstellt /FFE-35 22/. Im Falle einer regulatorischen Einstufung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen als Speichersysteme fallen reduzierte Steuern, Abgaben und Umlagen auf zwischengespeicherten Strom an. Für die "StromNEV"-Umlage (abhängig vom jährlichen Energiedurchsatz im Speicher) und die "AbLaV"-Umlage gibt es derzeit keine Befreiungsmöglichkeit. Ein Heimspeicher muss zudem eine Konzessionsabgabe auf den geladenen Strom an die Stadt oder Gemeinde zahlen, was bei einem großen Batteriespeicher oder einem Pumpspeichersystem nicht zwingend der Fall ist /FFE-35 22/. Die Belastungen durch Steuern, Abgaben und Umlagen führen zu den in Abbildung 2-8 (a) dargestellten Mindererlösen bei einer regulatorischen Einordnung als Pumpspeicherwerk, stationärer Großbatteriespeicher oder Heimspeichersystem. Da selbst bei der intuitiven regulatorischen Einordnung eines bidirektionalen Elektrofahrzeugs als Heimspeicher die Erlöspotenziale um fast 70 % sinken, sollten weitere Befreiungen von Steuern, Abgaben und Umlagen geschaffen werden, um den Arbitragehandel ökonomisch zu ermöglichen.

Abbildung 2-8 (b) zeigt die Abhängigkeit der Erlöspotenziale von bidirektionalen Elektrofahrzeugen von der Charakteristik der Strompreise, die sich in den Jahren 2020 bis 2050 deutlich verändert. Die zugrundeliegenden Strompreise sind durch das Energiesystemmodell ISAAr /FFE-28 22/ modelliert, welches in Kapitel 4 näher beschrieben ist. Die Volatilität der Strompreise, in der Abbildung dargestellt durch die durchschnittliche tägliche Standardabweichung der Strompreise über ein Jahr, nimmt im betrachteten Szenario in den Folgejahren stark zu. Aufgrund des starken Ausbaus der volatilen erneuerbaren Energien, die eine hohe Gleichzeitigkeit in der Stromerzeugung aufweisen, gibt es zahlreiche Zeiten mit sehr niedrigen Strompreisen. Zusätzlich gibt es zunehmend Zeiten mit hohen Strompreisen aufgrund höherer Brennstoffkosten und CO₂-Preise, die die Grenzkosten thermischer Kraftwerke erhöhen. Insgesamt führt dies zu einer stark zunehmenden mittleren täglichen Standardabweichung des Strompreises. Die Erlöspotenziale korrelieren sehr stark mit der täglichen Standardabweichung des Strompreises, da

bidirektionale EFZ oft als Tagesspeicher fungieren. Der Einfluss der Strompreisvolatilität wird auch in /FFE-116 20/ durch die Modellierung der Erlöspotenziale von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in 28 verschiedenen europäischen Ländern für das Jahr 2019 aufgezeigt. Die Erlöse für die modellierten Elektrofahrzeuge auf dem Day-Ahead-Markt variieren zwischen 50 €/EFZ/a in Norwegen und 700 €/EFZ/a in Ungarn. Im Zuge der Energiekrise im Jahr 2021 hat die Strompreisvolatilität stark zugenommen, so dass im Jahr 2021 die durchschnittliche tägliche Standardabweichung des Day-Ahead-Preises mit 24,5 €/MWh fast dreimal so hoch war wie im Jahr 2019 /FFE- 47 22P/. Dementsprechend sind auch die Erlöspotenziale um etwa das Dreifache gestiegen.

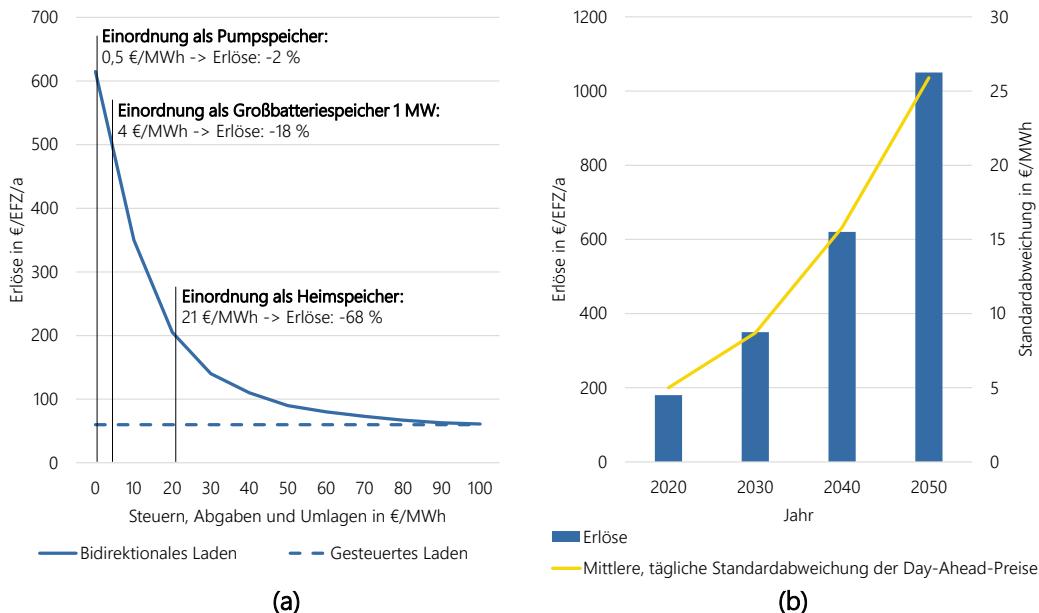


Abbildung 2-8: Erlöspotenziale in Abhängigkeit von der Regulatorik (a) und von der Strompreisvolatilität (b) auf Basis von /FFE-116 20/

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Erlöspotenziale des Use Cases Arbitragehandel ebenfalls sehr sensitiv sind, ebenso wie die der PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Im Gegensatz zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung sind die Einflussfaktoren Strompreisvolatilität, regulatorische Rahmenbedingungen sowie die EFZ- und Wallbox-Eigenschaften von großer Bedeutung. Weitere Einflussfaktoren, wie z. B. das Nutzerverhalten und die Liquidität der Spotmärkte, werden in /FFE-116 20/ diskutiert.

2.3.3 Kombination von PV-Eigenverbrauchsoptimierung und zeitlicher Arbitrage

Bei der kombinierten Modellierung von PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitragehandel ist der Arbitragehandel aus Komplexitätsgründen auf den Day-Ahead-Markt beschränkt. Aus regulatorischer Sicht ist eine gleichzeitige Umsetzung von V2H und V2G eine Herausforderung, da der PV-Strom dann über das Elektrofahrzeug in das Netz eingespeist werden könnte und somit möglicherweise verringerte Steuern, Abgaben und Zuschläge für später gekauften Strom bezahlt werden müssten. Daher wird die tägliche Nutzung entweder auf V2H oder V2G beschränkt, so dass auch saisonale Charakteristiken analysiert werden können. Für den Handel auf dem Strommarkt wird in dieser Studie eine Befreiung von Steuern, Abgaben und Zuschlägen angenommen.

Abbildung 2-9 zeigt im oberen Diagramm zunächst die wöchentliche Standardabweichung der Strompreise und die wöchentliche PV-Erzeugung des mittleren Haushalts (siehe Abschnitt 2.3.1). Im unteren Teil von Abbildung 2-9 ist der Anteil von V2G und V2H dargestellt, der von den 20 modellierten Haushalten genutzt wird. Es ist zu erkennen, dass die V2H-PV-Eigenverbrauchsoptimierung in den Sommermonaten von April bis September deutlich bevorzugt wird. Beim Vergleich der Diagramme lässt sich ein Zusammenhang mit der PV-Einspeisung erkennen. Im Gegensatz dazu wird V2G eher in den Wintermonaten eingesetzt, wenn die Spreads der Strompreise am Spotmarkt etwas höher sind,

was sich in der höheren Standardabweichung ausdrückt. Daraus lässt sich ableiten, dass V2H und V2G aufgrund ihrer saisonal unterschiedlichen Erlöspotenziale prinzipiell sehr gut kombiniert werden können.

Aus Erlössicht bringt die Kombination der Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitragehandel einen deutlichen Mehrwert. So können die Erlöse des mittleren Haushalts um 70 % von 310 €/a auf 530 €/a gesteigert werden. Interessanterweise reduzieren sich die tatsächlichen V2H-Erlöse nur geringfügig, da V2H in den Wintermonaten aufgrund der geringen PV-Einspeisemengen kaum durchgeführt wird. Selbst bei einer modellierten Begrenzung der Betriebsstunden (englisch: Operating Hours OHs) und der äquivalenten Vollzyklen der Batterie (englisch: Equivalent Full Cycles EFCs) auf 5 OHs/d bzw. 130 EFCs/a können durch die Use-Case-Kombination noch signifikante Mehrerlöse von 100 €/a erzielt werden.

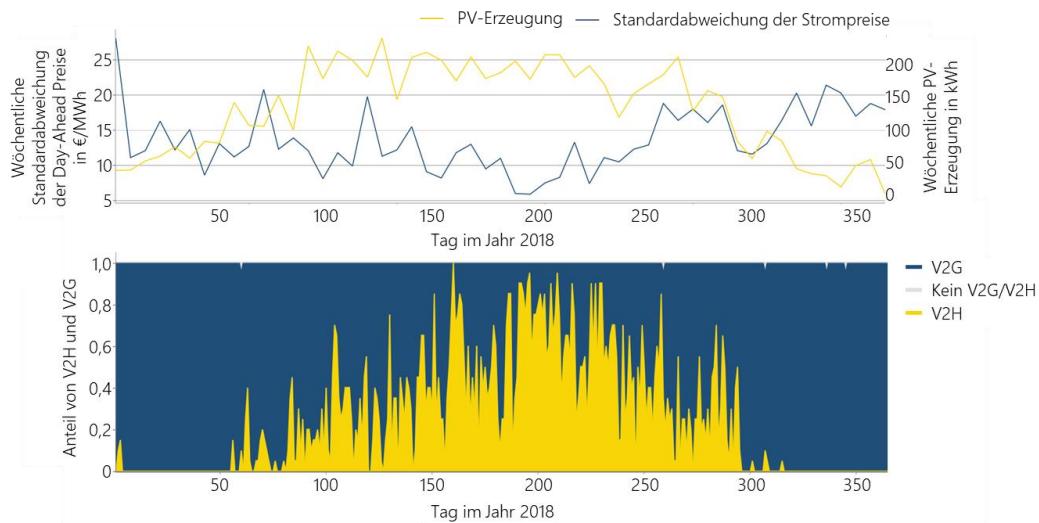


Abbildung 2-9: Täglicher Anteil der Haushalte, die V2H und V2G nutzen (untere Abbildung), korreliert mit der wöchentlichen Standardabweichung der Strompreise und der wöchentlichen PV-Erzeugung (obere Abbildung) basierend auf /KER-01 21/

2.4 Profitabilität des bidirektionalen Ladens

Um die wirtschaftliche Profitabilität von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in den Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung oder Arbitragehandel zu bewerten, müssen zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt genannten Erlösen die zusätzlichen Kosten des bidirektionalen Ladens berücksichtigt werden.

2.4.1 Zusätzliche Kosten des bidirektionalen Ladens

Auf der Grundlage von Recherchen und Diskussionen mit Experten im Rahmen des BDL-Projekts wurden die folgenden zusätzlichen Kostenkomponenten für das bidirektionale Laden von EFZ ermittelt:

- Bidirektionale Wallbox
- Installation der bidirektionalen Wallbox
- Betrieb der bidirektionalen Wallbox
- Installation und Betrieb von zusätzlichen Messeinrichtungen
- Zusätzliche Hardware/Software
- Mehrkosten der Bidirektionalität im EFZ
- Zusätzliche Betriebskosten der Bidirektionalität im EFZ
- Zusätzliche Gebühren für Registrierung und Genehmigungen

Detaillierte Informationen zu den zusätzlichen Kosten finden sich in /FFE-16 22/. Für die Anschaffung und Installation der bidirektionalen Wallbox, die Installation und den Betrieb zusätzlicher Messeinrichtungen und zusätzlicher Hardware wurden im Rahmen des BDL-Projekts Kosten und Kostenprognosen ermittelt. Die Betriebskosten der bidirektionalen Wallbox durch zusätzliche Verluste sind in der Erlösmodellierung enthalten. Die zusätzlichen Anschaffungs- und Betriebskosten des bidirektionalen EFZs können nur schwierig quantifiziert werden. Da Volkswagen als ein Beispiel für einen Elektrofahrzeughersteller das bidirektionale Laden in Zukunft als Standard sieht /VW-02 21/, ist es auch denkbar, dass keine zusätzlichen Investitionskosten für ein bidirektionales EFZ anfallen könnten, zumindest nicht für Modelle der Oberklasse. Die Kosten für zusätzliche Registrierungs- und Genehmigungsprozesse werden mit Null angesetzt, da es ungewiss ist, ob dafür zusätzliche Kosten anfallen werden.

Tabelle 2-1 zeigt die prognostizierte Entwicklung der zusätzlichen Investitionskosten des bidirektionalen Ladens im Vergleich zum ungesteuerten Laden. Es ist zu erkennen, dass insbesondere im Jahr 2020 die zusätzlichen Investitionskosten durch die Anschaffung der bidirektionalen Wallbox getrieben werden, für die in Zukunft eine deutliche Kostendegression gesehen wird. Die Installation einer bidirektionalen Wallbox ist teurer als die Installation einer Wallbox für ungesteuertes Laden aufgrund von höheren Arbeitskosten durch den komplizierteren Einbau und möglichen notwendigen Wandöffnungen für Leerrohre für die Kommunikation der Wallbox. Die zusätzliche Hardware umfasst entweder einen Optokoppler oder einen zusätzlichen intelligenten Stromzähler. In den kommenden Jahren könnte ein bereits vorhandener intelligenter Stromzähler ausreichen, so dass die zusätzlichen Hardwarekosten auf null reduziert werden könnten.

Tabelle 2-1: Zusätzliche Investitionskosten für V2H und V2G in €₂₀₂₁ pro EFZ bzw. Ladepunkt im Vergleich zu ungesteuertem Laden basierend auf /FFE-16 22/

	2020	2025	2030	2035	2040
Wallbox-Kauf	5.300 - 5.700	2.000 - 2.100	1.400 - 1.500	1.100 - 1.200	800 - 900
Wallbox-Installation	830 - 880	60 - 350	60 - 350	60 - 350	60 - 350
Zusätzliche Hardware	100 - 450	100 - 450	0 - 450	0 - 450	0 - 450
Insgesamt	6.230 - 7.030	2.160 - 2.900	1.460 - 2.300	1.160 - 2.000	860 - 1.700

Tabelle 2-2 zeigt die jährlichen Mehrkosten durch zusätzliche moderne Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways (SMGWs). SMGWs sind in Deutschland unter bestimmten Umständen verpflichtend, z. B. für Verbraucher mit einem Stromverbrauch von mehr als 6.000 kWh pro Jahr /FFE-20 22/. Da der modellierte mittlere Haushalt mit dem EFZ-Strombedarf einen höheren Stromverbrauch hat, ist das SMGW verpflichtend, unabhängig davon, ob es sich um ein ungesteuert ladendes EFZ oder ein bidirektionales EFZ handelt. Daher wird nur ein zusätzliches modernes Messgerät mit Kosten von 20 €₂₀₂₁/a benötigt. Diese Kosten werden als real konstant angenommen.

Tabelle 2-2: Zusätzliche jährliche Kosten für V2H und V2G in €₂₀₂₁ /EFZ/a im Vergleich zu ungesteuertem Laden auf Basis von /FFE-16 22/

	2020	2025	2030	2035	2040
Messtechnik	20	20	20	20	20
Insgesamt	20	20	20	20	20

2.4.2 Bewertung der Profitabilität

Für die abschließende Bewertung der wirtschaftlichen Profitabilität werden die Ergebnisse zu den Erlöspotenzialen bidirektonaler Elektrofahrzeuge aus Abschnitt 2.3 und die zusätzlichen Kosten von bidirektonalen Elektrofahrzeugen im Vergleich zu ungesteuert ladenden EFZ aus Abschnitt 2.4.1 in diesem Abschnitt zusammengeführt. Es werden die drei Investitionszeitpunkte 2020, 2025 und 2030 für ein bidirektionales EFZ betrachtet. Die einmaligen und jährlichen Mehrkosten für bidirektionales Laden im Vergleich zu ungesteuertem Laden ergeben sich aus Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2.

Die Erlöse für den Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung werden auf Basis von Sensitivitätsanalysen für unterschiedliche PV-Einspeisevergütungen für einen mittleren Haushalt berechnet. Tabelle 2-3 stellt die Erlöse sowie die zugrunde liegende Parametrierung für die Jahre 2020 bis 2030 dar. Die Einspeisevergütung der PV-Stromerzeugung für das Jahr 2020 wird aus /SOW-01 22/ für eine im Juli 2020 errichtete PV-Anlage mit einer Peakleistung kleiner 10 kW entnommen. Für die Jahre 2025 (5,5 ct/kWh) und 2030 (4 ct/kWh) wird eine weitere Absenkung der PV-Einspeisevergütung entsprechend dem Trend der letzten Jahre angenommen. Im April 2022 beispielsweise wurde die Einspeisevergütung bereits auf 6,5 ct/kWh gesenkt /SOW-01 22/. Alle anderen Parameter, wie die PV-Spitzenleistung (5,5 kW), der Haushaltsstrompreis (29,9 ct/kWh) und die EFZ-Eigenschaften werden entsprechend der Parametrierung in Abschnitt 2.3.1 gesetzt. Der Haushaltsstrompreis wird nominal konstant gehalten, was einer realen Senkung entspricht. Die tatsächliche künftige Entwicklung der Haushaltsstrompreise weist hier große Unsicherheiten auf, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Energiekrise. Steigende Haushaltsstrompreise würden zu steigenden Erlöspotenzialen aus der PV-Eigenverbrauchsoptimierung führen, wie in Abschnitt 2.3.1 dargelegt.

Tabelle 2-3: V2H-Erlöse basierend auf Haushaltstyp und PV-Einspeisevergütung (Erwartungen) für die Jahre 2020, 2025 und 2030

	2020	2025	2030
Haushaltstyp	mittel	mittel	mittel
PV-Einspeisevergütung	9,0 ct/kWh	5,5 ct/kWh	4 ct/kWh
EFZ/Wallbox-Parametrierung	60 kWh Batteriekapazität, 11 kW Lade-/Entladeleistung, Nicht-Pendler		
Erlöse	380 €/a	470 €/a	530 €/a

Für die Folgejahre nach dem Investitionsjahr werden die Erlöse generell als konstant angenommen. Die Parameter des Haushalts ändern sich nicht, die feste Einspeisevergütung wird für einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert /DIE-08 21/ und der Haushaltsstrompreis wird als konstant angenommen. Da das Bezugsjahr für die Kosten das Jahr 2021 ist, müssen folglich alle Erlöse noch abgezinst werden. Dazu wird eine durchschnittliche zukünftige Inflationsrate von 1,4 % verwendet, die sich an der durchschnittlichen Inflationsrate in Deutschland von 2012 bis 2021 orientiert /DESTATIS-2221/. Zusätzlich wird ein Realzins von 1,6 %, der die Risikoprämie widerspiegelt, verwendet, was zu einem Nominalzins von 3 % führt. Dieser Nominalzinssatz i_n von 3 % wird für die Diskontierung der Erlöse Rev_t eines Zeitschritts t verwendet, um die diskontierten Erträge Rev_0 zu erhalten (siehe Gleichung (2-11)). Die Abzinsungsformel basiert auf /UOV-02 19/.

$$Rev_0 = \frac{Rev_t}{(1 + i_n)^t} \quad (2-11)$$

Der Net Present Value (NPV, Kapitalwert) errechnet sich somit aus der Summe aller Erlöse abzüglich der anfänglichen Investitionskosten $costs_{initial}$ und der Summe der jährlichen Kosten $costs_{yearly}$ auf der Grundlage von /TUM-06 20/:

$$NPV = \sum_0^t \frac{Rev_t}{(1 + i_n)^t} - costs_{initial} - \sum_0^t costs_{yearly} \quad (2-12)$$

Die jährlichen Kapitelflüsse sowie der NPV für die drei Szenarien mit einer V2H-Investition in den Jahren 2020, 2025 und 2030 sind in Abbildung 2-10 dargestellt. Aufgrund der hohen Investitionskosten für eine bidirektionale Wallbox ist eine Investition in V2H im Jahr 2020 nicht wirtschaftlich. Mit einer Investition in V2H im Jahr 2025 kann jedoch bereits nach sieben Jahren ein positiver Kapitalwert erzielt werden, der am Ende der 15-jährigen Lebensdauer der Wallbox bei 2.300 €₂₀₂₁ liegt. Bei einer Investition im Jahr 2030 wird nach etwas mehr als fünf Jahren ein positiver Kapitalwert erzielt, der am Ende der Lebensdauer der Wallbox auf 2.800 €₂₀₂₁ ansteigt.

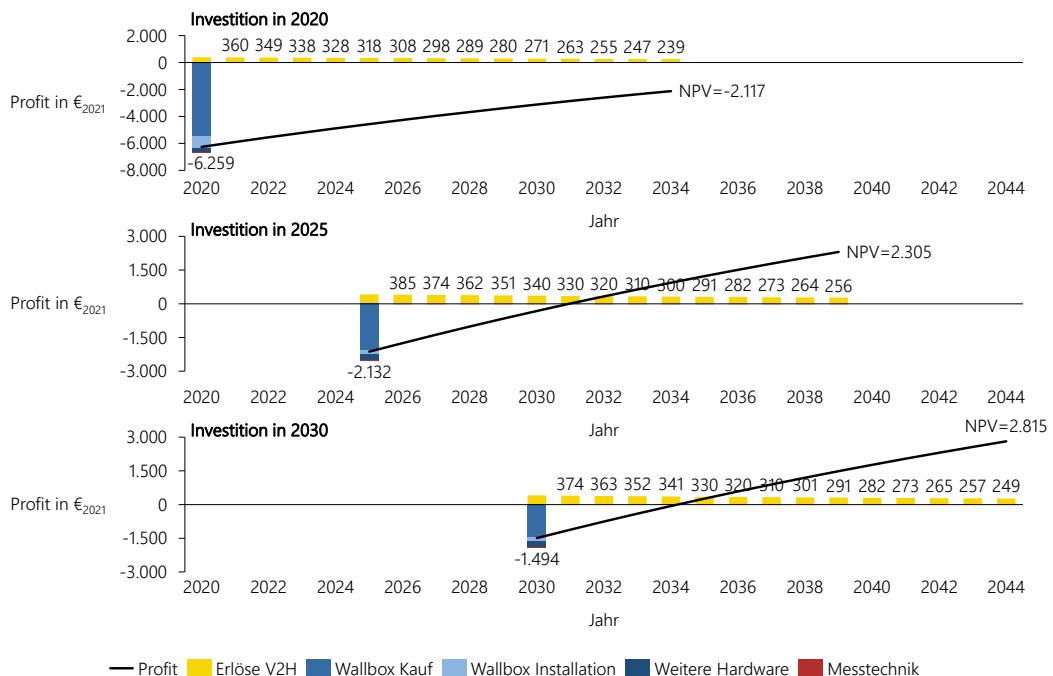


Abbildung 2-10: Profitabilität der V2H-PV-Eigenverbrauchsoptimierung in Abhängigkeit vom Investitionsjahr des bidirektionalen EFZs und der Wallbox

Die Erlöse für die Profitabilitätsberechnung des Use Cases Arbitragehandel am Day-Ahead-Markt werden über die Parametrierung von Tabelle 2-4 bestimmt. Zur besseren Vergleichbarkeit wird die gleiche EFZ- und Wallbox-Parametrierung (einschließlich der gleichen EFZ-Profile) wie bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Use Cases V2H angenommen, jedoch mit einem festen Lade- und Entladewirkungsgrad. Für zukünftige Jahre wird eine schrittweise Befreiung des geladenen, zwischengespeicherten Stroms von Steuern, Abgaben und Umlagen angenommen. Im Jahr 2025 wird das bidirektionale EFZ als Heimspeichersystem eingestuft und ab 2030 erfolgt eine vollständige Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen.

Die Vermarktung beschränkt sich auf den Handel auf dem Day-Ahead-Markt. Für das Jahr 2020 werden historische Day-Ahead-Strompreise verwendet /ENTSOE-02 20/. Für zukünftige Jahre werden modellierte Strompreise aus dem Energiesystemmodell ISAAr verwendet, die auf Simulationen des zukünftigen europäischen Energiesystems (siehe Abschnitt 4.4) mit bereits integrierten bidirektionalen EFZ (BDL-Szenario) beruhen. Die Volatilität der Strompreiszeitreihen wird durch die mittlere tägliche Standardabweichung in Tabelle 2-4 ausgedrückt.

Tabelle 2-4: V2G-Erlöse auf Basis der regulatorischen Rahmenbedingungen, der Strompreischarakteristik sowie der EFZ- und Wallbox-Parametrierung für die Jahre 2020 bis 2040

	2020	2025	2030	2035	2040
Regulatorik	Alle Steuern, Abgaben und Zuschläge müssen bezahlt werden	Einstufung als Heimspeicher-system:	vollständige Befreiung von Steuern, Abgaben und Zuschlägen		
Tägliche Standard-abweichung der Strompreise in €/MWh	9.4	15.8	18.0	17.6	16.8
EFZ/Wallbox-Parametrierung	60 kWh Batteriekapazität, 11 kW Lade-/Entladeleistung, 86% Wirkungsgrad für Ladung und Entladung, nicht berufstätiger Nutzer				
Erlöse in €/a	60	120	360	340	280

Im Gegensatz zu den V2H-Erlösen bleiben die V2G-Erlöse im Day-Ahead-Markt nach der Investitionsentscheidung für ein bidirektionales EFZ nicht konstant, sondern verändern sich auf Grundlage der Erlöse in Tabelle 2-4. Da sich eine Anpassung der Regulatorik und eine Änderung der Strompreischarakteristik auch auf frühere Investitionen auswirkt, werden die Erlöse hier bewusst nicht konstant gehalten. Die V2G-Erlöse werden nur mit dem Risikozuschlagssatz von 1,6 % diskontiert, da die Preise im Energiesystemmodell ISAaR real (inflationsbereinigt) modelliert und auf das Basisjahr 2021 bezogen werden.

Abbildung 2-11 zeigt die resultierende Profitabilität des V2G-Arbitragehandels in Abhängigkeit vom Investitionsjahr. Bei einer Investition in V2G im Jahr 2020 ist der Kapitalwert deutlich negativ, da die Erlöse in den Jahren 2020 bis 2030 vor allem aufgrund der Regulatorik gering sind. Die Investition in V2G im Jahr 2025 führt zu einem positiven Kapitalwert nach 12 Jahren. Erst eine spätere Investition im Jahr 2030 führt zu einer kurzen Amortisationszeit von etwa 7 Jahren. Somit kann mit einer Investition in V2G im Jahr 2030 nach 15 Jahren ein NPV von rund 1.650 €₂₀₂₁ erzielt werden.

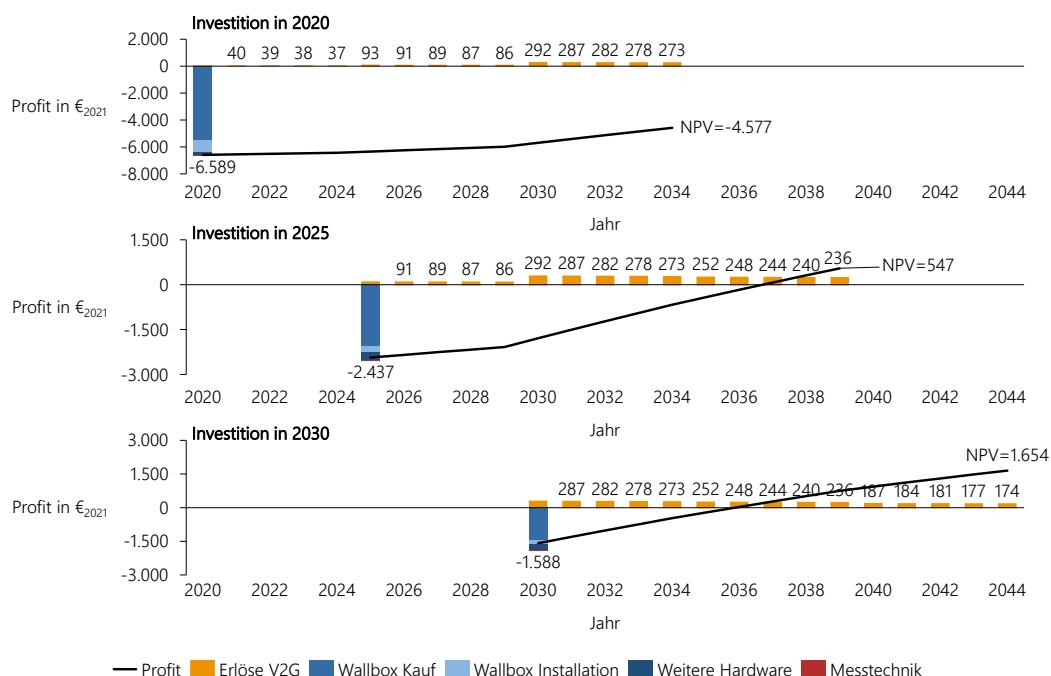


Abbildung 2-11: Profitabilität des V2G-Arbitragehandels in Abhängigkeit vom Investitionsjahr des bidirektionalen EFZs und der Wallbox

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei der untersuchten Parametrierung von Haushalt, EFZ und Wallbox, dem Nutzerverhalten, den regulatorischen Rahmenbedingungen und den Strompreischarakteristika beide Use Cases in den kommenden Jahren profitabel werden können. Die V2H-PV-Eigenverbrauchsoptimierung ist der sicherere wirtschaftliche Use Case, der weniger von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Allerdings ist die Grundvoraussetzung für diesen Use Case der Besitz einer PV-Anlage, so dass dieser nicht für alle Nutzer:innen umsetzbar ist. Im Gegensatz dazu kann der V2G-Arbitragehandel grundsätzlich durch alle Nutzer:innen eines EFZs umgesetzt werden. Weiterhin bringt er durch die Teilnahme am Intraday-Markt zusätzliche Möglichkeiten zur Erlösgenerierung. Schließlich ist es wichtig zu beachten, dass beide Use Cases extrem sensitiv sind, wie in Abschnitt 2.3 erläutert wurde, so dass die abschließende ökonomische Analyse für Nutzer:innen immer mit der realen jeweiligen Parametrierung durchgeführt werden muss.

2.5 Geschäftsmodelle und Geschäftsmodellbewertung

Aufbauend auf der Bewertung der Profitabilität der Use Cases für bidirektionales Laden erfolgt die Entwicklung und Analyse möglicher Geschäftsmodelle in diesem Kontext. In der Wissenschaft ist die Geschäftsmodell-Entwicklung und -Bewertung nach wie vor eher ein Randthema und lässt viel Spielraum für Innovation und neue Methodiken. Im BDL-Projekt wurde zum einen ein methodisches Vorgehen aufgebaut und angewendet, das es erlaubt, Geschäftsmodelle auf Basis der Use Cases mit Fokus auf Nachhaltigkeit zu entwickeln (Abschnitt 2.5.1). Zum anderen wurde ein Tool zur Geschäftsmodell-Bewertung entworfen und getestet, das es erlaubt, die Praxistauglichkeit der Geschäftsmodelle aus unterschiedlichen Akteursperspektiven zu beleuchten (Abschnitt 2.5.2).

2.5.1 Geschäftsmodell-Entwicklung für bidirektionales Laden

Auf Basis von bestehender Literatur und Analysen im Bereich der Elektromobilität wurde im Rahmen des Projekts der FfE-Leitfaden zur Geschäftsmodell-Entwicklung erstellt, der das methodische Vorgehen beschreibt. In Beitrag 5 der Beitragsreihe „Use-Case- und Geschäftsmodellentwicklung“ /FFE-75 22/ findet sich eine Beschreibung des Leitfadens. Abbildung 2-12 veranschaulicht die sechs methodischen Schritte der Geschäftsmodell-Entwicklung. Im Zentrum steht das Flourishing Business Canvas /OCAD-01 14/, in dem das für die Geschäftsmodell-Visualisierung gebräuchliche Business Modell Canvas um eine gesellschaftliche und eine ökologische Komponente erweitert wird. So wird der Fokus der Geschäftsmodell-Analyse neben wirtschaftlichen Betrachtungen auch auf gesellschaftliche und Umwelt-Aspekte gelegt.



Abbildung 2-12: FfE-Leitfaden der Geschäftsmodell-Entwicklung /FFE-75 22/

Für die BDL Use Cases wurden exemplarische Geschäftsmodelle auf Basis des Leitfadens erstellt /NAZ-01 21/, /SCHMIDT-01 22/. Aufgrund des Umfangs der erstellten Flourishing Business Canvases wird an dieser Stelle auf eine detaillierte Beschreibung und Darstellung verzichtet. Stattdessen lassen sich die wichtigsten Erkenntnisse der Geschäftsmodell-Entwicklung wie folgt zusammenfassen:

- Geschäftsmodelle sollten stets für explizite Use Cases/ Use Case Kombinationen und einen klar definierten Akteur erstellt werden. Nur so können alle Aspekte des Geschäftsmodells konkretisiert werden.
- Gerade im Kontext der Elektromobilität unterscheiden sich konkrete Geschäftsmodelle stark je nach Akteursperspektive, aus der das Geschäftsmodell betrachtet wird.
- Die Komplexität der Geschäftsmodelle variiert stark je nach Use Case, vor allem durch die Anzahl an Stakeholdern, die einen Anteil am Geschäftsmodell haben.
- Um einen realen Mehrwert zu generieren, muss detailliertes Wissen bezüglich des Use Cases und der Aspekte des Geschäftsmodells existieren. Beispielsweise müssen Fragestellungen zur Ressourcenverfügbarkeit, Vertriebskanälen und Erlösstrategien beantwortet werden können.

2.5.2 Bewertung von Geschäftsmodellen für bidirektionales Laden

Anschließend an die Entwicklung von Geschäftsmodellen zum bidirektionalen Laden wurde eine Methodik zur Geschäftsmodell-Bewertung erarbeitet und angewendet. Wie bereits bei der Geschäftsmodell-Entwicklung werden bei der Methodik zur Bewertung neben den quantifizierbaren, wirtschaftlichen Aspekten auch weitere, nicht-quantifizierbare Aspekte einbezogen. Diese qualitativen Aspekte umfassen bspw. die ökologische Nachhaltigkeit, das Risiko und den gesellschaftlichen Nutzen einer Unternehmung. Durch die Kombination aus quantitativer und qualitativer Analyse wird das traditionelle gewinnorientierte Wirtschaften einem nachhaltigen, ökologisch und gesellschaftlich sinnvollen Handeln gegenübergestellt.

Abbildung 2-13 zeigt den methodischen Aufbau des FfE-Tools zur Bewertung von Geschäftsmodellen. Das Tool wurde in MATLAB implementiert und verfügt über eine Benutzeroberfläche (App), in der Eingaben getätigten und Ergebnisse automatisiert visualisiert werden können. Grundlegend wird das Geschäftsmodell durch Antworten auf Fragen in einem Fragebogen zunächst digital erfasst. Zusätzlich umfasst der Fragebogen weitere Fragen, die sowohl in die qualitative als auch in die quantitative Bewertung mit einfließen. Basis der qualitativen Bewertung ist die Aufwand-Nutzen-Risiko-Analyse, in der relevanten Aspekten des Geschäftsmodells ein Aufwands-, ein Nutzen- und ein Risikofaktor zugewiesen werden (für mehr Informationen siehe /SCHMIDT-01 22/, /FFE-75 22/). Die quantitative Bewertung erfolgt auf Basis der Discounted-Cash-Flow-Methode, an deren Ende der Kapitalwert, der interne Zinsfuß und die Amortisationszeit als Bewertungskriterien stehen.

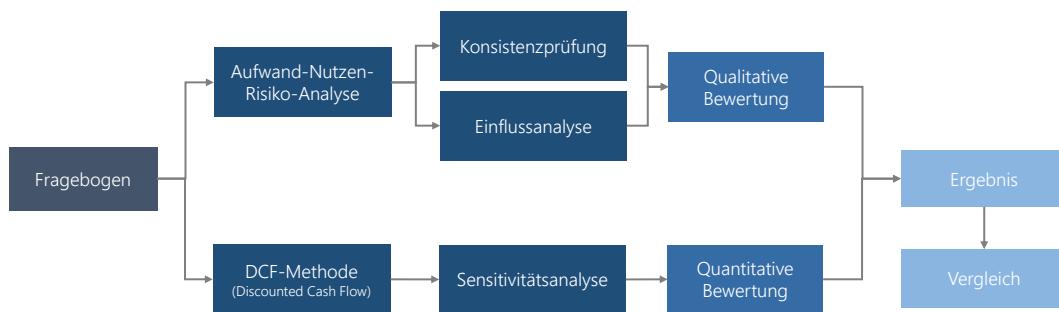


Abbildung 2-13: Methodisches Vorgehen zur Geschäftsmodell-Bewertung nach /SCHMIDT-01 22/

Als ein Beispiel der Geschäftsmodell-Bewertung sind in Abbildung 2-14 die Ergebnisse der Bewertung zweier Geschäftsmodelle, die auf dem Use Case Eigenverbrauchserhöhung basieren, so dargestellt, wie sie auch in der App visualisiert werden. Zum einen wird das Geschäftsmodell des Fahrzeugherstellers (Original Equipment Manufacturer, OEM) bewertet. Zum anderen ist das Geschäftsmodell aus Sicht privater Fahrzeug-Nutzer:innen dargestellt. Bei den qualitativen Ergebnissen (obere Grafik) zeigt sich, dass der Nutzen aber auch der Aufwand für den OEM größer ist, um sein Geschäftsmodell zu verwirklichen. Das Risiko des OEMs ist etwas geringer als das der privaten Nutzer:innen. Das finale Ergebnis (untere Grafik) stellt die Kombination von qualitativer und quantitativer Bewertung dar. Hier zeigt sich, dass die Umsetzung eines Geschäftsmodells im Bereich Eigenverbrauchserhöhung für den OEM nicht zwangsläufig zu empfehlen ist. Zwar fällt die qualitative Bewertung ausreichend positiv aus, die quantitative Bewertung ergibt jedoch, dass die erwartete Wirtschaftlichkeit unter Umständen hinter den Unternehmenserwartungen zurückbleibt. Im Gegensatz dazu können private Nutzer:innen sowohl einen guten qualitativen Nutzen erreichen als auch mit einer ausreichend hohen Wirtschaftlichkeit rechnen, weswegen die Bewertung hier insgesamt positiv ausfällt.

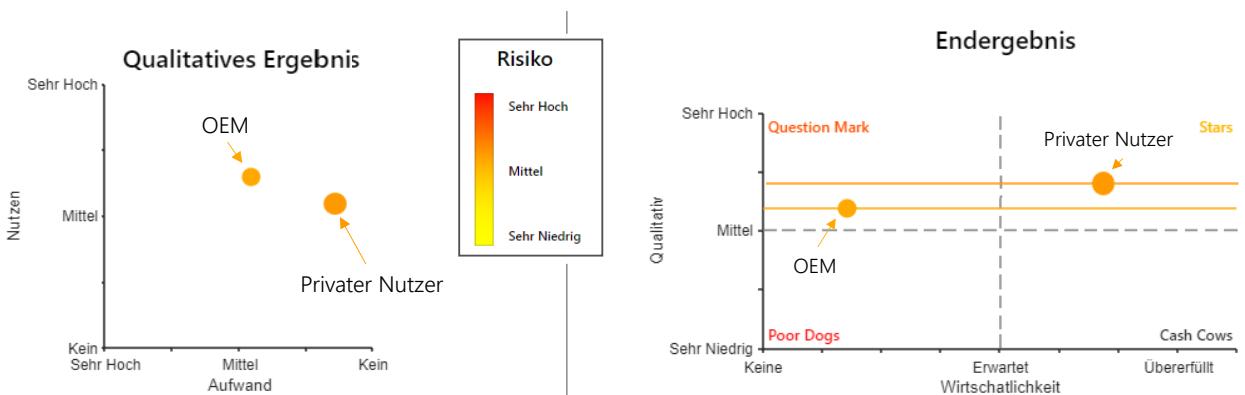


Abbildung 2-14: Exemplarische Ergebnisse der Geschäftsmodell-Bewertung des Use Case Eigenverbrauchserhöhung /SCHMIDT-01 22/

Zusammenfassend lässt sich für die bewerteten Geschäftsmodelle des bidirektionalen Ladens feststellen, dass die meisten Geschäftsmodelle in diesem Kontext ein positives qualitatives Ergebnis hervorrufen, da Aspekte wie Nachhaltigkeit und gesellschaftlicher Nutzen berücksichtigt werden. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit fallen die Ergebnisse heterogener aus, weil je nach Erlösstrategie, Kostenverteilung und Use Case auch bei ausreichend hohen Gesamt-Erlöspotenzialen (siehe Abschnitt 2.3) die Margen teilweise nicht ausreichend hoch sind, um alle Akteure zufriedenzustellen. Bei der realen zukünftigen Geschäftsmodell-Entwicklung sollten Unternehmen sich demnach vor allem auf das Wertversprechen für den Kunden (nicht zwangsläufig nur Profit) und die Vermarktungs- und Erlösstrategie fokussieren /FFE-70 22/. Generell eröffnet die erarbeitete Bewertungsmethodik und die Umsetzung in Form eines Tools bzw. einer App neue Möglichkeiten der Geschäftsmodell-Bewertung. Das Themenfeld weist aufgrund der Vielzahl an Facetten, die in der Energiewirtschaft neben der Wirtschaftlichkeit relevant sind, eine enorme Komplexität auf, die insbesondere durch die automatisierte qualitative Bewertung des Tools verarbeitet werden können. Die Ergebnisse des Bewertungsprozesses sind vor allem für den Vergleich ähnlicher Geschäftsmodelle aus unterschiedlichen Akteursperspektiven oder aber für den Vergleich unterschiedlicher Geschäftsmodelle aus identischen Perspektiven geeignet.

3 Netzbelastungen durch bidirektionale Elektrofahrzeuge im Verteilnetz

Die folgenden Auswertungen sind umfassend in der eingereichten, noch nicht veröffentlichten Dissertation von Mathias Müller /MÜL-02 22/ beschrieben, die im Rahmen des BDL-Projektes entstanden ist. Einzelne Textpassagen wurden aus der genannten Dissertation in diesen Bericht übernommen.

Die voranschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors und die weitere Dezentralisierung der Stromerzeugung stellen neue Anforderungen an die historisch gewachsenen Stromnetze. Im folgenden Kapitel werden die Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze detailliert analysiert. Im Fokus stehen hierbei bidirektionale Elektrofahrzeuge und die beschriebenen Use Cases.

Zunächst wird die Datenbasis für die Netzberechnungen und deren Aufbereitung erläutert (Abschnitt 3.1). Zur Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgabe wurde weiterhin für in der Niederspannung relevante Verbraucher und Erzeuger ein Simulationsszenario mit einem Hochlauf zukünftiger elektrischer Komponenten bis zum Jahr 2050 erstellt (siehe Abschnitt 3.2). Die Gesamtmethodik der Datenaufbereitung und Szenarien-Erstellung wurde bereits in /FFE-55 21/ veröffentlicht.

In Abschnitt 3.3 werden das Modell und die durchgeführten Erweiterungen beschrieben. Vor der Erläuterung der Ergebnisse werden in Abschnitt 3.4 die Simulationsszenarien zusammengefasst. Im Ergebniskapitel 3.5 wird sowohl auf Ladegleichzeitigkeiten als auch resultierende Netzüberlastungen detailliert eingegangen.

3.1 Betrachtete Niederspannungsnetze

Für die Verteilnetzsimulationen wurden im BDL-Projekt 6.409 Niederspannungsnetze (im Folgenden nur noch „Netze“ genannt) vom Projektpartner Bayernwerk Netz GmbH aus dessen Versorgungsgebiet zur Verfügung gestellt. Das Versorgungsgebiet ist in Abbildung 3-1 dargestellt und umfasst weite Teile Bayerns mit Ausnahme von großen Städten, wo regionale Stadtwerke verantwortlich sind sowie der Regierungsbezirke Mittelfranken und Schwaben.

In einem mehrstufigen Aufbereitungsprozess wurden die als relationale Datenbanktabellen vorliegenden Netztopologien mit aktuellen Verbrauchs- sowie Erzeugungsdaten (im Folgenden „Energiedaten“ genannt) zu rechenfähigen Netzmodellen verknüpft, validiert und in für das Verteilnetzsimulationsmodell GridSim (siehe Abschnitt 3.3) lesbare Datenbankstrukturen geschrieben.

Die 6.409 Netze wurden in Form relationaler Datenbanktabellen je Netzkomponenten mit den relevanten elektrischen Kennwerten zur Verfügung gestellt. Je Trafo wurde durch Verknüpfen der Datenbanktabellen zu den Netzkomponenten (Trafo, Trafo-Sammelschiene, Verteilerkasten-Sammelschienen, Netzverknüpfungspunkte (NVP) (im weiteren als Hausanschluss (HA) bezeichnet), Einspeisepunkte, Leitungen und HA-Leitungen) ein Netzgraph aufgebaut, welcher anschließend mit den Energiedaten verknüpft wurde. Hierbei mussten u. a. Ersatzwerte gebildet als auch Netze aussortiert werden, was im Folgenden beschrieben wird.

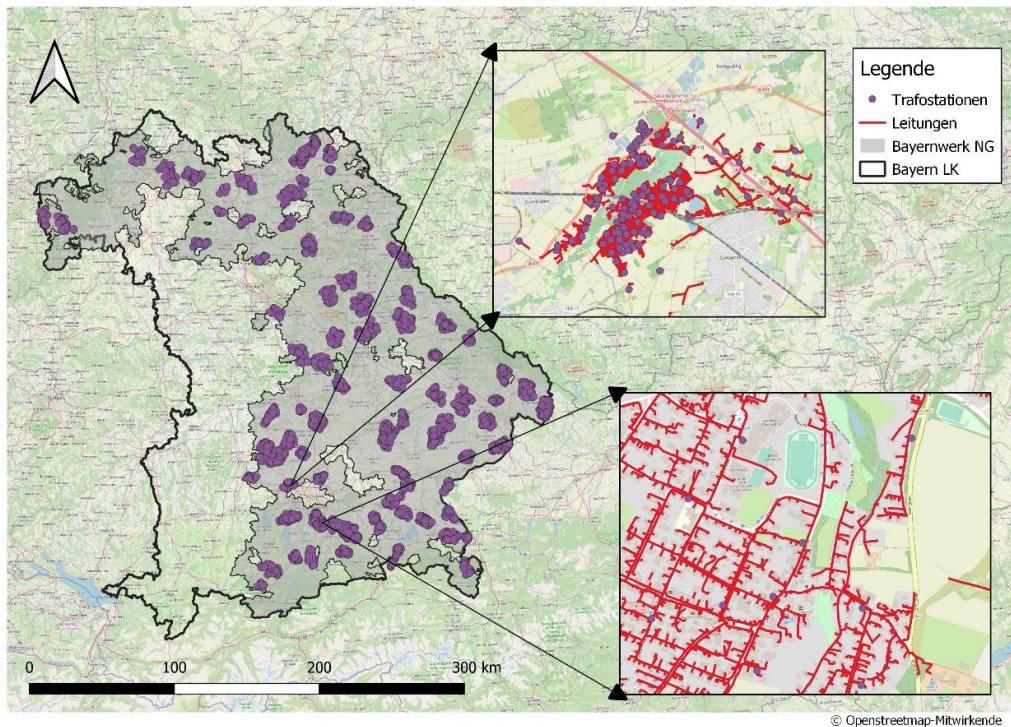


Abbildung 3-1: Verortung der 6.409 Niederspannungsnetze im Bayernwerk Netzgebiet (NG) mit zwei exemplarischen Ausschnitten zur Verdeutlichung der Zusammengehörigkeit der einzelnen Netze und Veranschaulichung der Netztopologien

Bei der Erstellung rechenfähiger Netzmodelle war es Voraussetzung, dass sowohl die Leistungsklasse des Transformatoren bekannt war als auch je Trafostation nur ein Transformator verortet war, da Verschaltungen mehrerer Transformatoren nicht automatisiert ausgelesen werden konnten. Weiterhin mussten für ca. 16 % der Transformatoren Ersatzwerte für elektrische Kennwerte gebildet werden. Diese wurden anhand von typischen Transformatoren aus dem Datensatz abhängig von der Transformator-Leistungsklasse hergeleitet.

Für die vom jeweiligen Transformator abgehenden Leitungen wurden insgesamt 420 verschiedene Leitungstypen übermittelt. Daneben Angaben zum Material, Querschnitt und Leitungstyp (Kabel oder Freileitung) eine Vielzahl weiterer elektrischer Kennwerte je Leitung verknüpft sind, kommt es auch hier zu fehlenden Einträgen in den Datenbanktabellen. Die hierfür benötigten Ersatzwerte wurden unter der Prämisse gebildet, keine neuen Überlastungen in der Simulation der Bestandsnetze zu erzeugen. Deswegen wurden für Leitungen mit fehlenden Kennwerten möglichst starke Ersatzleitungen mit hoher Stromtragfähigkeit und geringem Widerstand anhand Literatur- und Herstellerangaben verwendet.

Im Rahmen dieses Prozesses wurden insgesamt 2.526 (39 %) Netze von weiteren Betrachtungen ausgeschlossen, weil der Netzgraph nicht erfolgreich konvertiert werden konnte oder der Anteil an Ersatzwerten je Netz zu groß war. Der Netzgraph konnte nicht erstellt werden, wenn mehrere Transformatoren je Station vorhanden waren, mindestens eine nicht verbundene aber der Station zugewiesene elektrische Komponente vorkam oder keine Leitung mit dem Transformator verknüpft werden konnte. Der Anteil an Ersatzwerten je Netz und die damit verbundene Unsicherheit bei der Netzberechnung wurden als zu groß erachtet, wenn mehr als 10 % der Leitungsabschnitte oder -länge nicht eindeutig klassifiziert waren oder die Transformatorscheinleistung unbekannt war.

Den übrigen 3.883 (61 %) Netzen wurden die Energiedaten zugewiesen, um im späteren Verlauf sowohl das Simulationsszenario darauf aufzubauen als auch Referenzsimulationen für den Netzdatensatz durchzuführen. Die Energiedaten beinhalten dabei die gemessenen Energiemengen aus den Jahren 2017, 2018 sowie 2019 und sind für Entnahmestellen unterteilt nach Standardlastprofilen (SLP) oder registrierender Leistungsmessung (RLM). Die SLP

Entnahmestellen gliedern sich in Haushalte (H0), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (G0-6, kurz: GHD), Landwirtschaftsbetriebe (L0) sowie temperaturabhängige Lastprofile (TLP) für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Profile für Funkmasten oder Straßenbeleuchtung wurden aufgrund der geringen Relevanz nicht weiter betrachtet. Die Energiedaten der SLP aus den drei Jahren wurden anschließend nach Aktualität gewichtet und wie in /FFE-55 21/ beschrieben weiter aufbereitet. Für RLM Entnahmestellen wurden die originalen Lastgänge in 15-min Auflösung aus dem Jahr 2019 verwendet.

Weiterhin wurden die erzeugten Energiemengen sowie die installierte Leistung für PV-Anlagen berücksichtigt. Die installierte Leistung dient als direkte Eingangsgröße für das Verteilnetzsimulationsmodell zur Erstellung der PV-Lastgänge, wohingegen die erzeugte Energiemenge verwendet wird, um potenziellen Eigenverbrauch, durch welchen der Jahresenergieverbrauch der SLP verringert wurde, zu ergänzen. Hierzu wurde zwischen PV-Anlagen mit Volleinspeisung und PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung, also respektive Eigenverbrauch am HA, unterschieden. Nach der in /FFE-55 21/ beschriebenen Methodik wurde der Eigenverbrauchsanteil von im Mittel 24 % der erzeugten PV-Energie zu den SLP am entsprechenden HA ergänzt.

Im Anschluss an die Aufbereitung der Energiedaten wurden diese in Form der Zuweisung der HA den Netzgraphen zugewiesen. Für 95 % der Fälle war hier eine eindeutige Zuordnung zwischen den Netztopologischen- und den Energiedaten möglich. In 5 % der Fälle konnte diese Zuordnung nicht eindeutig erfolgen, da die Energiedaten auf Ebene der Rechnungsnehmer vorliegen. Ein Rechnungsnehmer kann dabei über mehrere HA angeschlossen sein oder hinter einem HA mehrere Rechnungsnehmer vorliegen. Die Zuweisung erfolgte nach der in /FFE-55 21/ erläuterten Methode. Um einem zu großen Fehler aufgrund dieser Unsicherheit durch die Netzbelegung zu vermeiden, wurden Netze von weiteren Betrachtungen ausgeschlossen, in denen mehr als fünf SLP, mehr als 5 % der Energiemenge oder mindestens ein RLM nicht eindeutig einem HA zugewiesen werden konnten. Insbesondere die nicht eindeutige Zuweisung von möglicherweise lastprägenden RLM-Profilen könnte zu Fehlern in der Netzberechnung führen. Auch führte die Selektion von beispielsweise Funkmasten oder Straßenbeleuchtung zu unbelegten HA, weswegen weiterhin Netze ausgeschlossen wurden, in denen mindestens 20 % der HA keine Lasten oder Einspeiser zugewiesen werden konnten oder neben PV-Anlagen andere Einspeiseanlagen, wie beispielsweise Biomasseanlagen, vorhanden waren.

Nach der Aufbereitung und Zuweisung der Energiedaten zu den Netzgraphen verbleibt eine Stichprobe von 1.206 Netzen. Diese umfasst mit 44.628 HAs und 80.495 Entnahmestellen ca. 3,4 % der Entnahmestellen in der NS- sowie NS/MS-Ebene der Bayernwerke (Haushalte, Gewerbe oder Wärmestromzähler) sowie mit 3.016 Leitungskilometern ca. 3,0 % der NS-Leitungen der Bayernwerke (100.269 km) /BNG-02 22/. Auf Deutschland bezogen entspricht der Umfang der Stichprobe ca. 0,24 % der insgesamt 1,26 Mio. Kilometern an verlegten NS-Leitungen /BNETZA-02 22/. Charakteristische Kennwerte der Netze sind in Abbildung 3-2 dargestellt. Für die Transformator-Leistungsklassen ist zu sehen, dass die meisten Transformatoren den Leistungsklassen 250 kVA (30 %) sowie 400 kVA (24 %) zuzuordnen sind. Ungefähr ein weiteres Drittel ist kleiner als 250 kVA. Die Spannweite erstreckt sich von 50 kVA bis 1.000 kVA. Für die Anzahl der HA je Netz ist zu sehen, dass ca. 70 % der Netze zwischen 10 bis 100 HAs besitzen. Rund 25 % der Netze haben weniger als 10 HAs und lediglich ca. 5 % mehr als 100 HAs. Im Median weist jedes Netz 30 HAs auf und der Mittelwert liegt bei 39 HAs pro Netz. Auch für die Gesamtleitungslänge und die Länge des längsten Stranges zeichnet sich eine heterogene Verteilung innerhalb der Stichprobe ab. Der längste Strang ist im Median 455 m lang (0 – 1.600) und die mittlere Leitungslänge liegt bei 2,5 km. Bei 95 % der Netze ist die Gesamtlänge kürzer als 6 km und reicht im Extremfall bis zu 16 km.

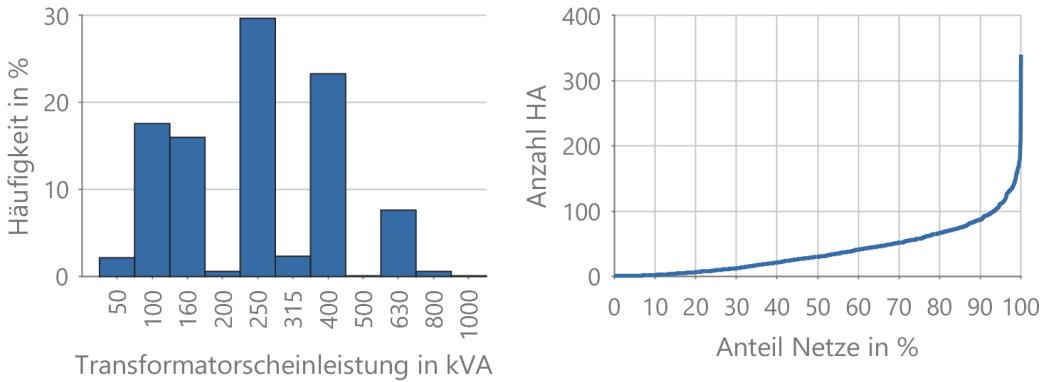


Abbildung 3-2: Kennwerte der 1.206 Netze – Transformatorscheinleistung (links oben), Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (rechts oben), längster Strang (links unten), Gesamtleitungslänge (rechts unten)

Zur weiteren Charakterisierung der Netze wurde nach Zuweisung der Energiedaten abgeleitet, welche Energieverbräuche in den jeweiligen Netzen den überwiegenden Anteil (> 50 %) ausmachen. Hierbei werden 58 % der Netze durch Haushaltlasten, 24 % der Netze durch Gewerbelasten und 4 % der Netze durch elektrischen Wärmeverbrauch dominiert. In den übrigen 14 % der Netze dominiert keine der drei Kategorien. Demnach handelt es sich insgesamt überwiegend um Wohngebiete in Kombination mit Gewerbe und einem geringen Anteil elektrischen Wärmebedarfs. /MÜL-02 22/

3.2 Simulationsszenario mit Hochlauf bis zum Jahr 2050

Für die zur Verfügung stehenden Netze wurde mit einem Fokus auf den Hochlauf von EFZ ein für die Niederspannung ganzheitliches, regionalisiertes Simulationsszenario entwickelt, was weiterhin den Zubau von WP sowie PV-Anlagen mit SBS und den Rückbau von elektrischen Speicherheizungen (ESH) berücksichtigt. Die Entwicklungen dieser Komponenten wurden in Fünf-Jahresschritten von 2020 bis 2050 für die Netze, welche sich über 187 Gemeinden in 48 Landkreisen erstrecken, modelliert. /FFE-55 21/

Grundlage für die regionalisierte Zuweisung der Komponenten sind detaillierte Kenntnisse zum Gebäudebestand, ob das Gebäude beispielsweise für eine Luft-WP geeignet ist oder wie groß die Dachfläche für eine mögliche PV-Anlage ist. Hierzu wurden zuerst die HAs der Netze entsprechenden Gebäuden in Open-Street-Map (OSM) /OSM-03 15/ zugewiesen und um zusätzliche Daten aus dem Zensus ergänzt /DESTATIS-08 15/. Somit sind für jeden HA und das zugehörige Gebäude Angaben zum Gebäudetyp (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Nicht-Wohngebäude, etc.), dem Baualter, der nutzbaren Dachfläche /JET-01 16/ und dem Wärmebedarf /UBA-14 17/ sowie der Eignung für die Beheizung mit einer Wärmepumpe bekannt /FFE-50 21/. Für den Wärmebedarf des heutigen Gebäudebestandes wird weiterhin die Möglichkeit einer zukünftigen Sanierung berücksichtigt /FFE-50 21/.

Der Hochlauf von EFZ wird in Anlehnung an das SolidEU-Szenario aus dem Projekt eXremOS abgebildet und entspricht bis zum Jahr 2050 nahezu einer Vollelektrifizierung des PKW-Bestandes in Deutschland /FFE-24 21/. Dabei wurden EFZ in private und gewerbliche Fahrzeuge unterschieden. Für private EFZ wurde dabei weiterhin berücksichtigt, dass der Hauptladeort zu Hause (73 % der EFZ) oder bei der Arbeit (13 %) sein kann, da nicht alle Fahrzeughalter zukünftig die Möglichkeit haben, ihr EFZ auch zu Hause zu laden. Gewerbliche EFZ mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz machen somit noch 14 % der EFZ aus /NLL-01 20/. Die Regionalisierung der privaten EFZ erfolgte nach der Methodik aus der „Kurzstudie Elektromobilität“ /FFE-142 19/, nach welcher ebenfalls die Regionalisierung von EFZ für den Netzentwicklungsplan 2035 /BNETZA-03 21/ erfolgte. Hierbei wurde für private EFZ ein Verteilungsschlüssel in einem 100 x 100 Meter Raster mit Wahrscheinlichkeiten für das Vorhandensein von EFZ abhängig von einer Vielzahl von Einflussfaktoren, zu denen u. a. die Verfügbarkeit von Garagen, typische

Pendlerdistanzen- und Streuung, PV-Anlagen oder mittleres Einkommen zählen, erstellt. Abhängig von den Mantelzahlen zu den verschiedenen Jahresschritten ergibt sich somit die Anzahl privater EFZ im Raster, innerhalb dessen die Zuweisung zum HA zufällig erfolgte. Die Mantelzahlen für gewerbliche EFZ lagen auf Landkreisebene vor und wurden mit Hilfe der vorherigen Verteilung privater EFZ anteilig den Netzen zugewiesen, wie in /FFE-55 21/ beschrieben wurde. Hierbei wurden sowohl die Anzahl an Gewerbebetrieben als auch die benötigten Jahresenergiemengen der Gewerbebetriebe berücksichtigt, so dass Netze mit vielen Gewerbebetrieben oder Gewerbebetrieben mit hohem Energiebedarf mit höherer Wahrscheinlichkeit mehr EFZ zugewiesen bekommen. /FFE-55 21/ Die gewählte Methode führt zu einer heterogenen Verteilung der EFZ in den Netzen, wie in /MÜL-02 22/ gezeigt wird. Für das Jahr 2030 wurde für die Mehrzahl der Netze weniger als ein EFZ je Gebäude verortet. Im Jahr 2040 sind im Durchschnitt dann bereits 1,1 EFZ je Gebäude und im Jahr 2050 rund 1,6 EFZ je Gebäude verortet. /MÜL-02 22/ Anschließend werden die EFZ auf zufälliger Basis in die drei Fahrzeugklassen Klein- (27,6 %), Mittelklasse- (40,6 %) und Oberklassewagen (31,8 %) mit den entsprechenden Batteriekapazitäten von 38, 60 und 100 kWh eingeteilt. /KBA-04 21/, /FFE-33 22/

Die zukünftige Entwicklung von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen (ESH) wird anhand des fortgeschriebenen Endenergieverbrauchs auf Landkreisebene ebenfalls durch das SolidEU-Szenario abgebildet /FFE-24 21/. Für den durch Wärmepumpen gedeckten Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser wird ein Anstieg in den relevanten Landkreisen prognostiziert. Aus dem Endenergiebedarf wird mithilfe einer mittleren Jahresarbeitszahl von 2,94 nach /FFE-19 19/ der Raumwärmebedarf ermittelt, der ebenfalls für die Gebäude der betrachteten Netze bestimmt worden ist. Nach der in /FFE-55 21/ entwickelten Methode erfolgt der Zubau von Wärmepumpen an den Gebäuden im Netzgebiet gemäß dem Hochlauf, der aus dem solidEU-Szenario hervorgeht. Zusätzlich werden Wärmepumpen nur an dafür auch geeigneten Gebäuden zugebaut, wobei nach /FFE-50 21/ Schallausbreitungseffekte an verschiedenen Aufstellorten berücksichtigt worden sind. Bis zum Jahr 2050 wird in den Netzen eine mittlere Durchdringung des Gebäudebestandes mit Wärmepumpen von 60 % erreicht. Für Speicherheizungen wurde im Rahmen der bekannten Netzbelegung bereits eine geringere Durchdringung (ca. 2 %) bestimmt, als durch das Szenario anhand der beschriebenen Methode ermittelt wurde. Aus diesem Grund wird für den langsamen Rückbau der Speicherheizungen das deutschlandweite Mittel herangezogen. /FFE-55 21/

Der Zubau an PV-Anlagen wird in Anlehnung an das Szenario NEP 2035 B, welches dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegt, sowie in Ergänzung um eine Interpolation der Anlagenleistung bis zum Jahr 2050 bestimmt /BNETZA-03 21/. Die Regionalisierung auf Gemeindeebene erfolgt nach der Methodik aus /SCHM-01 18/. Berücksichtigt wird der Zubau von Dachanlagen in einer Leistungsklasse unter 100 kW, um den Zubau von Anlagen zu vermeiden, die einer gesonderten Netzanschlussplanung unterliegen. Der Zubau erfolgt in den Leistungsklassen 0 - 10 kW, 10 - 30 kW sowie 30 - 100 kW, welche anhand von /SHN-01 21/ und /FFE-196 20/ bestimmt worden sind. Unter Annahme einer spezifischen PV-Leistung von 200 W/m² /ISE-01 22/ erfolgt unter Berücksichtigung des Bestands bzw. der Durchdringung im vorherigen Stützjahr der zufällige PV-Anlagenzubau je Leistungsklasse für die passenden, zur Verfügung stehenden Dachflächen. Die kleinste Anlagenleistung wird dabei auf 3 kW festgelegt. /FFE-55 21/

Abschließend erfolgt die Regionalisierung des Zubaus von stationären Batteriespeichern angelehnt an den Zubau der PV-Anlagen /FFE-01 19/. Batteriespeicher werden ausschließlich PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 30 kW zugewiesen, welche nach 20 Jahren keine EEG-Förderung mehr erhalten. Hierbei wurde angenommen, dass 55 % dieser PV-Anlagen einen Batteriespeicher erhalten. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von PV-Anlagen mit Batteriespeicher auf 41,7 %, was 10,6 % der Gebäude entspricht. Die Dimensionierung der Batteriespeicher erfolgt abhängig von der Leistung der zugehörigen PV-Anlage. Pro Kilowatt installierter PV-Anlagenleistung wird eine Kilowattstunde Batteriespeicherkapazität angenommen. Für die Leistung des Batteriespeichers wurden 44 % der Kapazität nach /BNETZA-08 18/ für Batteriespeicher bis 30 kW veranschlagt.

Zur Einordnung des Simulationsszenarios ausgehend von der heutigen Netzbelegung werden in Abbildung 3-3 die Jahresenergiemengen von Verbrauchern und Erzeugern sowie die installierte Leistung der flexiblen Komponenten im

Mittel über alle HAs dargestellt Dabei wurde angenommen, dass Haushalts- und Gewerbelasten konstant bleiben. Bis zum Jahr 2050 des Simulationsszenarios steigt der Energiebedarf um 250 % und wird mit einem Anteil von 40 % durch Wärmepumpen dominiert. EFZ tragen im Mittel mit einem Anteil von 23 % dann vergleichbar viel zum Energiebedarf bei wie Haushalte (25 %). Die benötigte Energiemenge ist im Mittel 5,6-mal so groß wie die durch PV-Anlagen erzeugte Energiemenge. Die installierte Leistung wird im Simulationsszenario im Jahr 2050 jedoch vor allem durch EFZ dominiert, da jedem Fahrzeug eine 11 kW Wallbox zugewiesen wird. Wärmepumpen tragen im Jahr 2050 zu 21 % der installierten Leistung bei. Insgesamt wird die installierte flexible Leistung bis 2050 um das Dreißigfache ansteigen. /FFE-33 22/

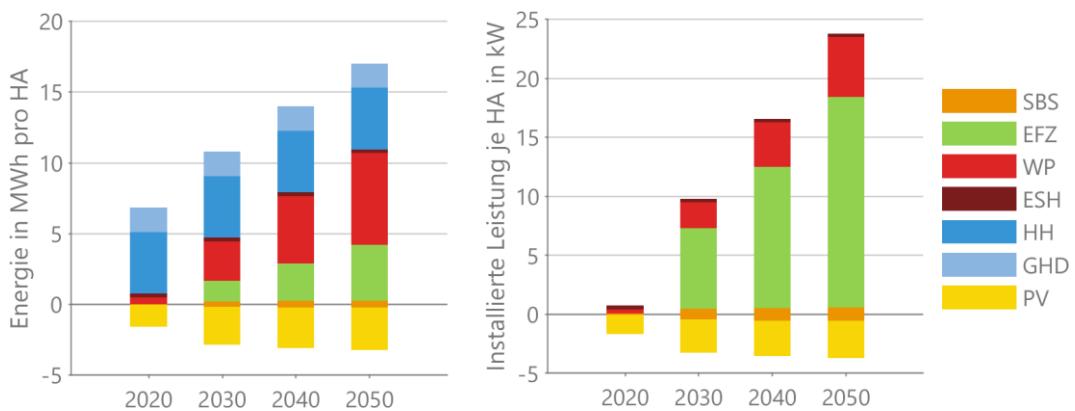
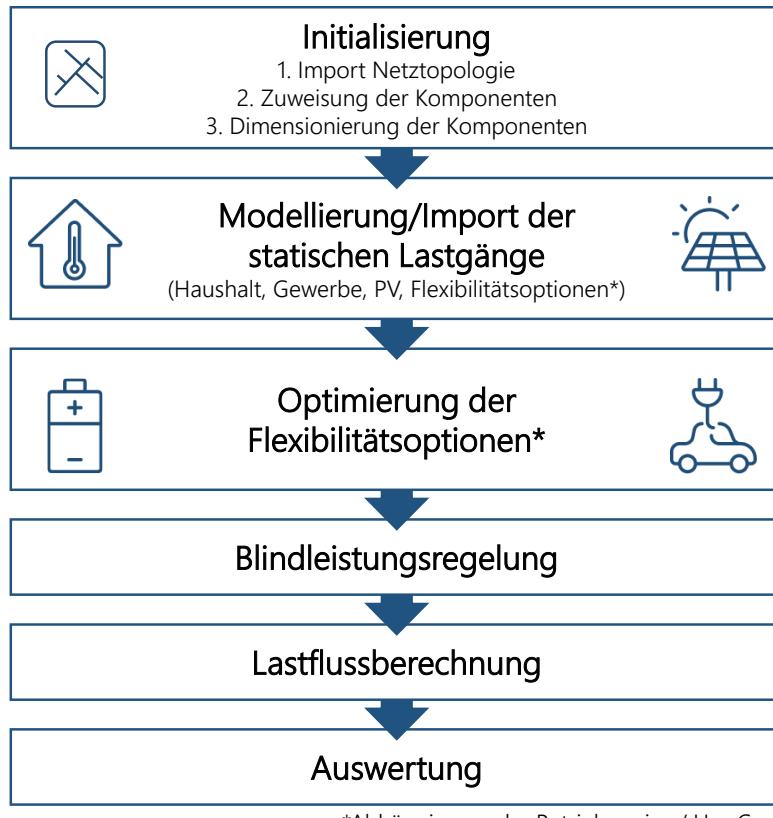


Abbildung 3-3: Durchschnittliche umgesetzte elektrische Energiemenge (links) und installierte Leistung der elektrischen Komponenten (rechts, ohne Haushalts- und Gewerbelast) je HA /FFE-33 22/

3.3 Modellierung der Verteilnetzbelastungen

Die Bewertung der Netzbelastungen erfolgte mit dem an der FfE entwickelten Energiesystem- und Verteilnetzmodell GridSim. Im Rahmen des Projekts wurde das Optimierungsmodell ResOpt (siehe Abschnitt 2.2), mittels welchem die Use Cases auf Gebäudeebene optimiert werden, integriert. Der prinzipielle Simulationsablauf, bestehend aus Initialisierung, Modellierung/Import der statischen Lasten, Optimierung der Flexibilitätsoptionen, Blindleistungsregelung sowie Lastflussrechnung mit anschließender Auswertung, ist in Abbildung 3-4 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Schritte und sonstigen Weiterentwicklungen, wie beispielsweise der Abbildung der Szenarien mittels Datenbanken, ist in /MÜL-02 22/ beschrieben.

Da der Fokus im Rahmen des BDL-Projekts auf den Auswirkungen der Use Cases für bidirektionale Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher lag, werden im Weiteren kurz die Eingangsdaten und Optimierung beschrieben. Als Basis für die Optimierung wird je Hausanschluss die Residuallast bestehend aus Haushalts- /FFE-61 20/ und/oder Gewerbelast /VDEW-01 99/ sowie den weiteren statischen Lastgängen der Wärmepumpen und Speicherheizungen und der PV-Erzeugung gebildet, sofern die entsprechenden Komponenten an diesem HA vorkommen. Die Lastgänge der wärmegeführten PtH-Anlagen werden wie in /FFE-45 17/ beschrieben modelliert, basierend auf /BDEW-08 13/, /FFE-56 15/, /IFE-01 03/. Die in /FFE-45 17/ beschriebene bedarfsorientierte Regelungsstrategie der Wärmepumpen wurde um eine temperaturabhängige Arbeitszahl nach /JC-01 20/ erweitert. Die elektrischen Speicherheizungen werden mit der typischen, von den VNBs gesteuerten Tarifladung modelliert und im Netzgebiet anteilig in Vorwärts- und Rückwärtsladungen aufgeteilt. Dementsprechend beginnt die eine Hälfte der Speicherheizungen zu Beginn der Freigabezeit (21 Uhr) mit der Aufladung des Wärmebedarfs für den nächsten Tag /VDEW-01 99/. Die andere Hälfte wird so gesteuert, dass der Wärmebedarf des Folgetages bis zum Ende der Freigabezeit (7 Uhr morgens) geladen wird. /FFE-33 22/, /MÜL-02 22/



*Abhängig von der Betriebsweise / Use Case

Abbildung 3-4: Übersicht des Simulationsablaufs im Verteilnetzsimulationsmodell GridSim /MÜL-02 22/

Die EFZ werden mittels Fahrprofilen, welche die Anwesenheit am Ladeort und die zugehörigen Energieverbräuche für die Fahrten dazwischen beinhalten, abgebildet. Die Fahrprofile der privaten EFZ, welche zu Hause geladen werden, und die Mitarbeiterfahrzeuge werden gemäß /FFE-61 20/ berechnet und basieren auf der Studie Mobilität in Deutschland /INFAS-01 18/. Die gewerblichen Fahrprofile werden analog, basierend auf der Studie Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland /VIP-01 12/, nach /JO OSS-01 21/ modelliert. In der Simulation gilt die Annahme, dass jedem Elektrofahrzeug eine Ladestation mit 11 kW am Hauptladeort zur Verfügung steht und sofern dies möglich ist, nur an dieser geladen wird. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die EFZ bei Ankunft an diesem Hauptladeort angesteckt werden. Im realistischen Szenario wird zudem die Ansteckwahrscheinlichkeit der nicht optimierten EFZ verringert, so dass im Mittel nur bei einem Ladezustand unterhalb von 50 % oder wenn der aktuelle Energieinhalt der Batterie nicht für die nächste Fahrt ausreicht, angesteckt wird /VACH-01 22/.

Die Batterie wird für das Lademanagement in drei Bereiche eingeteilt, welche in Abbildung 3-5 dargestellt sind. Im Bereich A wird das Elektrofahrzeug unabhängig von der gewählten Ladestrategie immer mit maximaler Leistung geladen, um eine Mindestreichweite für ungeplante Fahrten zur Verfügung stellen zu können. Ebenso wird das Fahrzeug auch in keinem der beschriebenen Use Cases unterhalb des sogenannten Sicherheits-SoC ($SOC^{EFZ,Sicherheit}$) entladen. Im Rahmen des BDL-Projekts und dieser Arbeit wird dieser Wert auf 30 % gesetzt /FFE-31 22/. Im Bereich B und C wird basierend auf der gewählten Ladestrategie z. B. nur PV-Überschuss geladen bzw. entladen. Bis zur nächsten geplanten Abfahrt ist dabei mindestens der Abfahrts-SoC ($SOC^{EFZ,Abfahrt}$) zu erreichen. /MÜL-02 22/

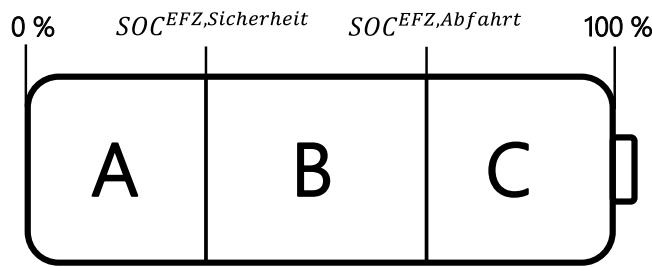


Abbildung 3-5: Unterteilung der Batterie in drei SoC-Bereiche für das Lademanagement /MÜL-02 22/

Das verwendete Optimierungsmodell mit dem Ziel der Kostenreduktion je Hausanschluss ist bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Anpassungen und Parameter des Modells und der verwendeten Nebenbedingungen ist /FFE-33 22/ und /MÜL-02 22/ dargestellt.

Im Referenzfall, dem Direktladen, wird das Elektrofahrzeug immer nach dem Anstecken mit maximaler Leistung ohne Beachtung der SoC-Grenzwerte vollständig aufgeladen. Mittels dieses Referenzfalls werden auch die für die spätere Optimierung notwendigen Lademengen an sonstigen Orten außerhalb des betrachteten Netzgebiets (z. B. an öffentlichen Ladestationen), Sofortlademengen und Differenzenergiemengen, falls auf Grund der Ladezeit der Wunsch-SoC nicht erreicht werden kann, berechnet. Die Sofortlademenge beschreibt die Energiemenge, die im Bereich A der Batterie geladen werden muss und die Differenzenergiemenge ist definiert als die Energiemenge, die das Elektrofahrzeug auch beim Direktladen mit maximaler Leistung bei Abfahrt unterhalb des Wunsch-SoC ist. Diese beiden Energiemengen werden für die relevanten Zeitschritte an die Optimierung übergeben. Die detaillierten Randbedingungen sind ausführlich in /MÜL-02 22/ beschrieben.

3.4 Betrachtete Use Cases und Szenarien

Von den im Kapitel 2 beschriebenen Use Cases werden im Folgenden die für das Verteilnetz relevanten ausgewählt und weiter betrachtet. Die Use Cases lassen sich zudem in zwei Gruppen unterteilen. In der ersten Gruppe erfolgt die Optimierung bzw. der Flexibilitätseinsatz rein aus Nutzersicht und unabhängig von der lokalen Netzsituation. In der zweiten Gruppe wird zusätzlich der Netzzustand berücksichtigt und Möglichkeiten zur Vermeidung von Netzengpässen werden betrachtet. Beim Use Case Blindleistungsbereitstellung wird je nach Ausgestaltung der aktuelle Netzzustand in Form der Spannung berücksichtigt oder nicht. Zudem ist auch eine Kombination mehrerer Use Cases (Multi-Use) möglich. /MÜL-02 22/

Übersicht der betrachteten Use Cases und Kurzbeschreibung der Szenarien

- PV-Eigenverbrauchserhöhung (V2H)
- Tarifoptimiertes Laden/Entladen (V2H+)
- Zeitliche Arbitrage (V2G)
- Spitzenlastkappung (V2B)
- Variable Netzentgelte (varNE)
- Spitzenglättung (§14a)
- Blindleistungsbereitstellung

Die im Folgenden beschriebenen Szenarien bilden die genannten Use Cases ab und werden durch die Kostenstrukturen für Bezug und Einspeisung, welche entweder statisch oder zeitlich variabel sind, unterschieden.

Im **Referenzszenario (Ref)** wird das heute übliche Preissystem für Haushaltskunden abgebildet und die EFZ bedarfsorientiert geladen. Es erfolgt kein optimiertes Laden. /FFE-33 22/

Im Szenario **V1H** und **V2H** werden alle Hausanschlüsse mit PV-Anlagen und optimierbaren Komponenten wie Speichern oder EFZ entsprechend uni- (**V1H**) oder bidirektional (**V2H**) optimiert. Dies betrifft 20 % der Hausanschlüsse, denen 23 % der EFZ zugeordnet sind. Zusätzlich wird mit 2,5 % der EFZ an 0,3 % der HA in diesem und den weiteren Szenarien der Use Case Spitzenlastkappung umgesetzt. In diesem Szenario sind sowohl der Bezugspreis (Privatkunden: 29,88 ct/kWh; /BNETZA-30 18/) und die Einspeisevergütung (8 ct/kWh; EEG 2021) statisch. /FFE-33 22/

In den Szenarien **V1H+** und **V2H+** steigt bei zusätzlicher Berücksichtigung von variablen Bezugspreisen die Anzahl der optimierten Hausanschlüsse auf 74 % an. Dazu zählen alle Hausanschlüsse mit mindestens einem EFZ oder SBS. In diesen Szenarien und dem V2G Szenario werden folglich alle EFZ und Batteriespeicher optimiert. Die Preisezeitreihe stammt aus dem Energiesystemmodell ISAAr der FfE und dem entsprechenden BDL-Szenario. Die Preise variieren von 0 bis 49,83 ct/kWh bei einem Mittelwert von 4,17 ct/kWh. Auf die reinen Energiekosten werden zusätzlich 20,5 ct/kWh für Steuern, Abgaben und Umlagen addiert /AWATT-01 21/. /FFE-33 22/

Im Szenario **V2G** sind die Teilnahmequoten wie im Szenario V2H+, wobei die Vergütung für eingespeisten Strom zusätzlich variabel ist und dem Bezugspreis entspricht. Hierdurch wird somit nicht ausschließlich eine Eigenverbrauchsoptimierung angereizt, sondern je nach Situation aus Kostengründen auch eine Einspeisung der PV-Energie der Zwischenspeicherung vorgezogen. Im Gegensatz zu obigem Szenario werden die Abgaben- und Umlagen auf 2,1 ct/kWh reduziert, um eine Einspeisung in das Netz anzureizen. /FFE-08 22/

Zusätzlich zu den beschriebenen Szenarien wird aufbauend auf Expertengesprächen ein **realistisches Szenario (Real)** entwickelt. In diesem Szenario wird einerseits angenommen, dass nur bei 30 % der Hausanschlüsse eine Optimierung stattfindet. Insgesamt werden hierdurch 36 % der EFZ optimiert, welche zusätzlich bidirektional sind /FFE-26 22/. Die weiteren EFZ werden unidirektional bedarfsgeführt geladen. Andererseits werden an den optimierten HAs unterschiedliche Use Cases betrieben. Insgesamt an 17 % der HAs (bzw. 19 % der EFZs) wird der Use Case PV-Eigenverbrauchserhöhung und an 13 % der HAs (17 % der EFZs) der Use Case zeitliche Arbitrage betrieben. In diesem Szenario wird zudem die Ansteckwahrscheinlichkeit der nicht optimierten EFZ verringert, so dass im Mittel nur bei einem Ladezustand unterhalb von 50 % angesteckt wird. Um hierdurch keine Mobilitätseinschränkungen zu verursachen, wird ebenfalls angesteckt, wenn die nächste Fahrt nicht mit dem aktuellen Ladezustand abgedeckt werden kann. Zusätzlich wird eine Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung (Q(U)-Regelung) bei PV-Anlagen und EFZ angenommen. Somit wird in diesem Szenario, im Gegensatz zu den bisher beschriebenen, eine Use Case Durchmischung abgebildet. /BLU-02 22/

Aufbauend auf dem realistischen Szenario werden auch die beiden netzdienlichen Use Cases variable Netzentgelte in Abhängigkeit der Transformatorauslastung und das Modell der Spitzenglättung abgebildet. Bei den **variablen Netzentgelten** reagieren alle Komponenten, die zeitliche Arbitrage machen, zusätzlich auch auf die variablen Netzentgelte, wodurch sich die Kostenstruktur weiter dynamisiert. /BLU-02 22P /

Das Modell der **Spitzenglättung** unterscheidet sich aus Modellsicht hiervon, da die Kostenfunktionen wie im **realistischen Szenario** sind, aber die erlaubte Bezugsleistung im Engpassfall reduziert wird, was über zusätzliche Nebenbedingungen abgebildet wird. Eine detaillierte Beschreibung hiervon findet sich in /FFE-72 22/.

In Abbildung 3-6 sind die bidirektionalen Szenarien und die resultierenden Teilnahmegrade in Abhängigkeit der Komponentenverfügbarkeit dargestellt.

	Ref	V2H	V2H+	V2G	Real	vNE	§14a
Bidirektional	HA EFZ	20 23	74 100	74 10	30 36	30 36	30 36
Eigenverbrauchserhöhung*		20 23	20 23		17 19	17 19	17 19
Spitzenlastkappung**		0,3 2,5	0,3 2,5	0,3 2,5	0,3 2,5	0,3 2,5	0,3 2,5
Tarifoptimiertes Laden			74 100				
Zeitliche Arbitrage				74 100	13 17	13 17	13 17
Variable Netzentgelte						13 17	
Spitzenglättung (§14 a)							74 100

* Mit PV-Anlage **Spitzenlastkappung bei RLM oder Verbrauch > 100.000 kWh

Abbildung 3-6: Resultierende Anteile an Hausanschlüssen und (bidirektionalen) EFZ je Use Case in den Simulationsszenarien nach /MÜL-02 22/

In Tabelle 3-1 sind relevante Simulationsparameter der EFZ und Batteriespeicher dargestellt, welche über alle Szenarien gleich sind. Neben diesen Parametern wird in allen Szenarien, mit Ausnahme des realistischen, keine gesteuerte Blindleistungsregelung angewendet und entsprechend ein $\cos \varphi$ von 1 angewendet. Weitere Parameter sind in /MÜL-02 22/ beschrieben.

Tabelle 3-1: Übersicht ausgewählter Simulationsparameter

Komponente	Parameter	Wert	Einheit
EFZ	(Ent-)Ladeleistung	11,0	kW
	Ladewirkungsgrad 2030 – 2050 (2020)	94,0 (92,5)	%
	Entladewirkungsgrad 2030 – 2050 (2020)	94,0 (92,0)	%
	Fahrzeugklassen (Klein- Mittel- Oberklassewagen)	27,6 40,6 31,8	%
	Batteriekapazitäten	38 60 100	kWh
SBS	Ladewirkungsgrad	94,0	%
	Entladewirkungsgrad	94,0	%
	Leistung	Abhängig von PV-Anlage	kW
	Batteriekapazität		kWh

Als Wetter- und Strukturjahr wird in allen Simulationen das Jahr 2012 verwendet.

3.5 Resultierende Gleichzeitigkeiten und Netzbelastrungen

In diesem Kapitel werden die (Ent-)Ladegleichzeiten und die resultierenden Netzbelastrungen beschrieben, die aus den unterschiedlichen Use Cases und den damit einhergehenden Lastgängen hervorgehen. Ein Fokus hierbei liegt darauf, wie viele Netze diesen Anforderungen bereits heute gewachsen sind oder ausgebaut werden müssen. Hierzu werden im nächsten Abschnitt die erlaubten Grenzwerte beschrieben.

3.5.1 Definition Netzüberlastung

Für die Definition, ob ein Netzgebiet überlastet ist, werden die folgenden drei Kriterien verwendet:

- Transformatorauslastung > 100 %
- Leitungsauslastung > 100 %
- Spannung außerhalb des Bereichs von 0,94 – 1,06 pu

Die beiden ersten Größen beziehen sich jeweils auf die maximale Betriebsmittelauslastung je Phase bezogen auf die Nennwerte. Die Spannungsgrenzwerte sind im Gegensatz zur gültigen Norm, der DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, welche eine Spannungsschwankung von 10 % erlaubt, analog zu /DENA-19 12/ auf 0,94 – 1,06 pu begrenzt, da keine explizite Betrachtung der Mittelspannungsebene stattfindet. Eine detaillierte Darstellung der Aufteilung des Spannungsbandes über die Netzebenen ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

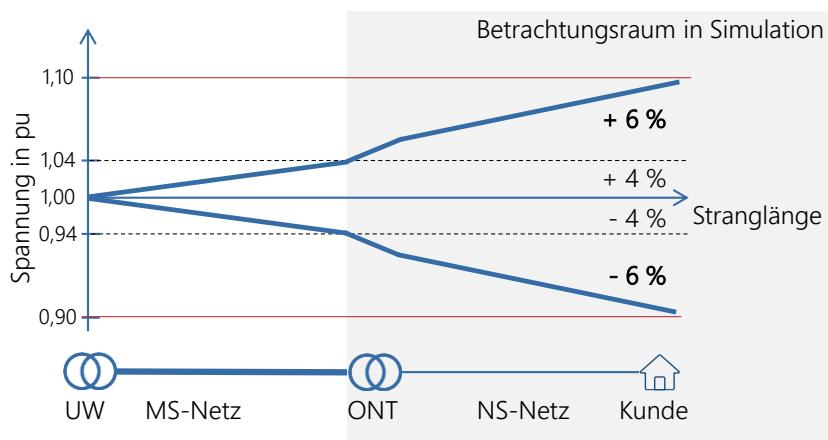


Abbildung 3-7: Aufteilung des zulässigen Spanningsbands gemäß DIN 50160 vom HS/MS-Umspannwerk (UW) bis zum Kunden in der Niederspannung /MÜL-02 22/

3.5.2 Referenzszenario

Um die Auswirkungen der bidirektionalen EFZ einordnen zu können, werden zunächst im Referenzszenario die Auswirkungen der Elektrifizierung ohne Optimierung der Flexibilitätsoptionen ermittelt und betrachtet. In Abbildung 3-8 sind die resultierenden Netzüberlastungen in den vier analysierten Stützjahren dargestellt.

Im Status quo (2020) kommt es nur in 0,5 % der Netze zu Überlastungen, welche überwiegend auf zu niedrige Spannungen (Spannung min) zurückzuführen sind. Nur ein Transformator wird durch zu hohe Last (Trafo Last) in einzelnen Zeitschritten überlastet.

Durch die zunehmende Elektrifizierung steigen die lastbedingten Überlastungen - Spannungen < 0,94 pu (Spannung min) und Transformatorüberlastungen (Trafo Last) - über die Jahre auf 18 % bzw. 16 % (2030), 34 % (2040) und 47 % bzw. 48 % (2050). Ebenso steigt die Anzahl der Netze mit Leitungsüberlastungen (Leitung) an. Zu hohe Rückspeisungen durch den weiteren PV-Zubau treten nur in weniger als einem Prozent der Netze auf (Spannung max. bzw. Trafo Rück). Insgesamt steigt die Anzahl der Netze mit mindestens einer der genannten Überlastungsarten (Gesamt) von 1 % (2020) über die Jahre auf 24 % (2030), 43 % (2040) bis 58 % (2050) an.

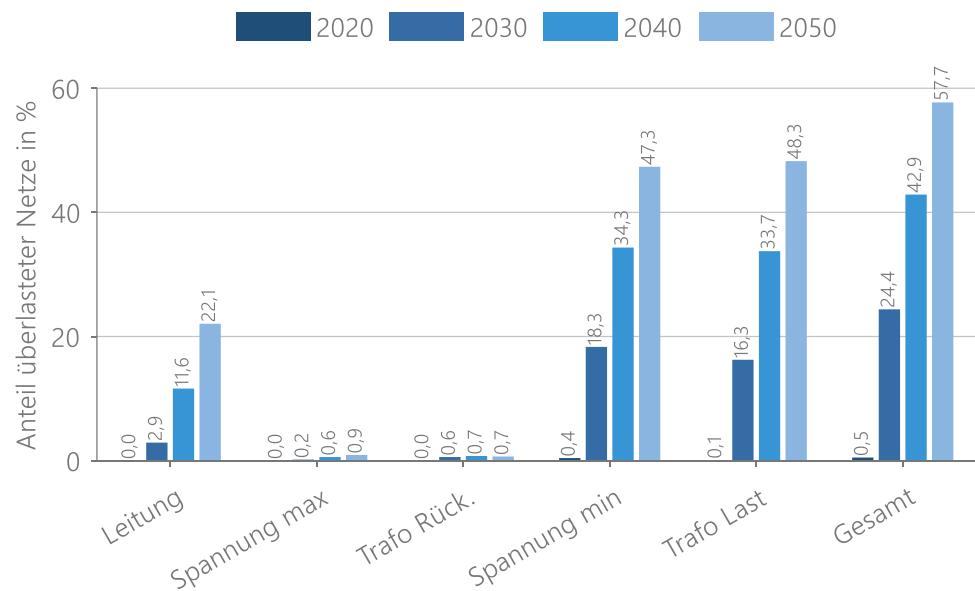


Abbildung 3-8: Auftretende Netzüberlastungen im Referenzszenario für die unterschiedlichen Stützjahre nach /FFE-33 22/

Die Zunahme der Überlastungen basiert auf den gestiegenen maximalen gleichzeitigen Leistungen je Hausanschluss, welche in Abbildung 3-9 dargestellt sind. Die mittlere maximale gleichzeitige Leistung der Hausanschlüsse je Netzgebiet steigt von heute 1,7 kW über 4,2 kW (2030), 6,0 kW (2040) auf bis zu 7,7 kW im Jahr 2050. Im Gegensatz dazu ist die Steigerung der minimalen gleichzeitigen Leistung bzw. Einspeisung von heute 0,6 kW auf 1,5 kW im Jahr 2050 deutlich geringer. In beiden Fällen sinkt die gleichzeitige Leistung im Netzgebiet mit steigender Anzahl von Hausanschlüssen betragsmäßig ab.

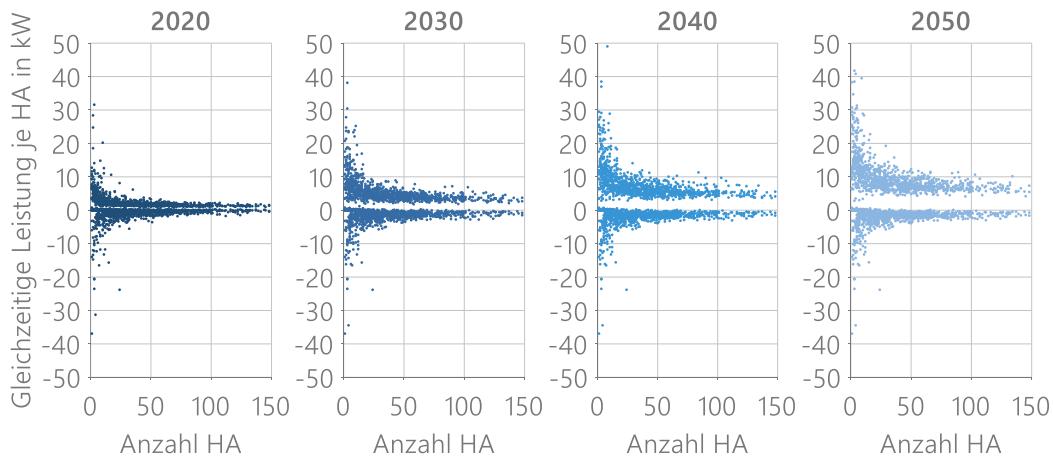


Abbildung 3-9: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss und Netzgebiet in Abhängigkeit von der Hausanschlussanzahl. Hausanschlüsse mit GHD-Einheiten und die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Hausanschlüssen sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet /MÜL-02 22/

3.5.3 Use Cases

Zum Vergleich der beschriebenen Use Cases in den definierten Szenarien wird für die Analyse primär das Jahr 2040 verwendet. Durch die unterschiedlichen Use Cases verändern sich die Ladegleichzeitigkeiten bzw. gleichzeitigen (Ent-)Ladeleistungen deutlich. In Abbildung 3-10 sind hierzu die maximal je Netzgebiet aufgetretenen Werte in Abhängigkeit von der Anzahl der EFZ dargestellt. Die maximale gleichzeitige Ladeleistung sinkt in der Referenz (links) mit zunehmender Anzahl an EFZ schnell ab und liegt bereits ab 30 Fahrzeugen bei unter 3 kW/EFZ. Im Mittel der

Netze ergibt sich eine maximale gleichzeitige Ladeleistung von 2,5 kW/EFZ, was einer Ladegleichzeitigkeit von 22,7 % entspricht. Die lokalen Optimierungen wie PV-Eigenverbrauchserhöhung und Spitzenlastkappung im V2H-Szenario haben insgesamt nur einen geringen Einfluss auf die maximalen Ladegleichzeitigkeiten und reduzieren diese im Mittel auf 2,4 kW/EFZ. Durch tarifliche Optimierungen basierend auf dem global gültigen Börsenpreis, wie im V2H+ und V2G Szenario, erhöhen sich die maximal gleichzeitigen Ladeleistungen deutlich auf im Mittel 10 kW/EFZ bzw. 90 % Ladegleichzeitigkeit. Ebenso verändert sich die Charakteristik und die starke Abnahme der Gleichzeitigkeit bei zunehmender Elektrofahrzeuganzahl bleibt aus. Selbst bei 100 Elektrofahrzeugen im Netzgebiet liegt der Wert im Mittel bei über 90 %. Ausnahmen hierbei bilden die Netze mit Spitzenlastkappung (rote Punkte), da die dortige Preisstruktur mit zusätzlichen Leistungspreisen hohe Gleichzeitigkeiten vermeidet.

Die maximale gleichzeitige Entladeleistung ist im Durchschnitt bei V2H mit 0,4 kW/EFZ deutlich geringer als die Ladeleistung. Durch tarifliche Optimierungen und die damit verbundene Erhöhung der ge- und entladenen Energie steigt diese Leistung bei V2H+ auf 2,4 kW/EFZ und bei V2G auf bis zu 10 kW/EFZ. Die geladenen Energiemengen steigen hierbei von 2407 kWh (Ref), über 2587 kWh (V2H) und 3490 kWh auf 6942 kWh pro EFZ an. Da der Fahrtverbrauch konstant bleibt, erhöhen sich entsprechend auch die ins Netz zurückgespeisten Energiemengen je EFZ von 0 kWh über 195 kWh und 992 kWh auf 4043 kWh. Die Energiedifferenzen ergeben sich auch aus den Umwandlungsverlusten, welche mit steigendem Energiedurchsatz ansteigen.

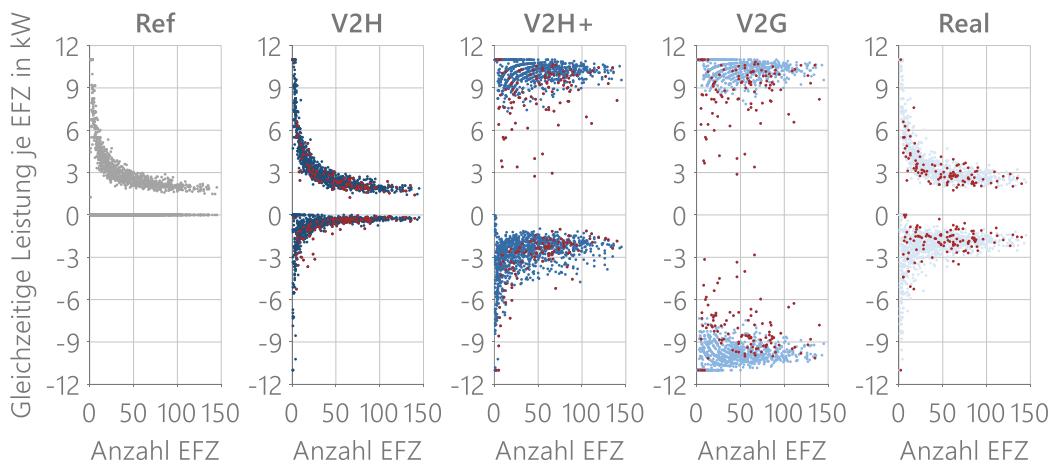


Abbildung 3-10: Maximale gleichzeitige Lade-/Entladeleistung der EFZ je Netzgebiet in Abhängigkeit von der Fahrzeuganzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040. Netzgebiete mit Spitzenlastkappung sind rot markiert. Die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 EFZs sind nicht dargestellt /MÜL-02 22/

Im realistischen Szenario (Real) ergibt sich auf Grund der Use Case Mischung, wobei 64 % der Fahrzeuge wie in der Referenz betrachtet werden, ein Gesamtbild wie in der Referenz, jedoch mit ca. 20 % höheren gleichzeitigen Leistungen. Auf eine Darstellung der netzdienlichen Use Cases wurde verzichtet, da diese sich nur unwesentlich vom realistischen Szenario unterscheidet.

Die Auswirkungen der unterschiedlichen maximalen Gleichzeitigkeiten zeigen sich auch in den resultierenden maximalen und minimalen Leistungen je HA, für die die Netze ausgelegt werden müssen (siehe Abbildung 3-11). Um eine Verzerrung durch einzelne große Gewerbebetriebe auszuschließen, sind in diese Betrachtung nur HAs ohne Gewerbeeinheit eingeflossen. In allen Szenarien ist die typische Abnahme der gleichzeitigen Leistungen mit steigender HA-Anzahl zu erkennen. Allerdings unterscheiden sich sowohl die absoluten Höhen der Leistungen und das Maß der Vergleichmäßigung.

Auf der Lastseite verdoppelt sich die gleichzeitige Leistung im Durchschnitt von 6,0 kW/HA (Ref) auf 12,9 kW/HA (V2H+/V2G). Hierbei ist der Einfluss von V2H nur marginal und führt zu einer Leistung von 5,9 kW/HA. Im realistischen

Szenario (Real) wird mit 5,6 kW/HA der niedrigste Wert erreicht, der aber immer noch deutlich über dem heutigen Wert von 1,7 kW/HA (Abbildung 3-9) liegt.

Auf der Einspeiseseite steigt der Wert durch die Rückspeisung im V2G-Szenario von 1,5 kW/HA (Ref) auf bis zu 9,1 kW/HA und liegt im realistischen Szenario bei 1,7 kW/HA. In den weiteren Szenarien ist der Wert wie in der Referenz, da keine Rückspeisung in das öffentliche Netz erfolgt.

Insgesamt sind somit die gleichzeitigen Bezugsleistungen in allen Szenarien deutlich höher als die Einspeiseleistungen.

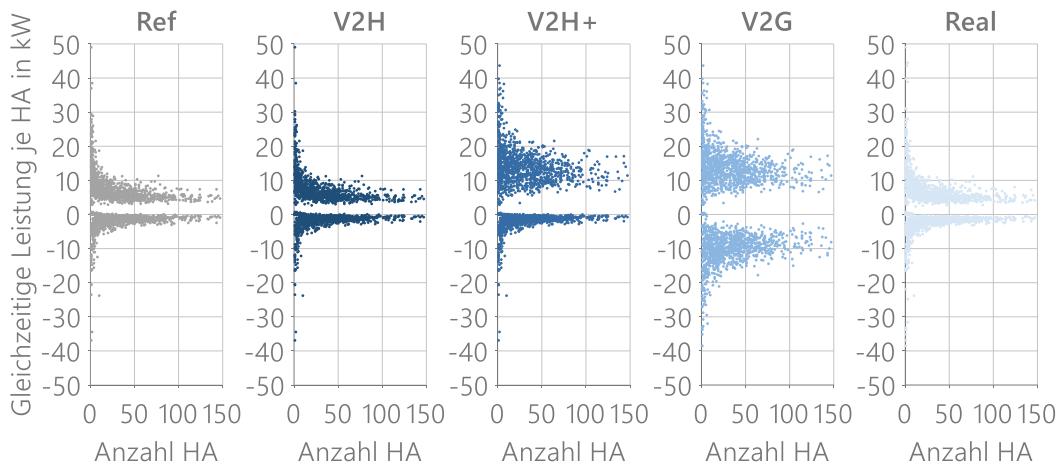


Abbildung 3-11: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je HA und Netzgebiet in Abhängigkeit von der HA-Anzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040. Die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Has sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet /MÜL-02 22/

Diese deutlich höheren maximalen gleichzeitigen Leistungen führen zu einem Ausbaubedarf in mehr Netzen. Abbildung 3-12 zeigt die Überlastungsarten, die zu Netzausbaubedarf in den verschiedenen Szenarien führen. Insgesamt dominieren die lastbedingten Engpässe, bedingt durch Spannungsbandverletzungen und Trafoüberlastungen. Diese beiden Überlastungsarten treten über alle Szenarien hinweg innerhalb dieser meist gleich häufig auf und erreichen Werte zwischen 27 und 71 %. Leitungsüberlastungen treten mit Ausnahme der Szenarien mit variablen Preisen (V2H+/V2G), wo diese in 50 % der Netze vorkommen, nur in ca. 11 % der Netze auf. Einspeisebedingte Engpässe treten lediglich im V2G Szenario in nennenswerten Umfängen auf.

Der Anteil der Netze mit Ausbaubedarf variiert innerhalb der Szenarien deutlich zwischen 32 und 71 %. In der Referenz sind 43 % der Netze überlastet. Durch die lokalen Optimierungen kann dieser Werte im V2H Szenario jedoch nur leicht auf 42 % reduziert werden. Die Optimierungen basierend auf variablen Stromtarifen führen bei V2H+ und V2G in 71 % der Netze zu Überlastungen. Obwohl die Anzahl der betroffenen Netze gleich ist, sind die Umfänge (absolut und zeitlich) jedoch bei V2G deutlich höher.

Die Durchmischung der Use Cases (Real) reduziert die Anzahl der betroffenen Netzgebiete auf 41 %. Hierbei haben weitere Sensitivitätsanalysen gezeigt, dass bei ca. 10 % tarifoptimierten HAs die wenigsten Netze überlastet sind und ab einem Anteil von 20 % die Anzahl der überlasteten Netze oberhalb der Referenz liegt. Die beiden netzdienlichen Szenarien führen zu Netzüberlastungen in 37 % (vNE) bzw. 32 % (§14a) der Netze. Diese vermeintlich geringen Effekte der netzdienlichen Use Cases resultieren aus unterschiedlichen Gründen, welche in den folgenden beiden Detailanalysen beschrieben werden. Ein wesentlicher Punkt ist, dass die WPs und ESHs, durch welche im Jahr 2040 auch ohne Elektrofahrzeuge bereits in 300 Netzen (25 %) Ausbaubedarf besteht, in allen Szenarien bedarfsorientiert betrieben werden und auch nicht an den netzdienlichen Use Cases partizipieren. Diese Netze können in beiden netzdienlichen Szenarien durch die sonstigen Flex-Optionen nicht entlastet werden. In der Praxis könnten zukünftig jedoch auch WPs flexibilisiert werden. Im Rahmen des BDL-Projekts wurde hierauf jedoch bewusst verzichtet, um den Effekt der Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher klar zu erkennen.

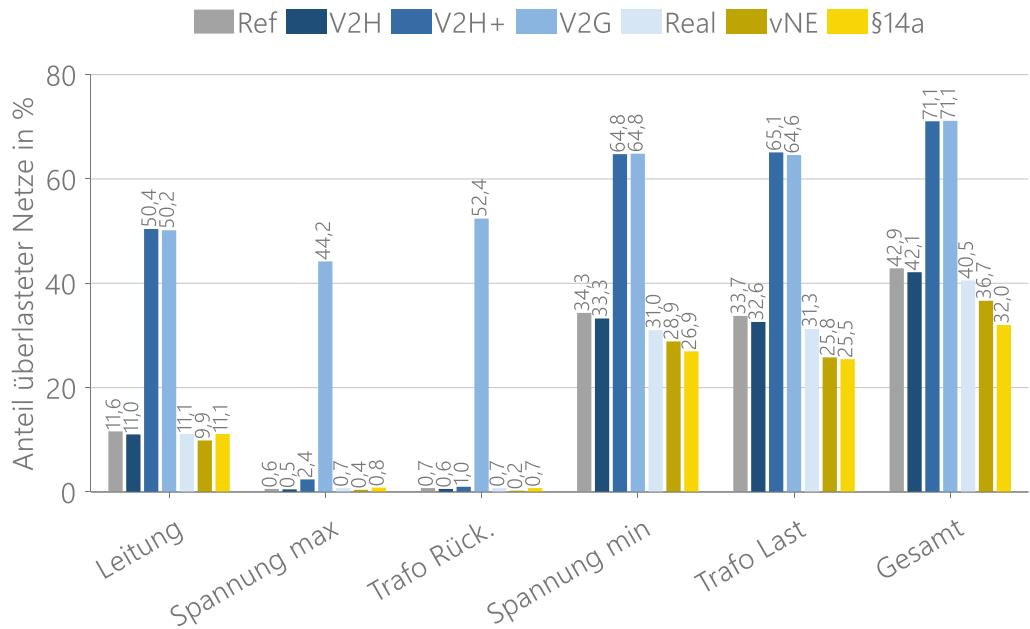


Abbildung 3-12: Auftretende Netzüberlastungen in den Szenarien im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten

Detailanalyse zur Einordnung des vNE-Szenarios

Die folgende Detailanalyse basiert auf /BLU-02 22/ und wurde bereits in /FFE-03 23/ veröffentlicht. Die Simulationen mit variablen Netzentgelten (vNE) zeigen eine Reduktion überlasteter Netze um 9 % gegenüber dem realistischen Szenario. Wie in /BLU-02 22/ gezeigt, haben auch die Ausgestaltungsmöglichkeiten wie Auslastungsgrenze, Stufenhöhe und Prognosegenauigkeit- sowie Umfang der Überlastungen Einfluss auf die netzentlastende Wirkung. Eine Ursache, die den netzdienlichen Einsatz der Flexibilität von an V2G mit variablen Netzentgelten teilnehmenden EFZs und SBS mindert bzw. vermeidet, ist der in Konkurrenz zu variablen Netzentgelten stehende variable Börsenpreis. In Abbildung 3-13 wird der zeitliche Zusammenhang aus Transformatorauslastung, welche das Netzentgelt bestimmt, dem durchschnittlichen resultierendem Netzentgelt, den tatsächlich überlasteten Transformatoren sowie dem Börsenpreis dargestellt.

Die durchschnittliche Transformatorauslastung ist gerade im Februar aufgrund niedriger Temperatur (Wetterjahr 2012) und dem damit einhergehenden hohen Strombedarf der Wärmepumpen hoch (oben links, a) und führt vor allem am Abend zu Trafoauslastungen über 70 % und damit zu hohen mittleren Netzentgelten (oben rechts, b). Der größte Anteil der Transformatoren ist hingegen im Februar zu den Mittagsstunden überlastet (unten links, c). Dies ist ebenfalls auf eine hohe wärmepumpenbedingte Grundlast zurückzuführen, wobei in dieser Zeit zusätzlich preisoptimierte Elektrofahrzeuge bevorzugt mittags laden, da zu den Abendstunden im Februar die Börsenpreise um ein Vielfaches höher als die maximalen variablen Netzentgelte (15,05 ct/kWh) sind. Somit wird der mittags geladene Strom zur zeitlichen Arbitrage genutzt. Da es sich um max. 15 % der Transformatoren handelt, die überlastet sind, sind diese Überlastungen nicht in den mittleren Netzentgelten zu erkennen. Sensitivitätsanalysen haben weiterhin gezeigt, dass auch Netzentgelte mit bis zu 45,05 ct/kWh diesen Effekt der überlagernden Börsenpreise nicht vermeiden konnten, da hierdurch teilweise ein dauerhaft erhöhtes Netzentgelt geschaffen wird, wodurch der netzdienliche Anreiz verloren geht und somit wieder lediglich anhand der Börsenpreise geladen wird.

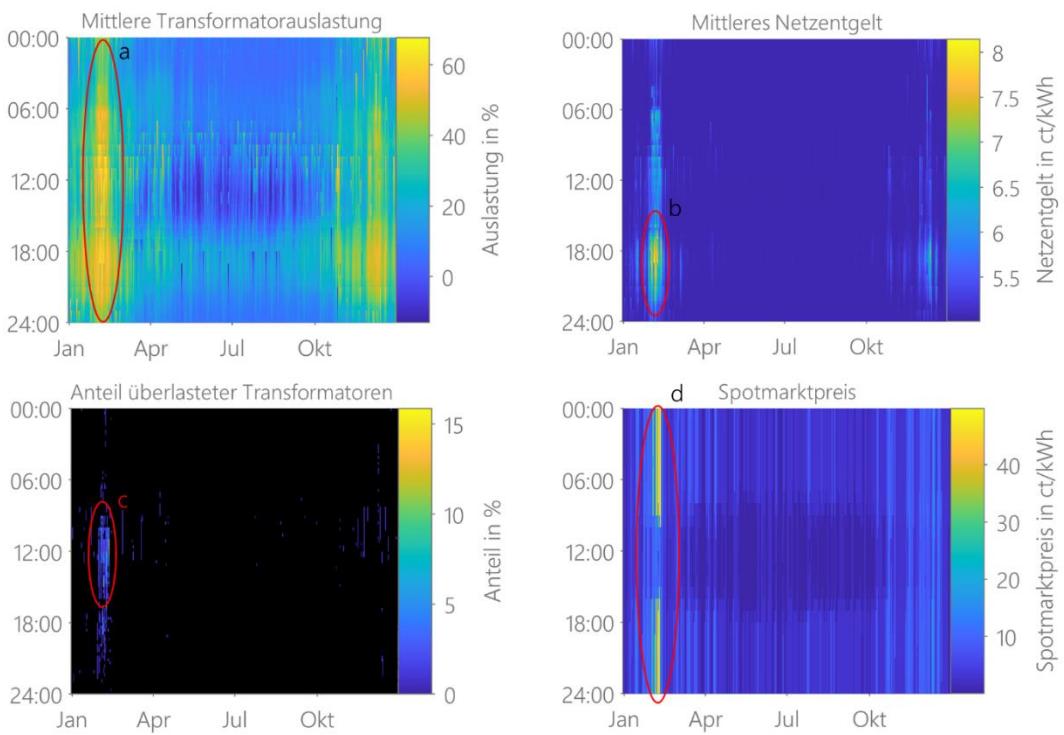


Abbildung 3-13: Mittlere Transformatorauslastung (oben links), mittleres Netzentgelt (oben rechts), Anteil zeitgleich überlasteter Transformatoren (unten links), Spotmarktpreis für 2040 (unten rechts) /FFE-03 23/

Detailanalyse zur Einordnung des §14a Szenarios

Die folgende Detailanalyse erläutert die Hintergründe, warum nur 21 % der Netze durch das Modell der Spitzenglättung engpassfrei werden. Die Analyse beruht auf /FFE-72 22/ beruht, wurde bereits in /FFE-03 23/ veröffentlicht.

Die Hauptursache liegt darin, dass nur die Leistung von EFZs und SBS reduziert wurde. Es erfolgte keine Reduktion der Wärmepumpenleistungen. Insgesamt war deswegen in 79 % der Netze die unbedingte (nicht abregelbare) Leistung zu hoch. Zudem wurde in 97 % der überlasteten Netze mindestens einmal die maximale Eingriffsdauer von zwei Stunden pro Tag erreicht, weswegen die Leistungsreduktion beendet werden musste. Die Nutzereinschränkungen sind jedoch bei den Eingriffen in den Netzen, welche dadurch engpassfrei werden, sehr gering und dauern im Schnitt nur 1,25 Stunden pro Jahr und Netz.

Weitere Sensitivitäten bezüglich der Modellparametrisierung haben gezeigt, dass die maximal erlaubte Eingriffsdauer und die bestellte bedingte Leistung die Haupteinflussfaktoren auf die netzentlastende Wirkung sind. Eine Erhöhung der maximalen Eingriffsdauer von zwei auf drei bzw. fünf Stunden führt dazu, dass statt 32 % nur noch 30 % bzw. 29 % der Netze überlastet sind. Durch eine geringere bestellte bedingte Leistung im Bezug zur Summenleistung der Flexibilitätsoptionen erfolgt ein lokales Lastmanagement, welches das Stromnetz ebenfalls entlastet.

Das Modell der Spitzenglättung eignet sich somit eher bei Netzen mit kurzzeitigen Überlastungen und bietet eine Möglichkeit, den Netzausbau hinauszuzögern. In Abbildung 3-14 sind hierzu die Ergebnisse für die Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass ca. 7 – 9 % der Netze mittels Spitzenglättung engpassfrei bleiben. Eine detaillierte Betrachtung der betroffenen Netze zeigt, dass zehn Jahre später auf Grund der voranschreitenden Elektrifizierung dies in den meisten betroffenen Netzen nicht mehr möglich ist (siehe Pfeile). Von den 103 Netzen aus dem Jahr 2040 sind trotz Spitzenglättung in 2050 92 Netze überlastet und es bedarf weiterer Ausbaumaßnahmen.

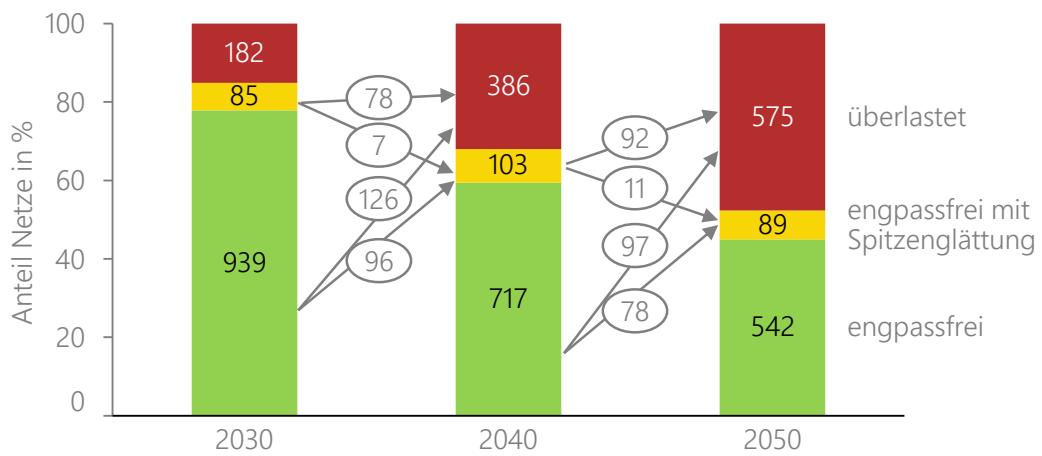


Abbildung 3-14: Resultierende Netzbelastungen bei Anwendung der Spitzenglättung auf das realistische Szenario für die Jahre 2030, 2040 und 2050 /MÜL-02 22/ nach /FFE-72 22/

Das Modell der Spitzenglättung kann somit den Netzausbau zeitlich verzögern, aber nicht gänzlich ersetzen. Insgesamt sind jedoch die Einschränkungen der Nutzer mit wenigen Stunden Eingriffsdauer und noch niedrigerer individueller Betroffenheit gering. Auch ist die tatsächliche Reduktion im Eingriffsfall mit ca. 9 % im Bezug zur kontrahierten flexiblen Leistung eher gering.

Nach diesen beiden Exkursen folgen abschließend Detailanalysen zu den drei Überlastungsarten. Die Analyse der maximalen Transformatorauslastungen je Netzgebiet in den unterschiedlichen Szenarien sind in Abbildung 3-15 visualisiert. Dabei wird gezeigt, dass neben der hohen Anzahl an betroffenen Transformatoren in den Szenarien V2H+ und V2G auch die Auslastungen mit dem 20 bzw. 26-fachen der Stromtragfähigkeit der bestehenden Transformatoren sehr hoch sind.

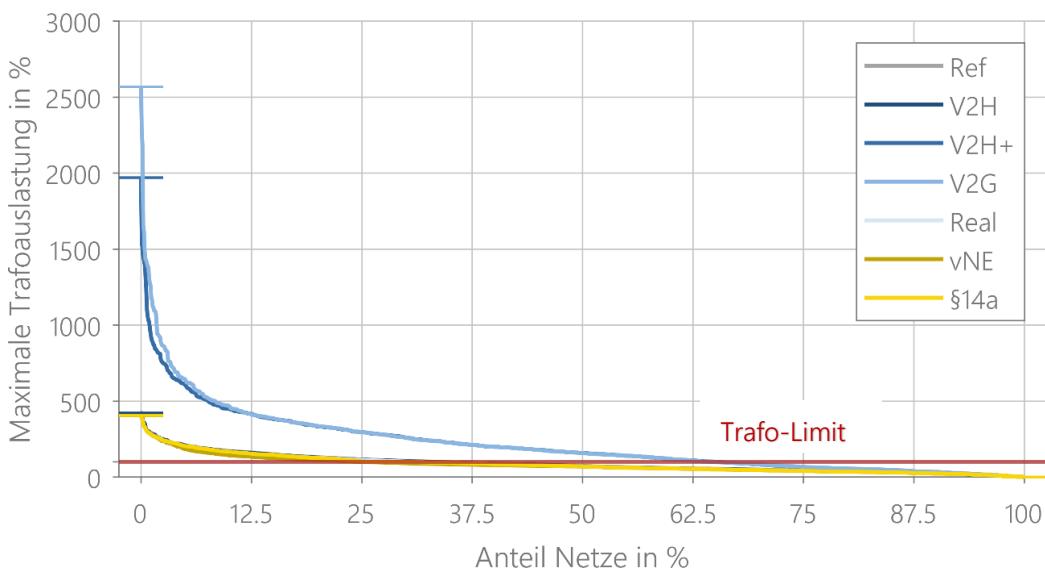


Abbildung 3-15: Auslastungslimit und maximale Transformatorauslastungen der analysierten Netzgebiete für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 /FFE-03 23/ nach /MÜL 02 22/

Somit führt ein Transformatortausch nicht immer zur Lösung des Engpasses, sondern es bedarf umfangreicher Maßnahmen wie der Aufspaltung von Netzgebieten. In diesen Szenarien wird der Wert von 1.000 kVA, was die maximale Standard-Transformatorgröße ist, in 216 bzw. 217 Netzen überschritten. In den sonstigen Szenarien sind die Überlastungsumfänge mit maximal 400 % deutlich geringer und nur in sechs Netzen wird die 1000 kVA-Schwelle überschritten.

Ein ähnliches Resultat zeigt auch die Detailanalyse der unteren Spannungsbandverletzungen in Abbildung 3-16. Neben den Anteilen der betroffenen Netze (links) sind dort die betroffenen Hausanschlüsse (mittig) und die zeitlichen Umfänge dargestellt. Der zweite Wert stellt ohne Beachtung der Netzzugehörigkeit die tatsächlich betroffenen Haushalte ins Verhältnis zu allen Haushalten. Auffällig ist, dass in den Szenarien mit wenigen Spannungsbandverletzungen der Anteil der betroffenen Hausanschlüsse mit 18 – 25 % geringer ist als der der Netze (27 – 34 %), wohingegen in den Szenarien V2H+/V2G sogar 72 % der Hausanschlüsse (65 % der Netze) betroffen sind. So wird noch einmal verdeutlicht, dass die großflächige Teilnahme am V2H+/V2G Use Case auch zu großflächigen Spannungsbandproblemen führt.

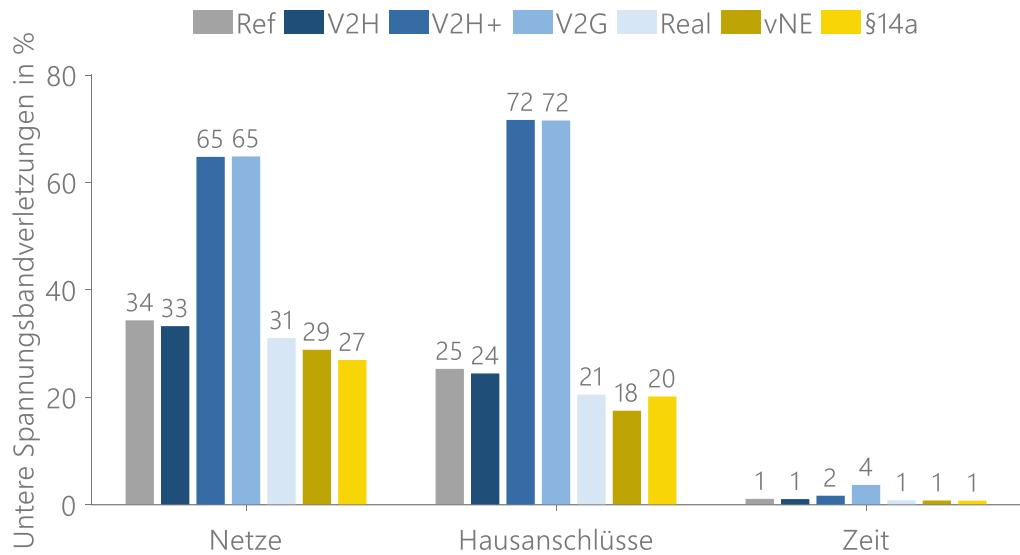


Abbildung 3-16: Anteil der Netze und Hausanschlüsse sowie Dauer der unteren Spannungsbandverletzungen in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 /FFE-03 23/ nach /MÜL 02 22/

Die mittlere auftretende Zeitdauer je Netzgebiet (rechts) liegt je Szenario zwischen 1 – 4 % des Simulationszeitraums (ein Jahr), schwankt jedoch stark zwischen den einzelnen Netzgebieten und erreicht im Extremfall 4.000 Stunden pro Jahr in einem Netz.

Im Gegensatz zu den Transformatoren, welche entweder überlastet sind oder nicht, bedeutet eine Leitungsüberlastung innerhalb eines Netzgebiets nicht, dass alle Leitungen überlastet sind. Zur Einordnung der Überlastungsumfänge sind in Abbildung 3-17 anteilig überlastete Leitungsmeter dargestellt. Dieser Wert gibt also an, welcher Anteil des Netzgebiets überlastet ist. Zur besseren Einordnung der Überlastungen ist zudem dargestellt, welcher Anteil des Netzgebiets mindestens einmal zu über 90 % ausgelastet wurde. Es zeigt sich, dass die betroffene Leitungslänge deutlich geringer ist als die Anzahl der betroffenen Netze mit mindestens einer Leitungsüberlastung. So sind beispielsweise in der Referenz 1 % der Leitungen im Untersuchungsgebiet überlastet (1,4 % haben Auslastungen größer 90 %), obwohl in 11,6 % der Netze Leitungsüberlastungen auftreten. In den Szenarien V2H+ und V2G wurden in 50 % der Netze Leitungsüberlastungen identifiziert, was 9 bzw. 9,6 % der Leitungsmeter entspricht. Insgesamt müssen somit je Szenario in 1 – 10 % der Netze Leitungen auf Grund von Überlastungen bis 2040 getauscht werden.

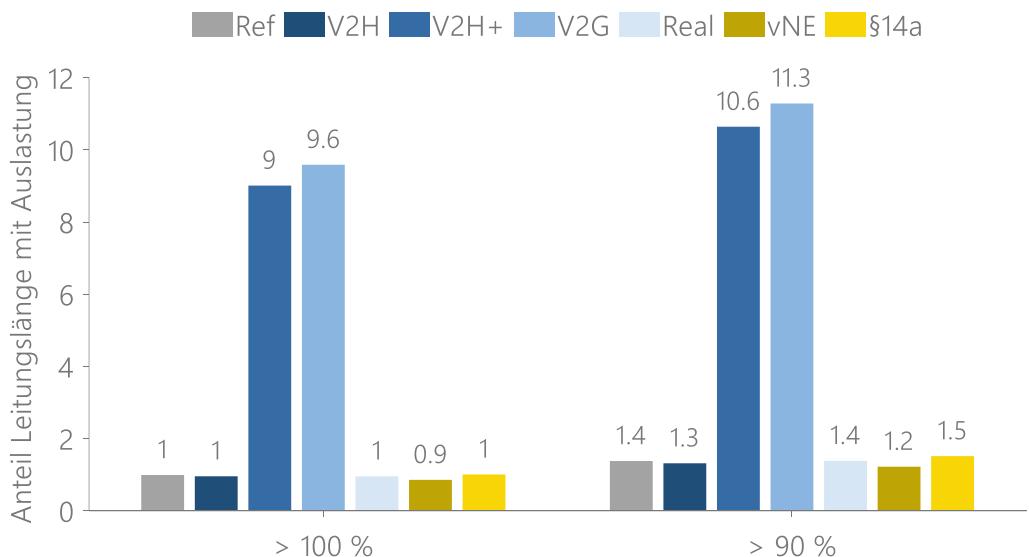


Abbildung 3-17: Überlastete (> 100 %) und stark ausgelastete (> 90 %) Leitungen in Prozent der Leitungslänge für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 /FFE-03 23/ nach /MÜL 02 22/

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass auf Grund der zunehmenden Elektrifizierung in der Niederspannungsebene in den nächsten Jahren erheblicher Netzausbaubedarf besteht. Neben den hier im Detail betrachteten Elektrofahrzeugen sind hierfür häufig Wärmepumpen, welche im Winter hohe Gleichzeitigkeiten haben, verantwortlich. Im Referenzszenario entsteht bis zum Jahr 2040 in 43 % der Netze Ausbaubedarf. Die unterschiedlichen Ladestrategien von EFZ, vor allem wenn diese zukünftig vermehrt bidirektional sind, können diesen Netzausbau bei hoher Durchdringung von marktlicher Optimierung deutlich um bis zu 66 % auf 71 % der Netze erhöhen. Andererseits führt eine Use Case Durchmischung (realistisches Szenario) zu geringeren Netzbelastungen, als wenn alle EFZ rein bedarfsgeführt geladen würden. Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass bis zu einem Anteil von 15 % V2G die Anzahl der überlasteten Netze nicht über der Referenz liegt. Des Weiteren bestehen durch netzdienliche Use Cases, wie beispielsweise variable Netzentgelte oder der Leistungsreduktion durch den VNB (§14a EnWG), die Möglichkeit, den Netzausbaubedarf weiter zu reduzieren. Dies gilt vor allem für Netze, in welchen Überlastungen maßgeblich durch flexible Elektrofahrzeuge verursacht werden und weniger durch in diesem Kontext als unflexibel angenommene Wärmepumpen.

Insgesamt bedarf es gerade vor dem Hintergrund der kommenden Elektrifizierung in den Niederspannungsnetzen sowie der Neugestaltung des §14a EnWG und sonstigen Konzepten zur netzdienlichen Integration der Flexibilitätsoptionen weiterer Forschung, um diese Flexibilitäten zielgerichtet zu heben.

4 Bidirektionale Elektrofahrzeuge aus der Sicht des Energiesystems

Die folgenden Auswertungen sind der eingereichten, noch nicht veröffentlichten Dissertation von Timo Kern entnommen /KERN-02 22/, die im Rahmen des BDL-Projektes entstanden ist. Dafür wurden die englischen Texte der Dissertation ins Deutsche übersetzt.

Aufgrund der ambitionierten europäischen und nationalen Klimaziele steht das europäische Energiesystem vor großen strukturellen Veränderungen. Basierend auf /FFE-26 22/ und /FFE-71 22/ sowie weiterer Forschung wird in diesem Kapitel der Mehrwert von bidirektionalen EFZ für das europäische Energiesystem analysiert. Der Fokus liegt dabei auf systemisch orientierten V2G-Anwendungsfällen. Abschnitt 4.1 analysiert die verschiedenen Modellierungsarten von bidirektionalen EFZ in einem europäischen Energiesystemmodell für die Integration von EFZ in den Strommarkt (Use Case Arbitrageshandel) und für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch bidirektionale EFZ (Use Case Engpassmanagement). Um die Auswirkungen von bidirektionalen EFZ auf das Stromsystem zu bewerten, werden in Abschnitt 4.2 zunächst Szenarien definiert. Basierend auf der Szenariodefinition und den Modellierungsansätzen werden in Abschnitt 4.3 die kostenoptimalen Durchdringungsraten von bidirektionalen EFZ und deren Einflussfaktoren analysiert. Schließlich werden in Abschnitt 4.4 die quantitativen Auswirkungen von bidirektionalen EFZ auf das europäische Energiesystem untersucht.

4.1 Methoden

Für die Betrachtung des Mehrwerts von bidirektionalen EFZ aus einer Systemperspektive wird das Energiesystemmodell ISAAr weiterentwickelt. Detaillierte Informationen zu ISAAr finden sich in /BOE-01 20/ und /FFE-28 22/. Abschnitt 4.1.1 konzentriert sich auf die Modellierung der integrierten bidirektionalen EFZ in den Strommarkt. Abschnitt 4.1.2 baut auf der Marktintegration auf und erweitert die anschließende Übertragungsnetz-Simulation um bidirektionale EFZ, die Engpassmanagement betreiben können.

4.1.1 Modellierung der Strommarkt-Integration

Das Energiesystemmodell ISAAr ist ein lineares Optimierungsproblem mit der Zielfunktion, die europäischen Energiesystemkosten zu minimieren. Die linearisierten Gleichungen beschreiben die technisch-ökonomischen Beziehungen innerhalb eines Energiesystems. Die Zielfunktion wird in Gleichung (4-1) formuliert. Die Kosten C ergeben sich aus Betriebs- und Investitionskosten. Die Betriebskosten werden durch spezifische Kosten $f_{t,n,i}$ und die Auslastung der Optimierungsvariablen $x_{t,n,i}$ für alle Zeitschritte t , Knoten n und Instanzen i gebildet. Die Variablen $x_{t,n,i}$ umfassen Erzeugung, Verbrauch, Import und Export aller modellierten Energieträger. Investitionskosten und andere nicht zeitabhängige Kosten werden mit Hilfe der spezifischen Kosten $f_{n,i}$ und der Auslastung der Optimierungsvariablen $x_{n,i}$ für alle Knoten n und Instanzen i berechnet. Die Auslastung der Optimierungsvariablen $x_{n,i}$ umfasst verschiedene Arten von Anlagen, z. B. Speicher, erneuerbare Energien oder Wasserstoffkraftwerke. Im Marktoptimierungslauf beziehen sich die Knoten n auf Marktgebiete im europäischen Energiesystem.

$$C = \min \left(\sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{i \in I} (f_{t,n,i} \cdot x_{t,n,i}) + \sum_{n \in N} \sum_{i \in I} (f_{n,i} \cdot x_{n,i}) \right) \quad (4-1)$$

Aus Sicht des Energiesystemmodells ISAAr stellen bidirektionale EFZ eine Zubauoption dar, die Direktlade-EFZ ersetzen. Diese Zubauoption ist mit Investitionskosten verbunden, die von der notwendigen zusätzlichen Infrastruktur und Software sowie von zusätzlichen Betriebskosten abhängen. Diese Kosten sind in der Zielfunktion von ISAAr

enthalten. Zusätzlich zu den bidirektionalen EFZ kann das Modell auch Direktlade-EFZ durch gesteuert geladene EFZ ersetzen, die nur unidirektional laden und geringere Investitionskosten haben.

Die Lade- und Entladeleistungen von bidirektionalen EFZ sind in den Leistungsbilanzen enthalten. Gemäß der Gleichung (4-2) ist der Endenergiebedarf P_{demand} gleich der Erzeugung P_{gen} und den Importen P_{import} abzüglich des Verbrauchs P_{cons} und der Exporte P_{export} für jeden Zeitschritt t , jeden Knoten n und jeden Energieträger c über alle Instanzen i . Das Aufladen eines EFZs wird in der Strombilanz als Verbrauch und das Entladen als Erzeugung berücksichtigt.

$$P_{demand}(t, n, c) = \sum_i P_{gen}(t, n, c) - \sum_i P_{cons}(t, n, c) + \\ \sum_i P_{import}(t, n, c) - \sum_i P_{export}(t, n, c) \quad (4-2)$$

Die Modellierung von in den europäischen Strommarkt integrierten bidirektionalen EFZ und damit einem energiesystemoptimalen Einsatz der Fahrzeuge entspricht dem Anwendungsfall des zeitlichen Arbitragehandels aus Sicht der Nutzer. In einem systemoptimalen Betrieb werden bidirektionale EFZ zu Zeiten niedriger Strompreise geladen und zu Zeiten teurer Strompreise entladen. Auf diese Weise können sie den Einsatz von thermischen Kraftwerken verdrängen, die zu teuren Grenzkosten produzieren. Durch die kostenoptimale Integration von bidirektionalen EFZ werden die Auswirkungen auf die Day-Ahead-Strompreise endogen in ISAaR berücksichtigt.

Gleichung (4-3) stellt die Gleichung zur Bestimmung des Speicherfüllstands von EFZ dar. Das Speicherniveau der EFZ E_{EV} in einem Zeitschritt t ist gleich dem Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschritts, addiert mit der am Anschlusspunkt geladenen Energie $P_{EV,c}(t) \cdot \mu_{EV,c} \cdot \Delta t$ und der geladenen Energie im öffentlichen Raum $E_{EV,pub,c}(t)$, subtrahiert mit der entladenen Energie $\frac{P_{EV,d}(t)}{\mu_{EV,d}} \cdot \Delta t$ und der durch das Fahren verbrauchten Energie $E_{EV,drive}(t)$. Die Lade- und Entladewirkungsgrade $\mu_{EV,c}$ und $\mu_{EV,d}$ werden aufgrund der überwiegend hohen Lade- und Entladeleistungen als konstant modelliert.

$$E_{EV}(t) = E_{EV}(t-1) + P_{EV,c}(t) \cdot \mu_{EV,c} \cdot \Delta t - \frac{P_{EV,d}(t)}{\mu_{EV,d}} \cdot \Delta t + E_{EV,pub,c}(t) \\ - E_{EV,drive}(t) \quad (4-3)$$

Weiterhin werden, wie in /FFE-26 22/ beschrieben, ein Sicherheits-SoC und ein minimaler Abfahrts-SoC modelliert, die die Höhe des Batteriefüllstands einschränken, um ein realistisches Nutzerverhalten zu gewährleisten.

Eine diskrete Modellierung aller einzelnen EFZ im europäischen Energiesystem führt zu einer großen Anzahl von modellierten Speicherinstanzen, was eine große Komplexität mit sich bringt. In /FFE-26 22/ werden drei Ansätze für die Modellierung von bidirektionalen EFZ in europäischen Energiesystemmodellen vorgestellt, um dieses Problem zu lösen. Alle Ansätze haben das Ziel, ganze Fahrzeugflotten in Ländern zu modellieren und dabei die Komplexität des Modells so gering wie möglich zu halten. Tabelle 4-1 fasst die Ansätze und ihre Vor- und Nachteile zusammen.

Tabelle 4-1: Modellierungsansätze für bidirektionale EFZ in einem europäischen Energiesystemmodell und ihre Vor- und Nachteile

	1.000 diskrete EFZ-Profile pro Marktgebiet	Geclusterte, diskrete EFZ-Profile pro Marktgebiet	Aggregiertes EFZ-Profil pro Marktgebiet
Modellierung	Modellierung von 1.000 diskreten EFZ-Instanzen zur Darstellung der EFZ-Flotte	Modellierung von Clustern mit 5 bis 50 diskreten EFZ-Instanzen zur Darstellung der EFZ-Flotte	Modellierung einer aggregierten EFZ-Instanz zur Darstellung der EFZ-Flotte
Vorteile	Beste Darstellung der EFZ-Flotte und ihrer Auswirkungen auf das Energiesystem	Genaue Abbildung der EFZ-Nebenbedingungen Gute Modellierung der EFZ-Flotte und ihrer Auswirkungen auf das Energiesystem	Geringste Modellierungskomplexität Gute Modellierung der EFZ-Flotte und ihrer Auswirkungen auf das Energiesystem
Nachteile	Hohe Komplexität Nicht berechenbar für optimierten Ausbau von bidirektionalen EFZ	Hohe Komplexität	Keine genaue Abbildung der EFZ-Nebenbedingungen

Der Modellierungsansatz über die Aggregation aller EFZ-Profile schwächt die EFZ-Nebenbedingungen ab, die den SoC einschränken. Abbildung 4-1 zeigt die aggregierte Verfügbarkeit von EFZ am Ort „zu Hause“ im Vergleich zur Verfügbarkeit eines einzelnen EFZs für eine Beispielwoche. Diskrete EFZ-Profile haben zeitliche Abhängigkeiten, die bei der Modellierung eines aggregierten EFZ-Profils vernachlässigt werden. Ein einzelnes Elektrofahrzeug, das mit einem SoC abfährt, der aus dem systemoptimalen Betrieb des Fahrzeugs resultiert, kehrt mit einem SoC zurück, der von dem SoC bei der Abfahrt abhängt. Die Modellierung eines aggregierten EFZ-Profils vernachlässigt diese Abhängigkeit, berücksichtigt aber dennoch die Gesamt-SoC-Beschränkungen des EFZ-Pools aufgrund der aggregierten Mindestverfügbarkeit. Da der Modellierungsansatz über die Aggregation aller EFZ-Profile zu einer guten Abbildung der EFZ-Flotte und ihrer Auswirkungen auf das europäische Energiesystem führt und gleichzeitig die geringste Modellierungskomplexität aufweist, wird er für die weitere Untersuchung ausgewählt. Eine detailliertere Beschreibung des Vergleichs der Modellierungsansätze ist in /FFE-26 22/ zu finden. Darüber hinaus können auch gesteuert geladene EFZ, die nur unidirektional laden, mit der gleichen Methode modelliert werden. Der einzige Unterschied ist ihre Entladeleistung, die auf Null gesetzt wird /FFE-26 22/.

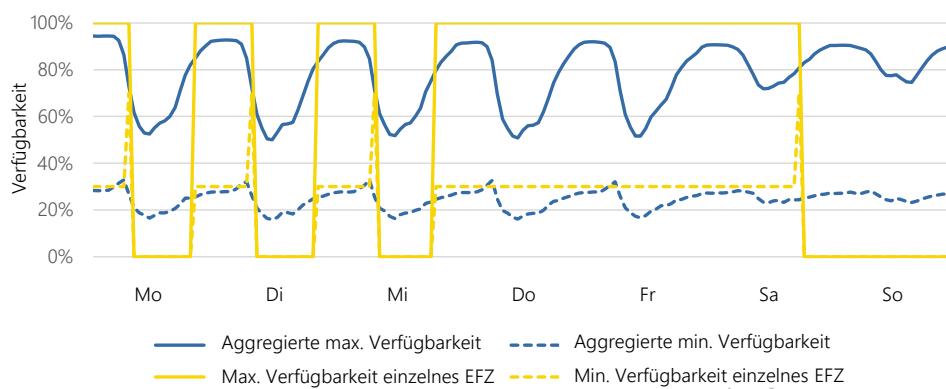


Abbildung 4-1: Unterschiedliche Verfügbarkeit von aggregierten und diskreten EFZ-Profilen für eine Beispielwoche wie in /FFE-26 22/ dargestellt

4.1.2 Modellierung der Engpassmanagement-Bereitstellung

Die Modellierung des Engpassmanagements in ISAaR basiert auf einer zweistufigen Optimierung:

- **Erster Lauf:** Marktmodellierung (beschrieben im vorherigen Abschnitt)
- **Zweiter Lauf:** Optimierung des Übertragungsnetzes (in diesem Abschnitt beschrieben)

Die Übertragungsnetzoptimierung fixiert die Investitionen in neue Anlagen auf der Grundlage der Ergebnisse der Marktmodellierung. Außerdem stellt der Einsatz der Anlagen in der Marktmodellierung die Basis für ihren Betrieb in der Übertragungsnetzoptimierung dar, so dass Anlagen nur mit zusätzlichen Kosten von der Basis abweichen können. Aus diesen Gründen unterscheidet sich die Zielfunktion der Übertragungsnetzoptimierung von der des Marktaufs nach Gleichung (4-4). Sie beschränkt sich auf Betriebskosten und Kosten, die durch die Bereitstellung von Engpassmanagement für alle Zeitschritte t , Knoten n und Instanzen i in Abhängigkeit von spezifischen Kosten $f_{t,n,i}$ und der Auslastung der Optimierungsvariablen $x_{t,n,i}$ entstehen. Erzeuger, Lasten und Flexibilitäten im Verteilnetz werden aus Komplexitätsgründen aggregiert und den Knoten des Übertragungsnetzes zugeordnet.

$$C = \min \left(\sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{i \in I} (f_{t,n,i} \cdot x_{t,n,i}) \right) \quad (4-4)$$

Die Kosten für das Engpassmanagement (Erhöhung der Einspeisung) und die Erlöse (Verringerung der Einspeisung) von thermischen Kraftwerken werden in Abhängigkeit von ihren Betriebskosten festgelegt. Die Erlöse für die Abregelung von erneuerbaren Energien werden auf Null gesetzt, um sicherzustellen, dass die Abregelung nur als letzte Option erfolgt. Die Kosten und Erlöse für Speicher, die das Engpassmanagement übernehmen, werden niedrig angesetzt. Ihre Hauptkosten entstehen durch den nachträglichen Ausgleich von Fahrplanabweichungen. Diese Energiekompensation führt zu Kosten, die von den Engpassmanagementkosten anderer Anlagen, die die Kompensation leisten, abhängig sind.

Die Leistungsbilanz im Übertragungsnetzlauf wird pro Übertragungsnetzknoten formuliert und hat damit eine deutlich höhere regionale Auflösung als der Marktauf. Für den Leistungsfluss wird ein Gleichstrom-Lastfluss auf Basis von PTDF (Power Transfer Distribution Factors) verwendet, der eine linearisierte Approximation des nichtlinearen Wechselstrom-Lastflusses darstellt. Diese vereinfachte Modellierung des Lastflusses ist unter der Annahme zulässig, dass es keine Spannungsabfälle gibt (Spannungsamplitude ist für alle Knoten gleich), Blindleistung und Leistungsverluste vernachlässigt werden und die Spannungswinkeldifferenzen klein sind /ELS-01 14/. Bei der Modellierung des DC-Lastflusses auf der Grundlage von PTDF wird der Lastfluss von AC-Leitungen $P_{line,AC}$ durch die PTDF-Matrix multipliziert mit den Einspeisungen und Entnahmen in einem Netzknoten P_{node} gemäß der Gleichung (4-5) bestimmt. Der Lastfluss von DC-Leitungen $P_{line,DC}$ ist durch Konverterstationen am Ende und am Anfang einer DC-Leitung vollständig steuerbar und wird daher über ein Transportmodell von Knoten x nach y nach Gleichung (4-6) ermittelt.

$$P_{line,AC} = PTDF \cdot P_{node} \quad (4-5)$$

$$P_{line,DC} = P_{x \rightarrow y} \quad (4-6)$$

Eine detaillierte Herleitung der PTDF-Gleichungen ist bereits mehrfach beschrieben worden und findet sich beispielsweise in /KUL-01 14/, /ELS-01 14/, /BOE-01 20/ sowie in /FFE-71 22/.

Ein- und Ausspeisungen in einem Netzknoten sind das Resultat der Erzeugung und des Verbrauchs aller Anlagen im Marktauf sowie deren optimiertes Engpassmanagement im Übertragungsnetzlauf. Die Leistung von Kraftwerken und erneuerbaren Energien P_o ist gleich dem Marktergebnis P_M addiert mit dem erhöhten Einsatz P_p und subtrahiert mit dem verminderten Einsatz P_n für alle Zeitschritte t gemäß Gleichung (4-7). Eine Erhöhung der Einspeisung bedeutet positives Engpassmanagement und eine Verringerung der Einspeisung bedeutet negatives Engpassmanagement. Volatile einspeisende erneuerbare Energien arbeiten im Marktbetrieb, unter Berücksichtigung marktbedingter

Einschränkungen, mit ihrer maximalen Leistung. Daher wird ihre Variable P_p auf Null gesetzt. Speicher und damit auch bidirektionale EFZ können auch Strom P_i verbrauchen. Aus diesem Grund wird Gleichung (4-7) erweitert zu Gleichung (4-8).

$$P_o(t) = P_M(t) + P_p(t) - P_n(t) \quad (4-7)$$

$$P_o(t) - P_t(t) = P_M(t) + P_p(t) - P_n(t) \quad (4-8)$$

Die Modellierung von Speichern, die Engpassmanagement bereitstellen, ist aufgrund ihrer zeitlich gekoppelten Energieerhaltung komplex. Die zeitliche Kopplung führt außerdem dazu, dass eine Jahressimulation nicht beliebig zerlegt werden kann, um die Komplexität der Simulationen zu reduzieren. Abbildung 4-2 veranschaulicht schematisch die Möglichkeit, das Optimierungsproblem zu zerlegen mit einem eingeschränkten Speicherfüllstand zu Beginn und zum Ende einer Zeitscheibe. Positives und negatives Engpassmanagement wird durch das entgegengesetzte Engpassmanagement in einem anderen Zeitschritt kompensiert. Der Speicherfüllstand am Ende einer Zeitscheibe wird durch das Ergebnis der Marktmodellierung festgelegt und an die nächste Zeitscheibe weitergegeben. Die Zeitscheiben sind also nur durch den Marktlauf gekoppelt und können parallel simuliert werden. Die Länge der in sich geschlossenen optimierten Zeitscheiben kann variabel gewählt werden. Einerseits führt eine längere Zeitscheibe zu einer größeren Flexibilität, um einen veränderten Fahrplan auszugleichen. Andererseits führt sie zu einer höheren Komplexität des Optimierungsproblems. In /FFE-71 22/ wird die Auswirkung unterschiedlicher Zeitscheibenlängen im Detail analysiert. Die in Abschnitt 4.4.3 vorgestellten Ergebnisse beruhen auf einer Zeitscheibenlänge von einer Woche.

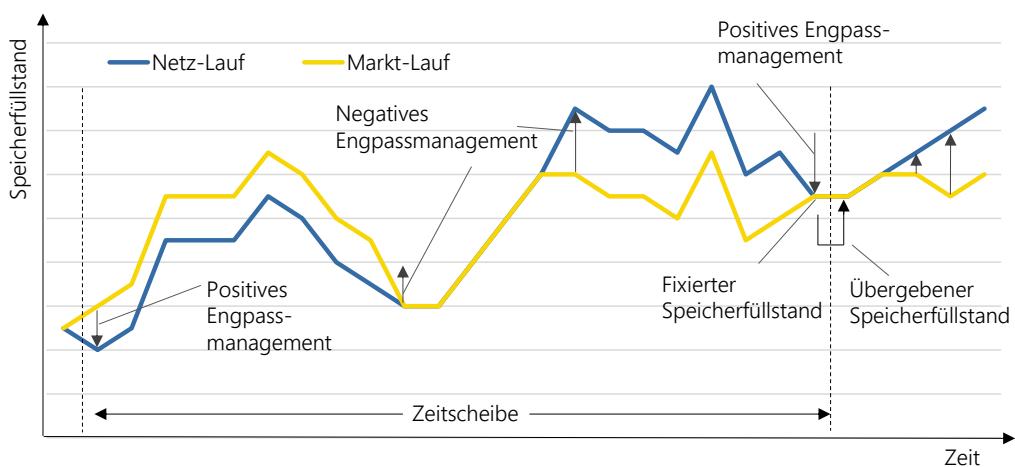


Abbildung 4-2: Schematische Modellierung der zeitlichen Zerlegung des Optimierungsproblems mit eingeschränktem Speicherfüllstand zu Beginn und zum Ende einer Zeitscheibe auf der Grundlage von /FFE-71 22/

4.2 Definition des Szenarios

Für eine Bewertung der kostenoptimalen Integration von bidirektionalen EFZ in das zukünftige Energiesystem wird ein Szenario erstellt, das den Rahmen für dieses Kapitel bildet. Dieses basiert auf dem Klimaschutzszenario solidEU aus dem eXtremOS-Projekt, das eine 95%-ige Reduktion der Treibhausgasemissionen in Europa bis 2050 bei starker Elektrifizierung der Endenergiesektoren anstrebt. Detaillierte Informationen zum Szenario und den technooökonomischen Parametern finden sich in /FFE-24 21/. Für Deutschland wurde dieses Szenario um die von der Bundesregierung geplanten Zielkapazitäten für erneuerbare Energien und Kraftwerke im Jahr 2030 aktualisiert /HERTZ-01 22/:

- Installierte Kapazität von PV-Anlagen: 200 GW

- Installierte Kapazität von Windkraftanlagen an Land: 100 GW
- Installierte Kapazität von Offshore-Windkraftanlagen: 30 GW
- Ausstieg aus der Kohlekraft bis 2030

Im solidEU-Szenario gab es keine Möglichkeit, gesteuert geladene oder bidirektionale EFZ in das zukünftige Energiesystem zu integrieren. Daher dient das solidEU-Szenario mit den zuvor angesprochenen Anpassungen als Referenzszenario *Ref*, um den Mehrwert eines Energiesystems mit bidirektionalen EFZ im Vergleich zu einem System ohne bidirektionale EFZ zu verdeutlichen.

Basierend auf der Modellierung mit einem aggregierten EFZ-Profil pro Land (siehe Abschnitt 4.1.1) wird dem Modell endogen erlaubt, gesteuert geladene oder bidirektionale EFZ in das System zu integrieren. Tabelle 4-2 zeigt die Parametrierung der Elektrofahrzeuge (einschließlich ihrer Wallbox) auf. Die EFZ werden mit einer mittleren PKW-Batteriekapazität von 50 kWh parametriert /FFE-142 19/. Die weiteren Parameter basieren auf Diskussionen im Rahmen des Forschungsprojekts BDL /FFE-26 22/.

Tabelle 4-2: Technische Parameter von bidirektionalen und gesteuert geladenen EFZ

Kapazität der Batterie	Leistung beim Laden/Entladen	Effizienz beim Laden/Entladen	Minimaler Sicherheits-SoC	Minimaler-SoC bei Abfahrt	Standort der bidirektionalen Wallbox
50 kWh	11 kW	94%	30%	70%	Zu Hause

Zusätzlich zu den technischen Parametern der EFZ, die in Tabelle 4-2 dargestellt sind, sind auch die wirtschaftlichen Parameter relevant. Tabelle 4-3 zeigt die zusätzlichen Investitionskosten für bidirektionale und gesteuert geladene EFZ im Vergleich zu ungesteuertem Laden auf. Die Investitionskosten werden auch in /FFE-26 22/ diskutiert. Sie beinhalten zusätzliche Kosten für Hardware, Software und die Installation der Wallbox. Darüber hinaus wurden Sensitivitäten für niedrigere Kosten von gesteuert geladenen EFZ (*Sen1* und *Sen2*) hinzugefügt, um die Auswirkungen von gesteuert geladenen EFZ auf bidirektionale EFZ genauer zu bewerten. Die Investitionskosten werden mit einer erwarteten Lebensdauer der Wallbox von 15 Jahren /NREL-01 20/ und einem Zinssatz aus Sicht des Energiesystems von 3,5 % /UCL-01 11/ annualisiert.

Tabelle 4-3: Zusätzliche Investitionskosten für bidirektionale und gesteuert geladene EFZ im Vergleich zu ungesteuert laden EFZ für das Basis- und die Sensitivitätsszenarien *Sen1* und *Sen2*

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Zusätzliche Investitionskosten in €/a	Bidirektionale EFZ	2.840	2.190	1.890	1.590	1.590	1.590
	Gesteuert geladene EFZ Basis	960	760	760	760	760	760
	Gesteuert geladene EFZ <i>Sen1</i>	480	380	380	380	380	380
	Gesteuert geladene EFZ <i>Sen2</i>	200	160	160	160	160	160

Da gesteuert geladene und bidirektionale EFZ als eigenständige Elemente in das Energiesystemmodell ISAAR integriert werden, wird der maximale Anteil an der absoluten Anzahl der EFZ auf jeweils 50 % festgelegt. Damit wird

sichergestellt, dass die Anzahl der gesteuert geladenen und bidirektionalen EFZ die absolute Anzahl der EFZ nicht übersteigt. Insgesamt ergeben sich die folgenden Szenarien:

- **Ref:** Referenzszenario ohne gesteuert geladene und bidirektionale EFZ
- **BDL:** Basierend auf dem Referenzszenario mit der Option zur Integration von bidirektionalen und gesteuert geladenen EFZ mit Basisinvestitionskosten aus Tabelle 4-3
- **Sen1:** Basierend auf dem BDL-Szenario mit Sen1-Investitionskosten aus Tabelle 4-3
- **Sen2:** Basierend auf dem BDL-Szenario mit Sen2-Investitionskosten aus Tabelle 4-3

4.3 Zukünftige kostenoptimale Durchdringungsraten

Aufbauend auf den Szenarien wird eine Kostenoptimierung des zukünftigen europäischen Energiesystems für das BDL-Szenario und die Sensitivitäten *Sen1* und *Sen2* durchgeführt. Eine wichtige Erkenntnis in /FFE-26 22/ ist, dass angesichts der Investitionskosten im *BDL*-Szenario die Option gesteuert geladener EFZ kaum endogen durch das Modell hinzugefügt wird. Die Zahl der bidirektionalen EFZ in Europa steigt im *BDL*-Szenario von 19 Millionen EFZ im Jahr 2030 auf 62 Millionen EFZ im Jahr 2050. Dies entspricht einem Anteil der bidirektionalen EFZ an den gesamten EFZ von 25 % im Jahr 2030 und von 30 % im Jahr 2050. Der Anteil der bidirektionalen EFZ an der Gesamtzahl der EFZ ist im Jahr 2040 mit rund 35 % am höchsten. Für das europäische Energiesystem ist der Mehrwert von bidirektionalen EFZ im Vergleich zu gesteuert geladenen EFZ so viel höher, dass deren höhere Investitionskosten kompensiert werden. Dies liegt zum einen an der hohen Verfügbarkeit der EFZ zu Hause, so dass die höhere Flexibilität der bidirektionalen EFZ durch das Laden und Entladen zu Mehrwerten für das Energiesystem führt. Auf der anderen Seite können gesteuert geladene EFZ nur ihren Ladevorgang anpassen, was ihr Energieflexibilitätspotenzial auf den Fahrverbrauch begrenzt.

Abbildung 4-3 zeigt die Anzahl der EFZ pro Ladestrategie für die Szenarien *BDL*, *Sen1* und *Sen2* auf. Durch die Senkung der Investitionskosten für gesteuert geladene EFZ in den Szenarien *Sen1* und *Sen2* werden deutlich mehr gesteuert geladene EFZ endogen durch das Energiesystemmodell integriert. Insbesondere im Szenario *Sen2* liegt der Anteil der gesteuert geladenen EFZ an der absoluten Anzahl der EFZ in den Jahren 2030 und 2040 nahe dem Maximum von 50 %. Somit führt die Option gesteuert geladener EFZ zu einem ausreichend großen Mehrwert für das Energiesystem, so dass die zusätzlichen Investitionskosten kompensiert werden können.

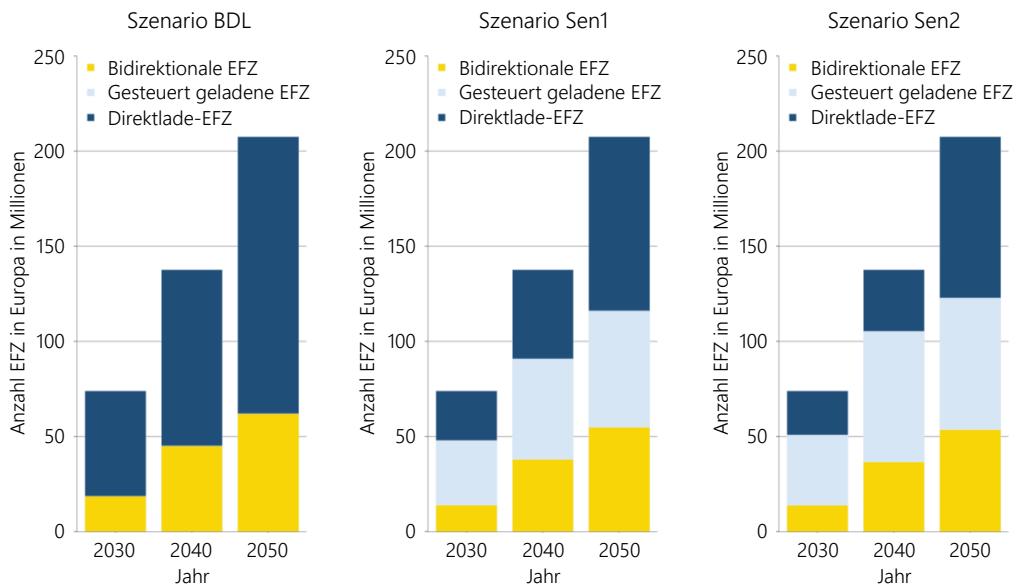


Abbildung 4-3: Anzahl der EFZ pro Ladestrategie für die Szenarien *BDL*, *Sen1* und *Sen2* basierend auf /FFE-26 22/ und weiteren Auswertungen

Im Vergleich zum *BDL*-Szenario werden diese zusätzlichen gesteuert geladenen EFZ jedoch weniger dazu genutzt, bidirektionale EFZ zu ersetzen. Dies zeigt, dass die Flexibilitätsoption der gesteuert geladenen EFZ nur einen geringen Einfluss auf die Integration von bidirektionalen EFZ hat. Selbst im Szenario *Sen2*, mit den niedrigsten Kosten für gesteuert geladene EFZ, beträgt die Zahl der bidirektionalen EFZ 14 Millionen EFZ im Jahr 2030 und steigt auf 54 Millionen im Jahr 2050 an.

Neben der absoluten Anzahl der EFZ pro Ladestrategie ist auch eine Analyse der regionalen Verteilung der EFZ aufschlussreich, um Hinweise auf Faktoren zu erhalten, die den Anteil an bidirektionalen EFZ beeinflussen. Aus diesem Grund stellt Abbildung 4-4 in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PV-Erzeugung die Anteile und Anzahl der EFZ pro Ladestrategie und Land für die Szenarien *BDL* und *Sen2* im Jahr 2050 dar. Dies ergänzt die Analyse in /FFE-26 22/, die 2030 und 2050 für das *BDL*-Szenario vergleicht. Es sind verschiedene Merkmale erkennbar. In Skandinavien sind in beiden Szenarien keine bidirektionalen EFZ integriert. Lediglich ein Viertel der EFZ werden gesteuert geladen im *Sen2*-Szenario. Der Anteil der bidirektionalen EFZ ist in Südeuropa höher, insbesondere im *BDL*-Szenario, zum Beispiel in Griechenland, Italien, Spanien und Bulgarien. Im *Sen2*-Szenario verdrängen gesteuert geladene EFZ in fast allen Ländern einen kleinen Teil der bidirektionalen EFZ. Lediglich Frankreich und Portugal stechen mit einem höheren Anteil an bidirektionalen EFZ hervor, obwohl auch hier eine große Anzahl an gesteuert geladenen EFZ integriert ist. Dies ist auf einen weiteren deutlichen Anstieg der PV-Kapazität zurückzuführen. Die europäischen Länder sind auf der Karte jeweils nach den Volllaststunden der PV-Anlagen eingefärbt. Hier lässt sich bereits visuell ein Zusammenhang feststellen. Eine höhere Anzahl an Volllaststunden von PV-Anlagen führt tendenziell zu einem höheren Anteil an bidirektionalen EFZ an den gesamten EFZ.

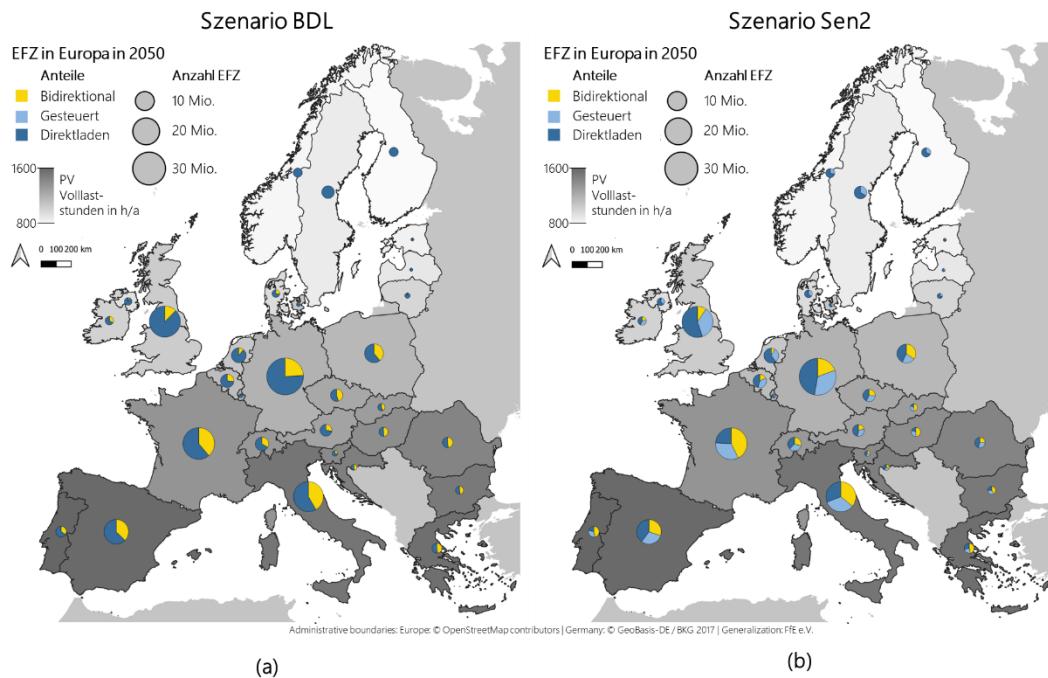


Abbildung 4-4: Abhängigkeit der Anteile und Anzahl der EFZ pro Ladestrategie und Land für die Szenarien *BDL* (a) und *Sen2* (b) im Jahr 2050 von den Volllaststunden der PV-Erzeugung auf Basis von /FFE-26 22/ und weiteren Auswertungen

Zur weiteren Untersuchung des Einflussfaktors der PV-Energie analysiert Abbildung 4-5 die Abhängigkeiten des Anteils der bidirektionalen EFZ von verschiedenen Einflussfaktoren für alle Länder mit insgesamt mehr als einer Million EFZ. Diese Auswertung bezieht sich auf das *BDL*-Szenario im Jahr 2050. Jeder Punkt im Diagramm steht für ein Land. Zusätzlich wurden eine lineare Regressionskurve und das Bestimmtheitsmaß R^2 der linearen Regression ermittelt. Das Bestimmtheitsmaß, das immer im Bereich zwischen 0 und 1 liegt, gibt die Güte der Regression an. Je näher das Bestimmtheitsmaß bei 1 liegt, desto besser passt die ermittelte Regressionsgerade. Bei einem Bestimmtheitsmaß von 1 sind alle Residuen 0 /UOTOR-01 21/.

Die obere linke Grafik in Abbildung 4-5 zeigt die Abhängigkeit des Anteils der bidirektionalen EFZ von den durchschnittlichen Vollaststunden der PV-Anlagen in einem Land, um den visuellen Hinweis aus Abbildung 4-4 zu be- oder entkräften. Es ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,518, was auf eine gewisse lineare Korrelation des Anteils der bidirektionalen EFZ mit den durchschnittlichen Vollaststunden der PV-Anlagen hinweist. Da bidirektionale EFZ als Speicher im Energiesystem fungieren, werden sie oft die PV-Spitzen, die über den Lastspitzen liegen, nutzen, um diese ansonsten abgeregelte Energie in das System zu integrieren. Daher zeigt das obere rechte Diagramm in Abbildung 4-5 die Abhängigkeit des Anteils der bidirektionalen EFZ vom Verhältnis der PV-Spitzenleistung zur Spitzenlast. Daraus ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,718, was auf einen starken linearen Zusammenhang hinweist. Eine weitere mögliche Annahme wäre, dass bidirektionale EFZ tendenziell stärker integriert werden, wenn die Spitzenleistung der Windkraft in einem Land deutlich über der Spitzenlast liegt. Daher zeigt das Diagramm links unten in Abbildung 4-5 die Beziehung zwischen dem Anteil der bidirektionalen EFZ und dem Verhältnis von Windspitzenleistung zu Spitzenlast. Hier liegt das Bestimmtheitsmaß R^2 jedoch nahe bei Null, was bedeutet, dass kein linearer Zusammenhang besteht. Das Diagramm unten rechts in Abbildung 4-5 fasst die Windenergie und die PV-Energie in einer abschließenden Untersuchung zusammen und stellt die Beziehung zwischen dem Anteil der bidirektionalen EFZ und dem Verhältnis zwischen dem Spitzenwert der summierten Wind- und PV-Leistung und der Spitzenlast dar. Das Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,237 deutet auf eine nur geringe lineare Korrelation hin. Er ist hier auch deutlich niedriger als bei der Betrachtung des Verhältnisses von PV-Spitzenleistung zu Spitzenlast in der zweiten Grafik.

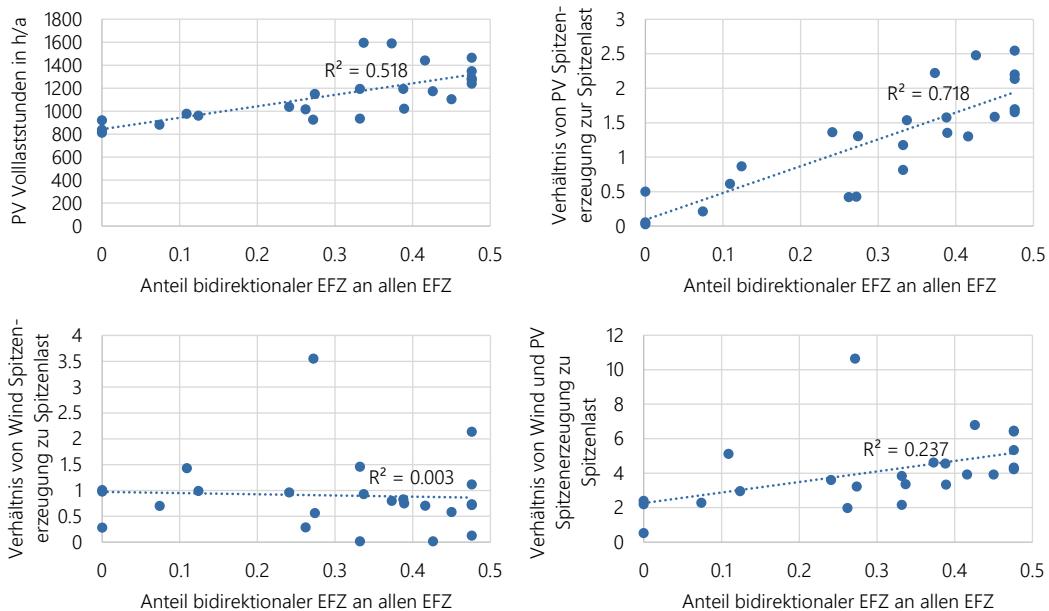


Abbildung 4-5: Abhängigkeit der Anteile der bidirektionalen EFZ an den gesamten EFZ von verschiedenen Einflussfaktoren

Windturbinen haben eine weniger regelmäßige Einspeisecharakteristik als PV-Anlagen, die ihre täglichen Spitzeneinspeisungen immer um die Mittagszeit haben. Diese regelmäßige Einspeisecharakteristik ist gut geeignet für Tagesspeicher, die tagsüber einspeichern, die Energie zwischenspeichern und nachts ausspeichern können. Auch wenn die Verfügbarkeit von bidirektionalen EFZ tagsüber eingeschränkter ist /FAT-01 21/, sind mindestens 50 % aller Fahrzeuge in einem Land immer zuhause. Bidirektionale EFZ dienen daher oft als kurzfristige Tagesspeicher und sind somit eine sehr gute Ergänzung zur PV-Energie. Dieser und andere Mehrwerte werden im folgenden Abschnitt aufgegriffen und diskutiert.

4.4 Auswirkungen auf das zukünftige Energiesystem

Im vorangegangenen Abschnitt wurde bereits gezeigt, dass bidirektionale EFZ mit den zugrunde liegenden Investitions- und Betriebskosten in ein kostenoptimales zukünftiges Energiesystem integriert werden. In diesem Abschnitt werden die Mehrwerte und ihre Auswirkungen auf das Energiesystem auf Basis von /FFE-26 22/, /FFE-71 22/ und weiteren Auswertungen konkreter bewertet.

4.4.1 Mehrwerte für das Energiesystem

Die folgenden Auswertungen ergänzen die Auswertungen in /FFE-26 22/, indem sie das Referenzszenario *Ref* ohne gesteuert geladene und bidirektionale EFZ mit dem *BDL*-Szenario und dem *Sen2*-Szenario vergleichen. Auf diese Weise können die Einflüsse von gesteuert geladenen und bidirektionalen EFZ auf das Stromsystem und andere Elemente des Stromsystems quantifiziert werden.

Abbildung 4-6 zeigt die installierten Kapazitäten der volatilen erneuerbaren Energien und der thermischen Kraftwerke für die Szenarien *Ref*, *BDL* und *Sen2* für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in Europa. Wie bereits in /FFE-26 22/ dargelegt, steigt die installierte Leistung der Photovoltaik im *BDL*-Szenario im Vergleich zum *Ref*-Szenario deutlich an, während die Kapazitäten der Onshore- und Offshore-Windenergie sinken. Ein Vergleich der Szenarien *BDL* und *Sen2* zeigt nur geringe Unterschiede. Das *Sen2*-Szenario tendiert dazu, etwas weniger PV- und Wind-Offshore-Kapazität zu integrieren, während die installierte Kapazität von Wind-Onshore leicht zunimmt. Die relative Abregelung der PV-Energie geht im *BDL*-Szenario im Vergleich zum *Ref*-Szenario um 2 bis 3 Prozentpunkte von 9 % auf 6 % im Jahr 2030 und 10 % auf 8 % im Jahr 2050 zurück. Die relative Abregelung der Windenergie bleibt dagegen mit 2 % im Jahr 2030 und 4 % im Jahr 2050 in beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau.

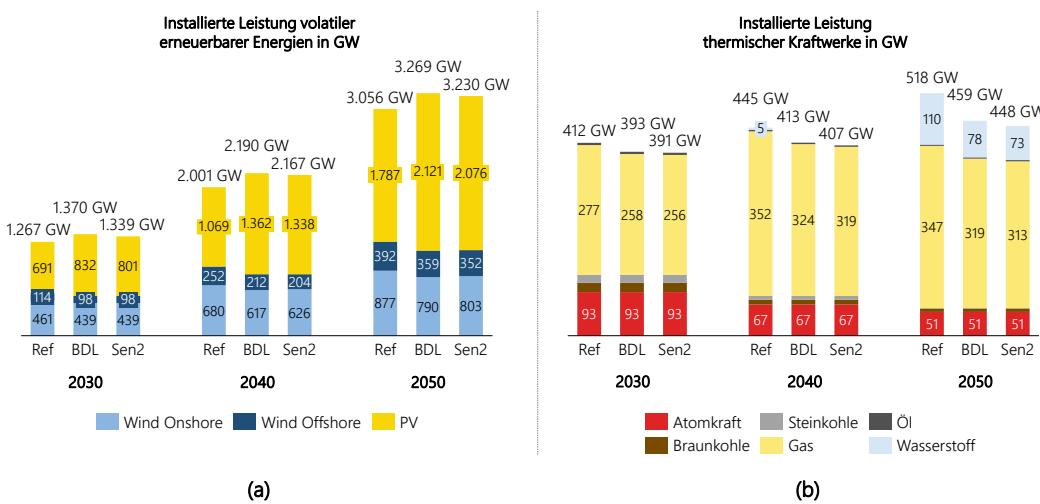


Abbildung 4-6: Installierte Kapazitäten von variablen erneuerbaren Energien (a) und thermischen Kraftwerken (b) für die Szenarien *Ref*, *BDL* und *Sen2* für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in Europa basierend auf /FFE-26 22/ und weiteren Auswertungen

Die Unterschiede in der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke in den Szenarien *BDL* und *Sen2* sind ähnlich gering. In *Sen2* werden etwas geringere Kapazitäten an Gas- und Wasserstoffkraftwerken benötigt als im *BDL*-Szenario. In beiden Szenarien führen also vor allem die bidirektionalen EFZ zu deutlich geringeren Kapazitäten von Gas- und Wasserstoffkraftwerken als im *Ref*-Szenario.

Die deutliche Kostenreduktion von gesteuert geladenen EFZ und die damit verbundene hohe Integration dieser hat daher nur geringe Auswirkungen auf den Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien und der thermischen Kraftwerke. Wie bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben, ist der Anteil der bidirektionalen EFZ im *Sen2*-Szenario ähnlich hoch wie im *BDL*-Szenario, was zu ähnlichen Charakteristiken des Energiesystems führt. Sehr günstige gesteuert

geladene EFZ führen zu einer geringfügigen Verringerung der erforderlichen Kapazitäten von thermischen Kraftwerken, aber die Auswirkungen sind im Vergleich zu bidirektionalen EFZ gering.

Weitergehend zeigt Abbildung 4-7 die installierten Kapazitäten der mobilen und stationären Speicher für die Szenarien *Ref*, *BDL* und *Sen2* für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in Europa auf. Die Speicherkapazitäten der gesteuert geladenen und bidirektionalen EFZ ergeben sich direkt aus der Anzahl der EFZ multipliziert mit einer Speicherkapazität von 50 kWh. Da die Speicherkapazität aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Fahrzeuge und der Beschränkungen des SoCs nicht vollständig genutzt werden kann, stellt sie eine theoretische Speicherkapazität dar. Die Speicherkapazitäten von stationären Batteriespeichern (SBS) und Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden sich in den Szenarien *BDL* und *Sen2* nicht. Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken sind fixiert und werden nicht endogen vom Modell ausgebaut. SBS werden sowohl im *BDL*- als auch im *Sen2*-Szenario auf eine minimale, exogen vorgegebene Kapazität reduziert. Daher führt die Integration von sehr kostengünstigen gesteuert geladenen EFZ im *Sen2*-Szenario zu keinen Änderungen, die über die Reduzierung der SBS im *BDL*-Szenario hinausgehen.

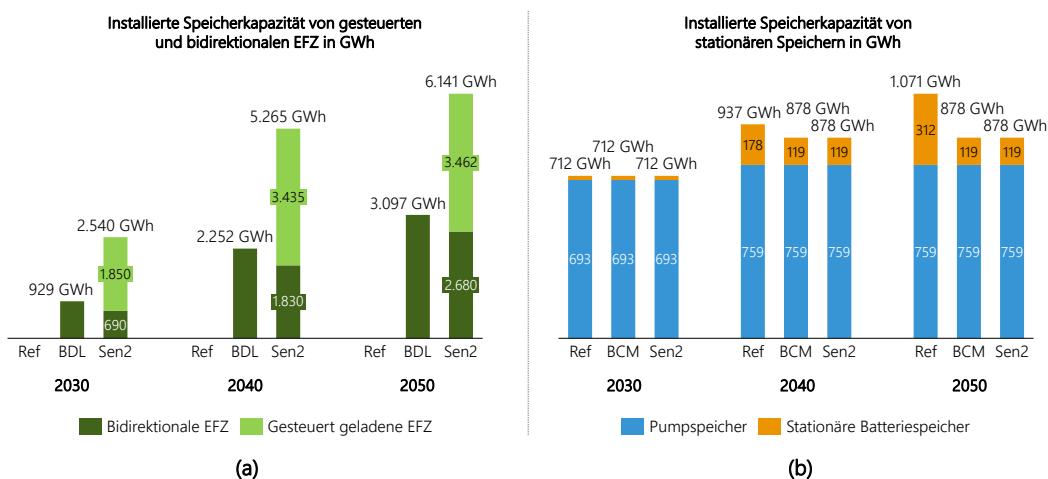


Abbildung 4-7: Installierte Kapazitäten von mobilen (a) und stationären (b) Speichern für die Szenarien *Ref*, *BDL* und *Sen2* für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in Europa basierend auf /FFE-26 22/ und weiteren Auswertungen

4.4.2 Gesamtsystemkosten und Strompreise

Die strukturellen Veränderungen im Energiesystem in den Szenarien *BDL* und *Sen2* führen auch zu unterschiedlichen Gesamtsystemkosten und mittleren europäischen Strompreisen, die in Tabelle 4-4 für die Jahre 2025 bis 2050 zusammengefasst sind. Das *Sen2*-Szenario wurde nur für die Jahre 2030, 2040 und 2050 modelliert. Im *BDL*-Szenario sinken die Energiesystemkosten im Jahr 2050 im Vergleich zum *Ref*-Szenario um 8 Mrd. €/a, obwohl die Integration von bidirektionalen EFZ mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden ist. Im *Sen2*-Szenario können die Energiesystemkosten im Jahr 2050 um weitere 3 Mrd. €/a gegenüber dem *BDL*-Szenario gesenkt werden, was zu einer Gesamtkosteneinsparung von 11 Mrd. €/a gegenüber dem Referenzszenario führt. Mehr als 1 Mrd. €/a der Kostenreduktion von 3 Mrd. €/a im *Sen2*-Szenario im Vergleich zum *BDL*-Szenario kann auf die Reduktion der bidirektionalen EFZ um 8 Millionen EFZ zurückgeführt werden. Der durchschnittliche, verbrauchsgewichtete europäische Strompreis auf dem Großhandelsmarkt ist in den beiden Szenarien *BDL* und *Sen2* um 2-5 €/MWh niedriger als im Referenzszenario. Das *Sen2*-Szenario verursacht im Vergleich zum *BDL*-Szenario keine signifikante Veränderung der Strompreise. Da sich die Energiesystemkosten aus den Infrastrukturkosten und den Bereitstellungskosten über alle Energieträger hinweg zusammensetzen, besteht kein direkter Zusammenhang zu den Strompreisen.

Als ergänzende Auswertung zur Preisanalyse in /FFE-26 22/ zeigt Tabelle 4-4 auch die mittlere tägliche Standardabweichung der europäischen Strompreise in den drei Szenarien auf. Sie errechnet sich aus der mittleren täglichen Standardabweichung der Strompreise pro Land, aus der dann der verbrauchsgewichtete europäische

Mittelwert bestimmt wird. Die Auswirkungen der bidirektionalen EFZ auf die Strompreise sind offensichtlich. Im *BDL*-Szenario ist der Strompreis deutlich weniger volatil, was zu einer um 6-11 €/MWh geringeren täglichen Standardabweichung im Vergleich zum *Ref*-Szenario führt. Im *Sen2*-Szenario ändert sich die tägliche Standardabweichung des Strompreises im Vergleich zum *BDL*-Szenario nicht mehr wesentlich. Für Deutschland wird im *BDL*-Szenario eine etwas höhere Preisvolatilität mit einer mittleren täglichen Standardabweichung von 18 €/MWh im Jahr 2030 und 16,8 €/MWh im Jahr 2040 beobachtet.

Tabelle 4-4: Energiesystemkosten, mittlerer europäischer Strompreis und mittlere tägliche Standardabweichung der europäischen Strompreise für die Jahre 2025 bis 2050 für die Szenarien *Ref*, *BDL* und *Sen2*

Jahr	Gesamtenergiesystemkosten in Mrd. €/a			Mittlerer europäischer Strompreis in €/MWh			Mittlere tägliche Standardabweichung der europäischen Strompreise in €/MWh		
	Ref	BDL	Sen2	Ref	BDL	Sen2	Ref	BDL	Sen2
2025	432,4	431,7	-	44,6	42,6	-	21,2	15,3	-
2030	414,6	412,4	411,4	42,5	39,4	39,7	23,4	15,4	15
2035	354,9	350,1	-	43,1	39,1	-	26,8	16	-
2040	332,2	325,7	324,1	44,6	39,4	39,3	25,2	15,3	15,3
2045	323,5	314,4	-	44, 4	41,1	-	25,5	17,7	-
2050	353,1	345,0	342,0	41,6	38,8	38,9	22,4	15,3	15,9

4.4.3 Engpassmanagement

Dieser Abschnitt untersucht, inwieweit bidirektionale EFZ Engpassmanagement im Übertragungsnetz bereitstellen können. Da die Netzsimulationen mit Optimierung des Engpassmanagements, wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, sehr komplex sind, beschränkt sich diese Untersuchung auf das Jahr 2030. Die hier vorgestellten Ergebnisse basieren auf /FFE-71 22/, in dem auch der Szenariorahmen des europäischen Übertragungsnetzes näher beschrieben wird. Es wird ein Vergleich von zwei Übertragungsnetzsimulationen durchgeführt:

- **Ref-Netz:** Übertragungsnetzlauf mit Optimierung des Engpassmanagements ohne bidirektionale EFZ
- **BDL-Netz:** Übertragungsnetzlauf mit Optimierung des Engpassmanagements mit bidirektionalen EFZ

Beide Optimierungen des Übertragungsnetzes basieren auf dem Marktlauf des *BDL*-Szenarios.

Die Mengen des Engpassmanagements steigen in beiden Durchläufen im Vergleich zu den heutigen Mengen stark an. In *Ref-Netz* beträgt das Volumen des positiven Engpassmanagements in Europa für das Jahr 2030 600 TWh im Vergleich zu einer Gesamtstromerzeugung von 5.000 TWh. Das deutsche positive Engpassmanagementvolumen von 160 TWh in *Ref-Netz* deutet auf hohe Mengen an Engpassmanagement hin, die nicht zu den im deutschen Netzentwicklungsplan simulierten Mengen von rund 7 TWh im Jahr 2035 im Basiszenario passen. Die Gründe hierfür werden in /FFE-71 22/ diskutiert. Dazu gehört die fehlende Modellierung des Freileitungsmonitorings, die unsichere Regionalisierung von zugebauten Anlagen und die vereinfachte Modellierung eines linearisierten Lastflusses. Auch das endogen kostenoptimierte Szenario sowie die Parametrierung der Anlagen im Energiesystem stimmen nicht mit dem Szenario des Netzentwicklungsplans überein.

Dennoch lassen sich aus dem Vergleich zwischen *BDL-Netz* und *Ref-Netz* Rückschlüsse auf den Mehrwert von bidirektionalen EFZ im Engpassmanagement ziehen. Der Einsatz von bidirektionalen EFZ im Engpassmanagement reduziert 26 TWh positiven Redispatch von thermischen Kraftwerken, 9 TWh negativen Redispatch von thermischen Kraftwerken und 23 TWh Abregelung von erneuerbaren Energien. Dies führt dazu, dass 17 TWh weniger Strom in

thermischen Kraftwerken erzeugt werden, wodurch sich 12 Millionen Tonnen CO₂ einsparen lassen. Verglichen mit den modellierten Gesamtemissionen des Energiesektors im Jahr 2030 von knapp 500 Millionen Tonnen CO₂ entspricht dies einer Emissionsreduktion von 2,5 %.

Auch wenn die absolut reduzierten Zahlen des Engpassmanagements durch Kraftwerke und erneuerbare Energien durch die hohen Gesamtvolumina des Engpassmanagements begünstigt werden, ist der positive Effekt der bidirektionalen EFZ offensichtlich. Abbildung 4-8 zeigt die regionale Verteilung von positivem und negativem Engpassmanagement pro Technologie und Übertragungsnetzknoten. Die dezentrale Verteilung der bidirektionalen EFZ erweist sich als Vorteil. Bidirektionale EFZ in der Nähe von Knotenpunkten mit hohen Abregelungen von erneuerbaren Energien (z. B. in Norddeutschland) können durch negatives Engpassmanagement Abregelungen reduzieren. Durch positives Engpassmanagement wird dann der ursprüngliche Fahrplan innerhalb der Zeitscheibe wiederhergestellt. In Süddeutschland hingegen wird häufig zuerst das positive Engpassmanagement eingesetzt und damit der Einsatz von thermischen Kraftwerken verdrängt. Hier muss der Fahrplan dann zu anderen Zeiten durch negatives Engpassmanagement wiederhergestellt werden.

In /FFE-71 22/ werden auch die regionale Verteilung des Engpassmanagements pro Technologie für den *Ref-Netzlauf* sowie die mittlere Leitungsauslastung der beiden Läufe dargestellt und analysiert. Viele Übertragungsnetzleitungen weisen eine sehr hohe Auslastung auf. Insbesondere bei Wind-Offshore-Anlagen erfolgt die Abregelung jedoch häufig unmittelbar nach dem Netzanschlusspunkt.

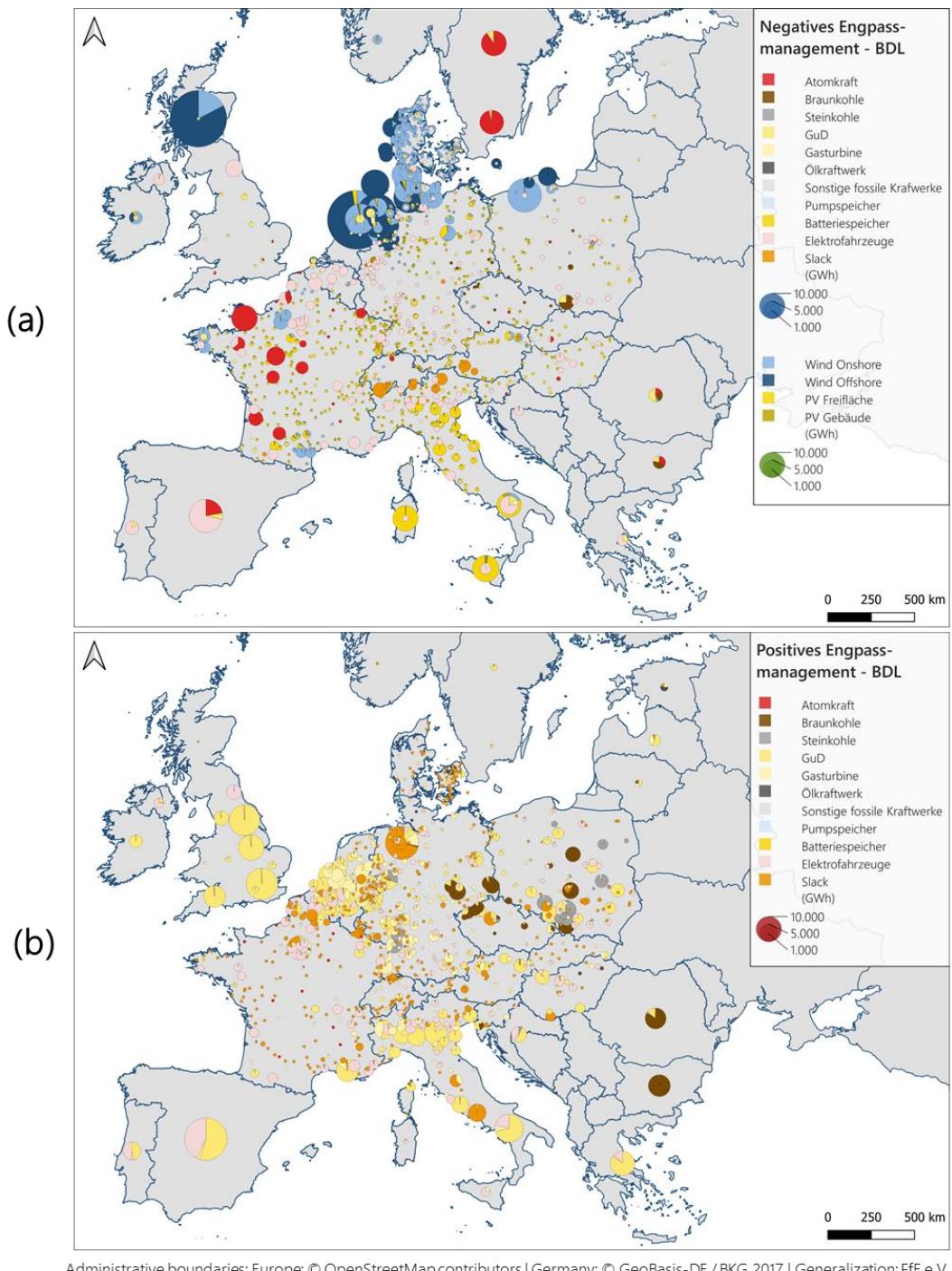


Abbildung 4-8: Negatives (a) und positives (b) Engpassmanagement pro Netzknopen, aufgeteilt auf verschiedene Technologien für den BDL-Netzlauf

Insgesamt lässt sich neben den in den vorangegangenen Abschnitten aufgezeigten Mehrwerten von bidirektionalen EFZ für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems auch ein potenzieller Mehrwert für die Bereitstellung von Engpassmanagement aufzeigen. Letztlich sind jedoch vertiefende Analysen mit einer für das zugrunde liegende Marktszenario geeigneten Parametrierung des Übertragungsnetzes erforderlich.

5 Erkenntnisse aus dem BDL-Pilotbetrieb

Der BDL-Pilotbetrieb ist unterteilt in Privat- und Flottenkund:innen. Alle Kund:innen und Partner erhielten einen bidirektionalen BMW i3 mit einer Kapazität von ca. 42 kWh und eine bidirektionale KOSTAL DC Wallbox mit 11 kW Ladeleistung und 10 kW Entladeleistung. Die nachfolgenden Analysen beziehen sich auf die Privat- und Flottenkund:innen. Zu Beginn des Projekts hat die FfE zunächst zusammen mit den Konsortialpartnern jeweils ein Messkonzept für die Privat- als auch die Flottenkund:innen als Teil der Gesamtsystemarchitektur erarbeitet. Weiterhin war die FfE verantwortlich für die Messdatenauswertung der Privat- und Flottenkund:innen. Bei den 20 Privatkund:innen wurden die Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung, Intraday Arbitrage und Redispatch umgesetzt sowie bei den sechs Flottenkund:innen der Use Case Spitzenlastkappung demonstriert (vgl. Kapitel 2.1). Abbildung 5-1 stellt den zeitlichen Ablauf des Pilotbetriebs mit ausgewählten Meilensteinen dar. An dieser Stelle sei erwähnt, dass aufgrund der COVID-19-Pandemie und insbesondere der sich daraus ergebenden Kontaktbeschränkungen und Lieferkettenproblematik der Pilotbetriebszeitplan gegenüber seiner ursprünglichen Planung beeinträchtigt wurde.

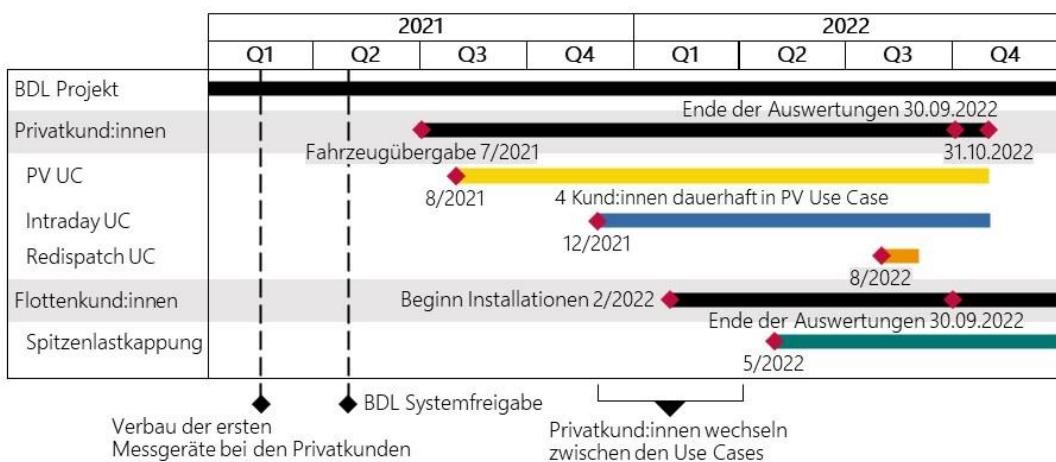


Abbildung 5-1: Übergeordneter zeitlicher Ablauf des BDL-Pilotbetriebs

Im Q1 2021 wurden die ersten Messgeräte bei den Pilotkund:innen auf Basis des in Kapitel 5.1 beschrieben Messkonzepts verbaut. Auch wenn es sich im BDL-Projekt um einen Pilotbetrieb handelt, bestand die Anforderung, jederzeit höchste Kundenzufriedenheit zu gewährleisten. Um dies sicherzustellen wurde das komplexe Gesamtsystem umfassend (Vollständigkeit der Komponenten, Vollständigkeit der Funktionen, Bedienschritte, Wechselwirkungen) am Ende zu Ende Prüfplatz federführend durch BMW mit Unterstützung der Firma Vispiron getestet. Auf Basis der erfolgreichen Tests erfolgte im Q2 2021 die BDL-Systemfreigabe. Im Juli 2021 fand die Fahrzeugübergabe an die 20 Privatkund:innen statt. Im August 2021 startete nach und nach der Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung bei den ersten Privatkund:innen, welche eine PV-Anlage besitzen. Im Dezember 2021 wurde schließlich der Use Case Intraday-Arbitrage freigeschaltet. In den anschließenden Monaten wechselten ausgewählte Kund:innen vom im Winter benachteiligten Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung in den Use Case Intraday-Arbitrage. Insgesamt befanden sich 4 Kund:innen dauerhaft im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung und bis zu 14 Kund:innen im Use Case Intraday-Arbitrage. Im August 2022 wurde des Weiteren der Use Case Redispatch bei ausgewählten Kunden erprobt. Die Auswertungen erfolgten sowohl bei den Privat- als auch bei den Flottenkund:innen bis zum 30.09.2022. Der Pilotbetrieb wurde bei den Pilotkund:innen offiziell am 31.10.2022 beendet. Der Use Case Spitzenlastkappung konnte im Mai 2022 erfolgreich begonnen werden.

Die nachfolgenden Kapitel beschreiben zunächst das Messkonzept, die zugehörige Gesamtsystemarchitektur und die Use Case übergreifenden bzw. allgemeinen Auswertungen der Privatkund:innen. Anschließend werden die

Erkenntnisse der erprobten Use Cases dargestellt. Die nachfolgenden Analysen basieren größtenteils auf folgenden Veröffentlichungen: /FFE-163 20/, /FFE-31 22/, /FFE-73 22/ und /FFE-66 22/. Eine Kurzzusammenfassung je Use Case sowie weitere interaktive Auswertungen finden sich auf der von der FfE erstellten Auswertungs-Website <https://bdl-auswertungen.de/>.

5.1 Messkonzept und Gesamtsystemarchitektur

Aufbauend auf den in Kapitel 2.1 beschriebenen Use Cases wurde ein Messkonzept jeweils für die Privat- als auch Flottenkund:innen erstellt, welche wiederum Teil der entwickelten Gesamtsystemarchitektur sind. Bei der Erstellung des Messkonzepts wurden verschiedene Anforderungen anhand der Use Cases abgeleitet, die sich unter den folgenden drei Begriffen subsummieren lassen: Steuerung, Abrechnung und Forschung. Das Messkonzept und die verwendeten Zähler sollten insbesondere ausreichend genau sein, um eine Nulllastregelung im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung sowie die Abrechnung im Use Case Intraday Arbitrage zu ermöglichen. Darüber hinaus wurden weitere Zähler verbaut, um weitere wissenschaftliche Analysen zu ermöglichen, wie beispielsweise Messpunkte an den PV-Anlagen der Kund:innen. Abbildung 5-2 zeigt die Gesamtsystemarchitektur und das Messkonzept (rechts) für die Privatkund:innen im BDL Pilotbetrieb. Hierbei zeigt sich die Komplexität des BDL-Systems: Viele verschiedene Rollen und Komponenten müssen zusammen funktionieren und über verschiedenen Schnittstellen miteinander kommunizieren.

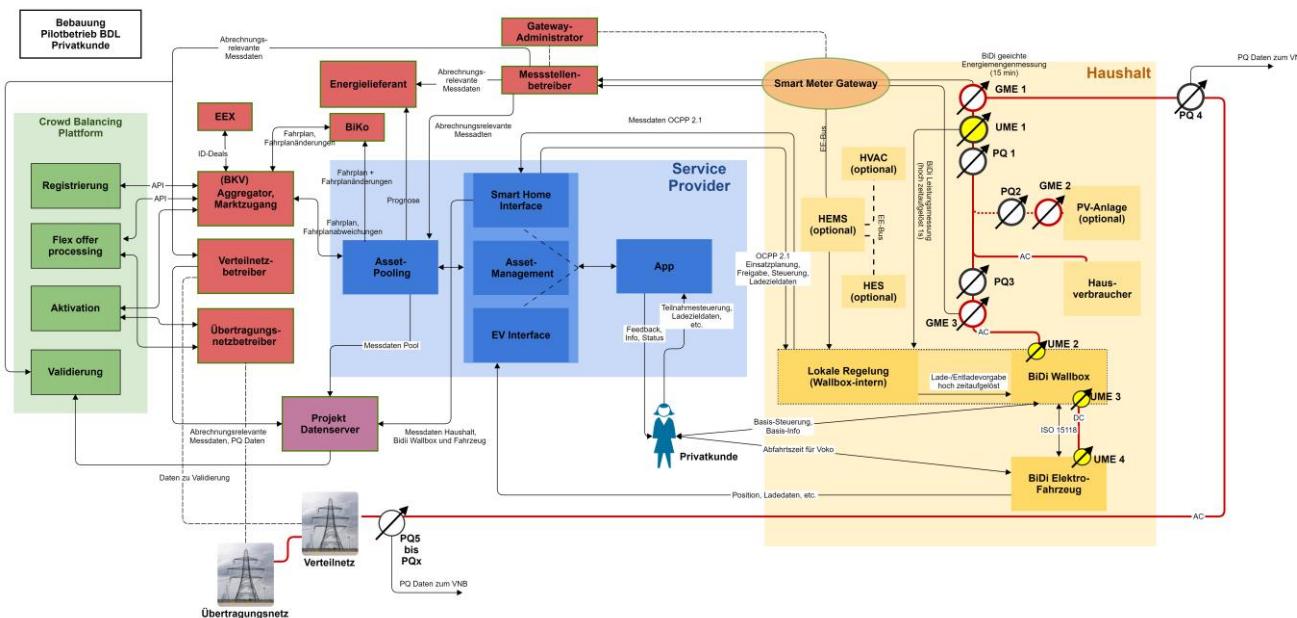


Abbildung 5-2: Gesamtsystemarchitektur und Messkonzept für die Privatkund:innen im BDL Pilotbetrieb

Die Gesamtsystemarchitektur umfasst sechs verschiedene Bereiche: Kunde, Haushalt, der von der FfE betriebene Projektdatenserver, (Strom-)Marktrollen, Service Provider und Crowd-Balancing-Plattform. Die relevanten Marktrollen bestehen aus Verteilnetzbetreiber (VNB), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Aggregator, Bilanzkreiskoordinator, Messstellenbetreiber, Energiebelieferant und Strombörsen. Während der Service Provider (BMW) unter anderem Asset Management und Asset Pooling durchführt, ermöglicht die Blockchain-basierte Crowd-Balancing-Plattform die Integration von kleinen und dezentralen Einheiten sowie bidirektionalen Elektrofahrzeugen in den Regelenergiemarkt. Rote Linien stellen in der Abbildung den Energiefluss dar, während schwarze Linien den Informationsfluss abbilden. Innerhalb des Haushalts sind folgende Komponenten definiert: verschiedene Messeinrichtung (ME), PV-Anlage (optional), Home Energy Management System (HEMS, optional), bidirektionale Wallbox mit lokaler Steuerung, bidirektionales EFZ, Hausverbraucher und SMGW. Im Wesentlichen lassen sich drei verschiedene Datenströme und Messgeräte unterscheiden, die letztendlich in pseudonymisierter Form auf dem FfE-Datenserver aufbereitet, plausibilisiert, verschnitten und gespeichert werden:

- SMGW:** Datenstrom der geeichten Messeinheiten (GME), welche die erfassten Daten über die SMGW-Infrastruktur bereitstellen
- PQ:** Powerquality Geräte, deren erfasste Daten über eine Cloud-Schnittstelle des Herstellers A-Eberle zugänglich sind
- OCPP:** Daten die innerhalb einer erweiterten OCPP-Version an den Service Provider (BMW) geschickt werden

Die verwendeten ME unterscheiden sich in der Genauigkeit, den erfassten Messgrößen und der zeitlichen Auflösung. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in /FFE-163 20/ und /FFE-31 22/.

Abbildung 5-3 zeigt die Gesamtsystemarchitektur und das Messkonzept für die Flottenkund:innen im BDL Pilotbetrieb.

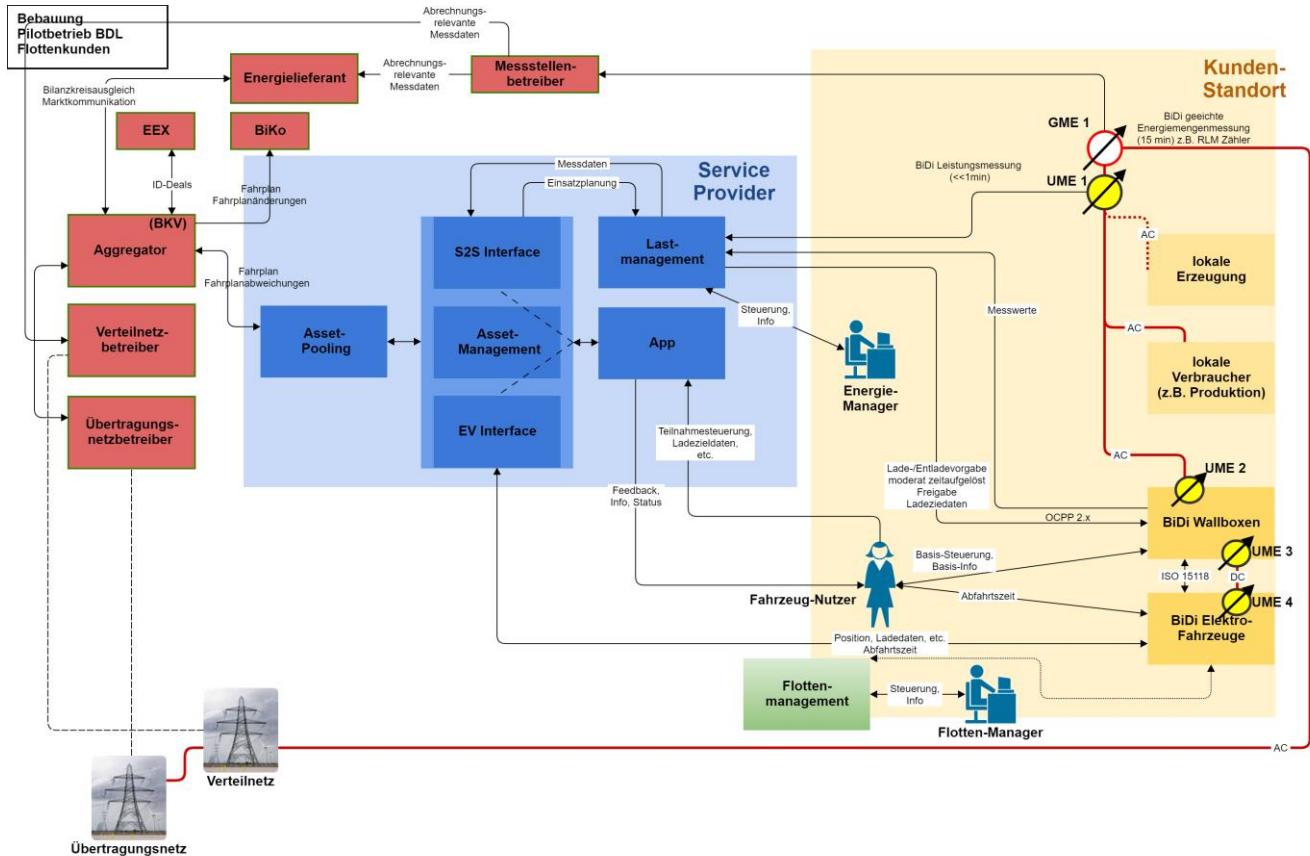


Abbildung 5-3: Gesamtsystemarchitektur und Messkonzept für die Flottenkund:innen im BDL Pilotbetrieb

Bei den Flottenkunden wurde auf den Einbau der PQ-Geräte verzichtet. Als weitere Rolle tritt der Energie- und Flottenmanager auf und als Komponente das Flottenmanagementsystem, dargestellt in grün. Zur Vereinfachung sind nur eine Wallbox und ein EFZ dargestellt.

5.2 Auswertungen Privatkund:innen

In den folgenden Abschnitten werden Use Case übergreifende Auswertungen der Privatkund:innen beschrieben. Auswertungen zu den Flottekund:innen sind in Kapitel 5.5 verortet. Zunächst wird eine Übersicht zu den Privatkund:innen gegeben. Zur Analyse der Datenqualität sind in den folgenden Unterkapiteln die Vollständigkeit und die Messgenauigkeit der erfassten Messwerte dargestellt. Anschließend werden ausgewählte Kennzahlen präsentiert sowie das Kunden- und Systemverhalten genauer beleuchtet.

5.2.1 Vollständigkeit

Die Datenvollständigkeit wird ausschließlich für die GME- und PQ-Geräte evaluiert. Die durchgeführte Analyse zieht jeweils die Wirkleistung im gesamten Zeitraum in Betracht. Da die zeitliche Auflösung der GME-Messwerte innerhalb der Projektlaufzeit variiert wurde, wird der Projektzeitraum in drei Phasen unterteilt. In der ersten Phase von Projektstart bis Mitte Januar 2022 wurden die GME-Daten mit einer Auflösung von 30 Sekunden übertragen. In der zweiten Phase, die im Laufe des Julis 2022 endete, wurde diese auf 60 Sekunden erhöht. In der dritten Phase, die bis zum Projektende andauerte, wurden die Daten erneut mit einer Auflösung von 30 Sekunden aufgezeichnet. Somit ist es möglich, den Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Vollständigkeit der GME-Daten zu evaluieren.

Abbildung 5-4 zeigt, exemplarisch für Phase 2 (27.01.2022 bis 30.06.2022), die Datenlücken kumuliert über alle Kund:innen. In diesem Zeitraum liegen die GME-Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden sowie die PQ-Daten mit einer Auflösung von einer Sekunde vor. Bei den GME-Daten ist der Kompletausfall Anfang April 2022 sowie der Ausfall der Daten Ende Mai 2022 auffällig. Des Weiteren treten zu Beginn des betrachteten Zeitraums häufigere und umfangreichere Ausfälle auf. Die PQ-Daten sind zu Beginn beinahe komplett. Der punktuelle Ausfall ab Mitte April 2022 ist auf einen abgeschalteten Schaltschrank sowie die schlechte Internetverbindung zu einem der Kund:innen des Pilotversuchs zurückzuführen.

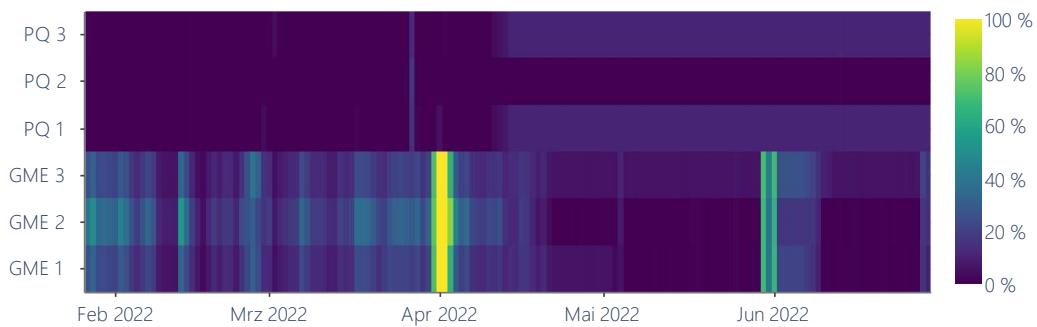


Abbildung 5-4: Datenlücken der Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden bei den GME-Daten und von einer Sekunde bei den PQ-Daten im Zeitraum von 27.01.2022 bis 30.06.2022 (Phase 2) in Prozent, 0 % entspricht keinen Datenlücken

Unter Ausschluss der beiden Kund:innen mit bekannten Auffälligkeiten bei den PQ-Messwerten, sind in Phase 2 99,88 % der übertragenen Daten vorhanden. Der entsprechende Wert für Phase 1 beträgt 99,34 % und 99,9 % für Phase 3. Dabei werden in der letzten Phase die beiden Kund:innen, die den Pilotversuch vorzeitig beendet haben, zusätzlich nicht berücksichtigt. Bei den GME-Messpunkten fehlen 14,6 % der Daten in Phase 2. In den anderen Zeiträumen, die über eine feinere zeitliche Auflösung verfügen, fehlen 21,3 % (Phase 1) bzw. 14,0 % (Phase 3). Auch hier werden in der letzten Phase die beiden Kund:innen, die den Pilotversuch vorzeitig beendet haben, nicht berücksichtigt. Der heterogene Verlauf der GME-Datenlücken macht deutlich, dass diverse Ursachen hinter den Übertragungsausfällen liegen. Beispielsweise spielen Unterschiede in der LTE-Konnektivität der einzelnen Kund:innen eine Rolle. Auch Systemupdates, wie das Neuaufspielen der Tarifanwendungsfälle (TAFs) oder physische Umbaumaßnahmen haben einen Einfluss auf die Datenvollständigkeit. Trotz dieser verschiedenen Ausfallursachen zeigt sich über die Zeit bei beiden Messgerättypen eine Lernkurve, die sich in der Abnahme der mittleren Datenlücken über die drei Phasen widerspiegelt.

Um die Zuverlässigkeit der Übertragung der GME-Daten ohne externe Störfaktoren und den Einfluss der unterschiedlichen zeitlichen Auflösung der Messwerte bewerten zu können, wurden die Datenlücken bei der Übertragung der GME-Werte bei einer ausgewählten Kund:in in beiden zeitlichen Auflösungen über jeweils einen Monat detailliert analysiert. Im August beträgt bei einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden der Anteil der fehlenden Werte bei der Beispielkund:in im Mittel 0,44 %. Im Vergleich dazu erzielt dieser Anteil im Mai bei einer Messwertübertragung pro 60 Sekunden einen Wert von 0,4 %. Unter Ausschluss möglichst vieler externer

Störfaktoren ist die Ausfallwahrscheinlichkeit bei geringerer Auflösung somit um ca. 0,04 % höher. Die anderen Kund:innen erzielen in Zeiträumen, in denen keine Störereignisse auftreten, ähnliche Werte. Zusammengefasst zeigt sich, dass die Datenvollständigkeit der intelligente Messsysteme (iMSys) unter der Bedingung, dass keine externen Störfaktoren auftreten, bei beiden betrachteten Übertragungsraten im geforderten Bereich liegt.

Als Kernaussage zur Vollständigkeit der PQ- und GME-Daten lässt sich folgendes festhalten: Die PQ-Daten Erfassung, Übertragung und Speicherung ist nahezu lückenlos. Bei den GME-Daten treten teils größere Lücken auf. Hierbei ist es jedoch nicht möglich, die genaue Fehlerquelle zu bestimmen. Neben externen Faktoren wie Softwareupdates oder Umbaumaßnahmen sind folgende weitere etwaige Fehlerquellen zu nennen: a) zu hohe Auslastung des iMSys aufgrund der hohen Anzahl an zu verschlüsselnden Messdaten bei gleichzeitig niedriger zeitlicher Auflösung, b) zu geringe Rechenleistung des verarbeitenden GWA Backends, welches sich nicht in der Realumgebung sondern nur in einer Testumgebung befunden hat und c) Fehler bei der Übertragungsstrecke von iMSys hin zum FfE-Datenserver.

5.2.2 Messgenauigkeit

Neben der Vollständigkeit ist für die Datenqualität die Genauigkeit der Messwerte entscheidend. Tabelle 5-1 enthält dazu die Abweichungen der Messgenauigkeit zwischen den verschiedenen Messgeräten. Da für die verschiedenen Geräte Messwerte mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung vorliegen, erfolgt die Auswertung auf Basis der übertragenen Energiemenge pro Viertelstunde. Für die PQ-Geräte wird diese basierend auf der Wirkleistung mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde berechnet. Da für die GME- und UME-Geräte nur Momentanwerte der Leistung vorliegen und diese nicht die Leistungswerte des gesamten Zeitraums widerspiegeln, werden für diese Gerätetypen die Werte der kontinuierlich fortlaufenden Energierzähler verwendet. Durch dieses Vorgehen treten systematische Messabweichungen nur an den Viertelstundengrenzen und bei fehlenden Messwerten auf. Da diese Abweichungen bei einigen Kund:innen signifikant sind, werden die Durchschnittswerte der Mediane der Messabweichungen von 17 Kund:innen über eine Woche herangezogen, um die Genauigkeit zu bewerten. Dabei wird beispielhaft die Messgenauigkeit am Netzanschlusspunkt analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Messabweichungen größer sind, wenn das UME-Gerät betrachtet wird. Außerdem ist der Mittelwert der Fehler bei positiven Messabweichungen kleiner als bei negativen.

Tabelle 5-1: Durchschnittlicher Median der Messabweichungen der Energiemenge pro Viertelstunde für 17 Kund:innen vom 22. bis 29.11.2021

Abweichung	GME 1 – PQ 1	UME 1 – PQ 1	UME 1 -GME 1
Positiv	3,49 %	4,85 %	3,52 %
Negativ	2,93 %	6,30 %	4,98 %

5.2.3 Allgemeine Auswertungen

In diesem Abschnitt werden ausgewählte Kennzahlen des Pilotbetriebs präsentiert sowie das Nutzer:innen- als auch Systemverhalten genauer betrachtet. In Abbildung 5-5 sind einige Kennzahlen für den Zeitraum 15.08.2021 bis 31.10.2022 dargestellt.



Abbildung 5-5: BDL-Pilotbetrieb in Zahlen – Zeitraum 15.08.2021 bis 31.10.2022

Insgesamt konnten in dem Untersuchungszeitraum ca. 6.800 Ansteckvorgänge registriert werden, was in etwa 0,8 Ansteckvorgänge pro Tag pro Kunde entspricht. Die ge- bzw. entladenen Energiemengen betragen ca. 45.000 und 28.000 kWh. Legt man einen Verbrauch von 20 kWh pro 100 km zugrunde, entspricht die geladene Energiemenge in etwa einer Fahrleistung von 225.00 km. Die erzeugte Energiemenge der PV-Anlagen entspricht ca. 80.000 kWh, wobei ungefähr 11.500 kWh direkt für das Laden der Fahrzeuge verwendet wurde, was einer Fahrleistung von etwa 57.500 km entspricht. Der durchschnittliche Ziel-SoC beträgt 59 % und die meistgewählte Abfahrtszeit ist 07:00 Uhr.

Für die optimale Umsetzung eines bidirektionalen Lade Use Cases sind neben technischen Parametern die Verhaltensweisen der Kund:innen entscheidend. Damit ein bidirektonaler Use Case ablaufen kann, müssen die Kund:innen ihr Fahrzeug idealerweise regelmäßig und über eine lange Dauer anstecken.

Verfügbarkeit

Abbildung 5-6 stellt die Anzahl der angesteckten EFZ (blau), die Anzahl Kund:innen (schwarz) sowie den monatlichen Durchschnitt (rot) über den zeitlichen Verlauf des Pilotbetrieb dar.

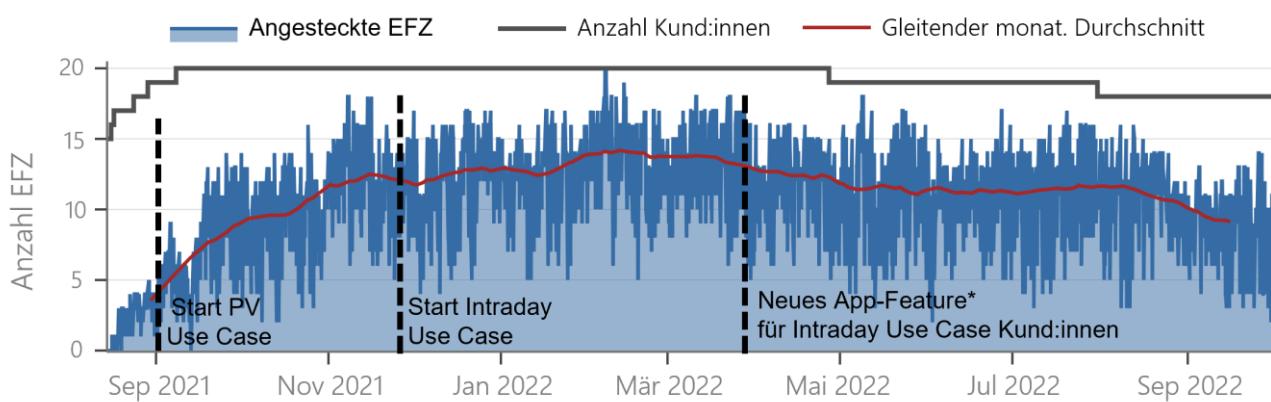


Abbildung 5-6: Fahrzeugverfügbarkeit
Privatkund:innen
Anzahl der angesteckten EFZ (blau), Anzahl Kund:innen (schwarz) den monatlichen Durchschnitt (rot)

Die mittlere Verfügbarkeit hat am Anfang des Pilotbetriebs deutlich zugenommen und sich bei einem Wert von 13 EFZ bzw. ca. 65 % eingependelt. Mögliche Erklärungen hierfür sind, dass die Kund:innen eine Eingewöhnungszeit benötigt haben oder erst durch einen aktiven Use Case motiviert waren, ihr Fahrzeug regelmäßig und für längere Zeit einzustecken. Ab April 2022 wurde ein Gamification App-Feature für die Intraday-Kunden freigeschaltet, das lange Ansteckvorgänge und niedrige Ziel-SoCs mit Punkten belohnt. Des Weiteren wurden ein Urlaubsmodus sowie ein Wochenplaner eingeführt. Das neue App-Feature hatte jedoch keinen sichtbaren Einfluss auf die Verfügbarkeit. Andere Faktoren wie die Aufhebung der Home-Office Pflicht Ende März 2022 haben hier möglicherweise entgegengewirkt.

Abbildung 5-7 stellt die durchschnittliche tägliche Verfügbarkeit (rechts) und die relative Ansteckhäufigkeit (links) je Werktag (blau) und für das Wochenende (rot) der Kund:innen dar.

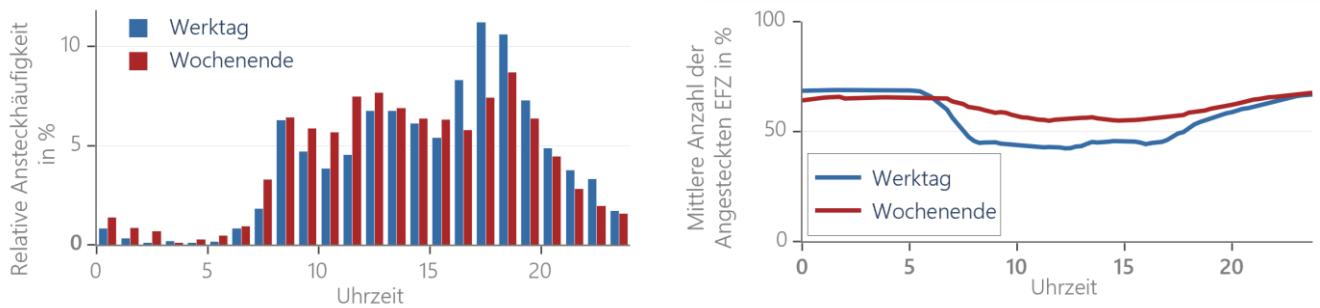


Abbildung 5-7: Relative Ansteckhäufigkeit (links) und durchschnittliche tägliche Verfügbarkeit (rechts) für Werktag (blau) und Wochenende (rot)

Betrachtet man die durchschnittliche tägliche Verfügbarkeit wird deutlich, dass an Werktagen die Verfügbarkeit tagsüber geringer ist als in der Nacht und auch an Werktagen die Verfügbarkeit tagsüber geringer ist als tagsüber am Wochenende. Die durchschnittliche tägliche Verfügbarkeit beträgt an Werktagen 56 % und am Wochenende 61 %. Die relative Ansteckhäufigkeit zeigt, dass die Privatkund:innen ihr Fahrzeug an Werktagen mehr als 30 % der Zeit zwischen 16 und 19 Uhr anstecken. Am Wochenende ist das Ansteckverhalten hingegen gleicher verteilt mit einer Spitze um 18 Uhr.

Ziel-SoC

Neben der Verfügbarkeit ist ein niedriger Ziel-SoC entscheidend für die Flexibilitätsbereitstellung. Der Ziel-SoC gibt in Prozent an, wie hoch die verfügbare Kapazität der Batterie zu einem gewählten Abfahrtszeitpunkt sein soll. Der Ziel-SoC darf später z. B. im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung beim Entladen nicht unterschritten werden, um zu jeder Zeit den Mobilitätsbedarf der Kund:innen sicherzustellen. Im BDL-Projekt wurde die Abfahrtszeit und der Ziel-SoC über die „BiLi-App“ durch die Kund:innen eingestellt. Beim Öffnen der „BiLi-App“ ist ein Ziel-SoC von 70 % voreingestellt und ein Mindest-SoC vorgegeben. Der Mindest-SoC betrug für die Kund:innen im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung 30 % und im Use Case Intraday-Arbitrage 40 %. Das heißt, wenn ein Fahrzeug beim Anstecken einen SoC von unter 30 % bzw. 40 % aufweist, lädt das Fahrzeug im Sofortlademodus (mit maximal zur Verfügung stehender Leistung) zu eben diesem Mindest-SoC. Abbildung 5-8 zeigt die relative Häufigkeitsverteilung des Ziel-SoC für zwei unterschiedliche Pilotbetriebszeiträume. Der blau dargestellte Zeitraum beginnt nach der Einführung des zuvor erwähnten Gamification Features in der App.

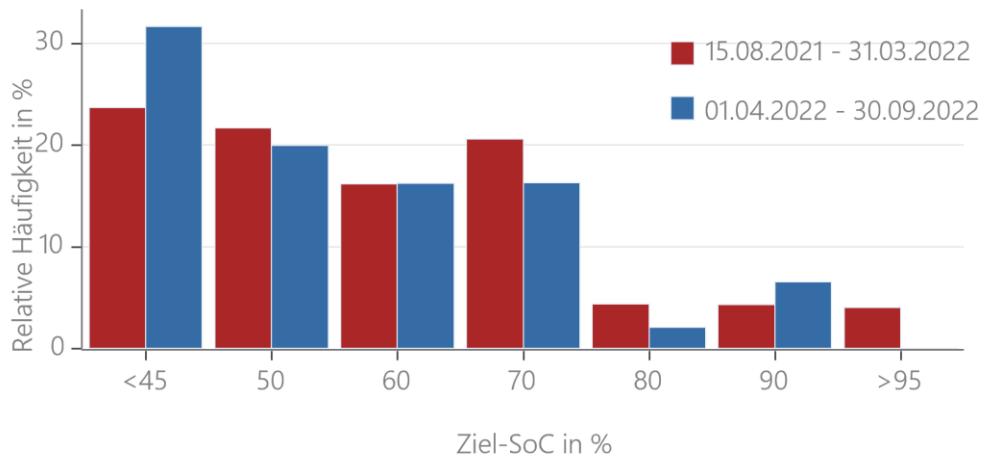


Abbildung 5-8: Relative Häufigkeit Ziel-SoC für zwei unterschiedliche Pilotbetriebszeiträume: 15.08.2021 bis 31.03.2022 (rot) und 01.04.2022 bis 30.09.2022 (blau)

Während der anfänglichen Pilotbetriebsphase (rot) ist der am häufigsten gewählte Ziel-SoC kleiner 45 %, aber auch der voreingestellte Wert von 70 % wurde über 20 % der Zeit gewählt. Der Ziel-SoC größer 95 % wurde zu 4 % der Zeit ausgewählt. Der durchschnittliche Ziel-SoC beträgt hier 58,8 %. Nach der Eingewöhnungsphase beträgt der am häufigsten ausgewählte Ziel-SoC kleiner 45 %. Dieser wurde über 30 % der Zeit ausgewählt. Die Ziel-SoCs größer 95 % wurden nicht mehr von den Kund:innen ausgewählt. Der durchschnittliche Ziel-SoC beträgt in der zweiten Phase 56,2 %. Die Verschiebung hin zu niedrigeren Ziel-SoCs deutet darauf hin, dass die Kund:innen nach der Eingewöhnungsphase die notwendige Reichweite für ihre Fahrten besser einschätzen können, dem System mehr Flexibilität zu Verfügung stellen möchten und/oder möglicherweise weniger Reichweitenangst haben.

Systemzuverlässigkeit

Die Erreichung des Ziel-SoCs muss sichergestellt werden, um die Mobilitätsbedürfnisse der Kund:innen zu erfüllen. Auch wenn im BDL-Projekt keine Serienprodukte bzw. -lösungen Verwendung fanden, war der Anspruch, ein zuverlässiges Gesamtsystem bereitzustellen, um die Akzeptanz der Kund:innen zu gewährleisten. Abbildung 5-9 dient der Beschreibung der Systemzuverlässigkeit in Bezug auf die Erreichung des Ziel-SoCs.

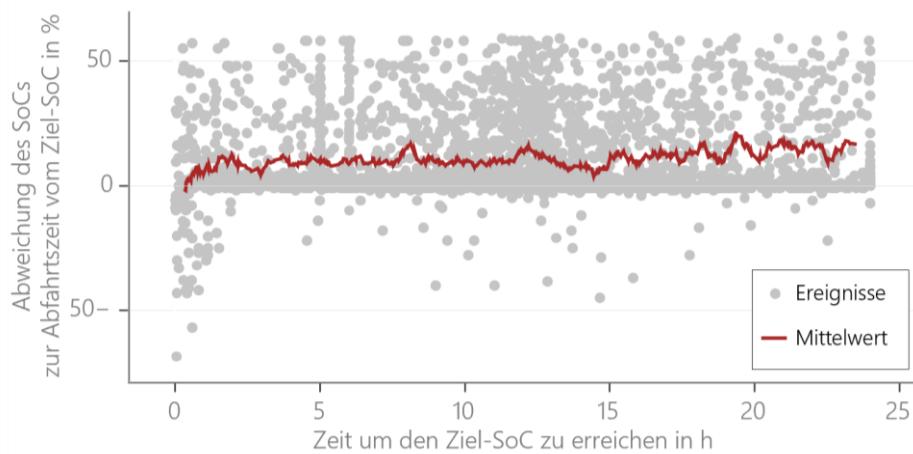


Abbildung 5-9: Abweichung des SoCs zur Abfahrtszeit vom Ziel-SoC

Verglichen wird der Ziel-SoC, der zum gewünschten Abfahrtszeitpunkt gelten soll, mit dem SoC, der beim Abstecken des Fahrzeugs gemessen wird. Die Abweichung ist auf der y-Achse dargestellt. Durch die BDL Use Cases kann der Reale-SoC auch größer als der Ziel-SoC sein. Dies ist z. B. im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung der Fall, wenn mehr PV-Energie zur Verfügung steht. Die Abweichung darf im Idealfall jedoch nicht kleiner als Null sein, da den Kund:innen sonst weniger Batteriekapazität und somit weniger Reichweite zur Verfügung steht als gewünscht. Auf der x-Achse ist die Zeitdifferenz zwischen der Eingabe des Abfahrtszeitpunkts und der tatsächlichen Abfahrtszeit angegeben. Die Differenz spiegelt somit die Dauer wider, die das System Zeit hatte, den Ziel-SoC zu erreichen. Die SoC Abweichungen mit geringer Erfüllungsdauer ergeben sich meistens dadurch, dass die Kund:innen einen Ziel-SoC zu einer Abfahrtszeit wählen, der mit der verfügbaren Ladeleistung nicht erreicht werden kann. Hierbei werden die Nutzer über die App informiert. Diese Ereignisse befinden sich in dem linken unteren Teil in der Abbildung 5-9. Insgesamt sind sehr selten Systemfehler für das Verfehlten des Ziel-SoCs verantwortlich. Diese Ereignisse sind diejenigen mit längerer Erfüllungsdauer und Abweichungen unterhalb der 0-Linie der y-Achse. Das System wurde im Laufe des Pilotbetriebs durch mehrere Softwareupdates verbessert. Hierdurch konnten die Abweichungen aufgrund von Systemfehlern reduziert werden. Insgesamt wird der Ziel-SoC in 96 % der Fälle mindestens erreicht oder übererfüllt. Hierdurch wird deutlich, dass im Projekt BDL ein zuverlässiges Gesamtsystem entwickelt und demonstriert wurde, das den Mobilitätsbedarfs der Kund:innen sichergestellt hat.

Zu den Allgemeinen Auswertungen der Privatkund:innen lassen sich folgende Kernaussagen festhalten:

- Eine hohe Fahrzeugverfügbarkeit ist die Grundlage für erfolgreiche bidirektionale Anwendungen. Kund:innen sollten daher motiviert werden, ihr Fahrzeug regelmäßig und lange anzustecken.
- Nach der Eingewöhnungsphase machen die Nutzer mehr Gebrauch von der „BiLi-App“ und stellen häufiger einen niedrigeren Ziel-SoC ein, wodurch mehr Flexibilität zur Verfügung steht. Kund:innen sollten von Anfang an motiviert werden, möglichst viel Flexibilität bereitzustellen.
- Im Projekt BDL konnte ein zuverlässiges Gesamtsystem entwickelt und demonstriert werden. Der Mobilitätsbedarfs der Kund:innen wurde somit sichergestellt.

5.3 Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Beim Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung (im folgenden PV-Use Case) wird das Fahrzeug als Heimspeicher genutzt, um die PV-Energie, die tagsüber in die Traktionsbatterie geladen wird, nach Sonnenuntergang wieder auszuspeichern und damit die Haushaltslast zu decken. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden können durch den Use Case der Netzbezug und die Einspeisemenge der PV reduziert werden. Gleichzeitig wird die Eigenverbrauchsquote erhöht. Abbildung 5-10 skizziert die Einsparmöglichkeiten des PV-Use Case, die über die Differenz aus vermiedenem Stromeinkauf und entgangener Einspeisevergütung abgeschätzt werden können. Dabei sind zum einen externe Parameter wie der Strompreis c_{Strom} und Einspeisevergütung c_{Feedin} entscheidend für die Ersparnisse. Ist die Einspeisevergütung zu hoch (oder der Strompreis zu niedrig) führt der PV-Use Case zu Verlusten.

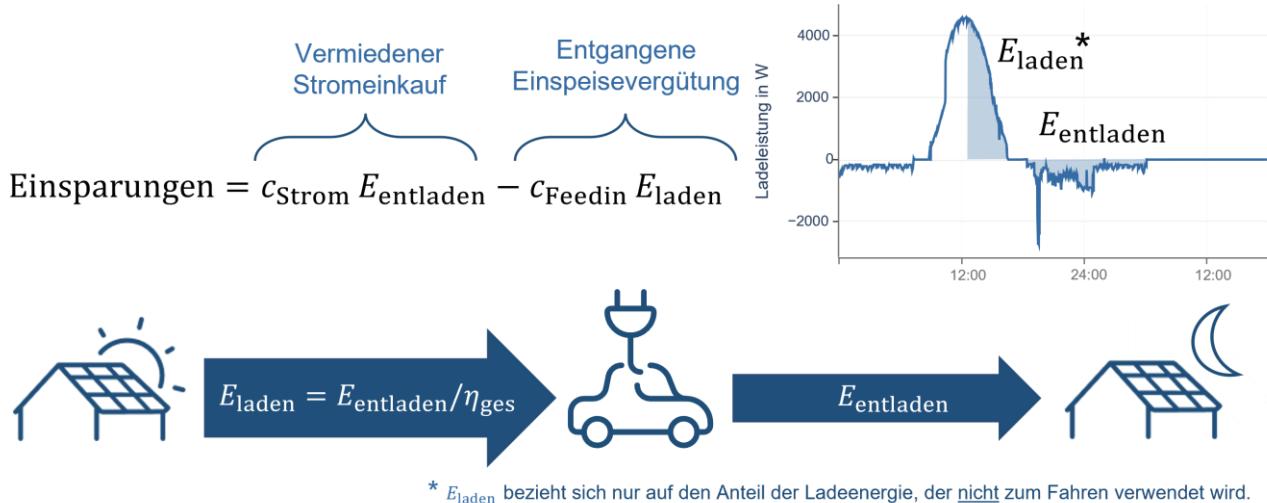


Abbildung 5-10: Methodik zur Abschätzung der Einsparungen aus dem Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Als interne Parameter sind insbesondere die entladene Energiemenge $E_{entladen}$ und der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} des Systems für die Einsparungen durch den PV-Use Case entscheidend. Die Ersparnisabschätzung ist aufgrund fehlender Vergleichswerte jedoch nicht trivial und die Methodik mit mehreren Unsicherheiten behaftet. Es wird vereinfachend angenommen, dass die entladene Energie ursprünglich zu 100 % aus der PV-Anlage stammt. Fremdladen oder Netzbezug werden vernachlässigt, sind aber durch die Laderegelung nicht ausgeschlossen. Zudem berücksichtigt die Methode nur die direkten Einsparungen aus dem Entladen, nicht aber die Vorteile des Leistungsbezugs in Zeiten hoher PV-Erträge.

Nach dieser Methodik konnten die vier Kund:innen, die dauerhaft am PV-Use Case teilgenommen haben, nach ca. einem Jahr Laufzeit durch Rückspeisen aus dem Fahrzeug durchschnittlich 116 € oder 7,5 % ihrer Stromkosten einsparen. Hierbei wurde ein durchschnittlicher Strompreis von 32,63 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2021 je Kund:in angenommen /BNETZA-02 22/. Die Einspeisevergütungen sind in Abbildung 5-12 abgebildet. Bei den derzeit steigenden Stromkosten, einer abnehmenden EEG-Vergütung sowie einer sinkenden Anzahl an Anlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, wird die Attraktivität des PV-Use Case für Kund:innen zukünftig weiter zunehmen.

Einen entscheidenden Faktor spielt dabei der Roundtrip-Wirkungsgrad η_{ges} des Systems, der bestimmt, wie viel Energie für jede entladene kWh ursprünglich geladen werden muss. Die Daten aus dem Pilotbetrieb zeigen, dass dieser bei durchschnittlich 55 % für den PV-Use Case liegt. Der Wert setzt sich zusammen aus den Verlusten beim Lade- und Entladevorgang sowie konstanten Verlusten innerhalb des Fahrzeugs. Wie in Abbildung 5-11 dargestellt, ist die Effizienz des Systems stark von der Lade- und Entladeleistung abhängig, da die Komponenten im unteren Leistungsbereich technisch bedingt eine höhere Verlustleistung aufweisen. Das liegt daran, dass die verwendeten Bauteile nicht auf den Betrieb als Heimspeicher, sondern auf hohe Lade- und Entladeleistungen ausgelegt sind. Da im PV-Use Case die Lade- und Entladeleistung durch die PV-Anlage und den Haushaltlastgang jedoch begrenzt ist, ist die Effizienz geringer als bei Use Cases ohne diese Limitierung, wie bspw. dem Intraday Use Case. Ließe sich η_{ges} durch technische Verbesserungen um 10 Prozentpunkte auf 65 % erhöhen, würden auch die resultierenden Einsparungen bei den Kunden im Schnitt um 15 % höher ausfallen.

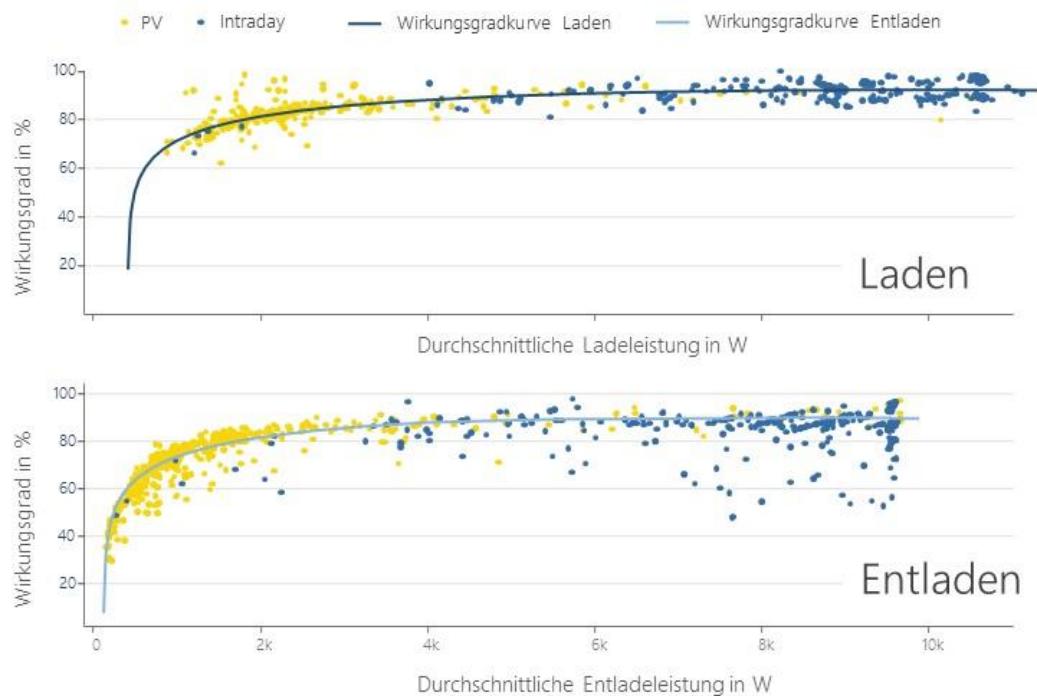


Abbildung 5-11: Wirkungsgradkurven für Laden und Entladen in Abhängigkeit von der Leistung für die Use Cases PV und Intraday

Der Schwellwert, ab dem das Fahrzeug lädt bzw. entlädt, wurde für alle Kund:innen zu Beginn gleich gewählt. Die Ladeschwelle war auf >300 W PV-Einspeisung und die Entladeschwelle auf >250 W Haushaltlast gesetzt. Aufgrund der schlechten Wirkungsgrade wurden die Schwellen nach sehr kurzer Zeit angehoben auf >500 W PV-Einspeisung und >400 W Haushaltlast. Einzelfallprüfungen haben gezeigt, dass durch eine individuelle Anpassung der Schwellen auf die unterschiedlichen Konstellationen der Kund:innen der Wirkungsgrad weiter gesteigert hätte werden können. Eine individuelle Anpassung der Ladeschwelle ist bei einer Kund:in mit einer großen PV-Anlage erfolgt und getestet worden, wodurch der Ladewirkungsgrad um über 10 % erhöht werden konnte, ohne im Gegenzug zu viel PV-Energie zurückspiesen zu müssen.

Wie mithilfe der Daten aus dem Pilotbetrieb festgestellt werden konnte, korrelieren die Einsparungen durch den PV-Use Case allerdings nicht am stärksten mit der PV-Einspeisung, sondern mit dem Haushaltsstromverbrauch, da dieser Bedarf meist die limitierende Größe für die Rückspeisungen aus dem Fahrzeug ist. Bei den Kund:innen mit elektrischer Wärmeerzeugung, wie bspw. Wärmepumpen, sind diese Geräte maßgeblich für den Haushaltsstromverbrauch und damit die entladene Energiemenge E_{entladen} verantwortlich. Zudem erlauben diese Geräte hohe Rückspeiseleistungen, wodurch ein besserer Gesamtwirkungsgrad des Systems möglich wird. Die maximalen Ersparnisse fallen daher, wie in Abbildung 5-12 dargestellt, nicht immer in die Sommermonate, sondern in die Übergangszeit, wo noch geheizt

wird. Daraus wird deutlich, dass der PV-Use Case nur bei gleichzeitig hohem Haushaltsverbrauch und hoher Solareinspeisung sein volles Potenzial entfalten kann.

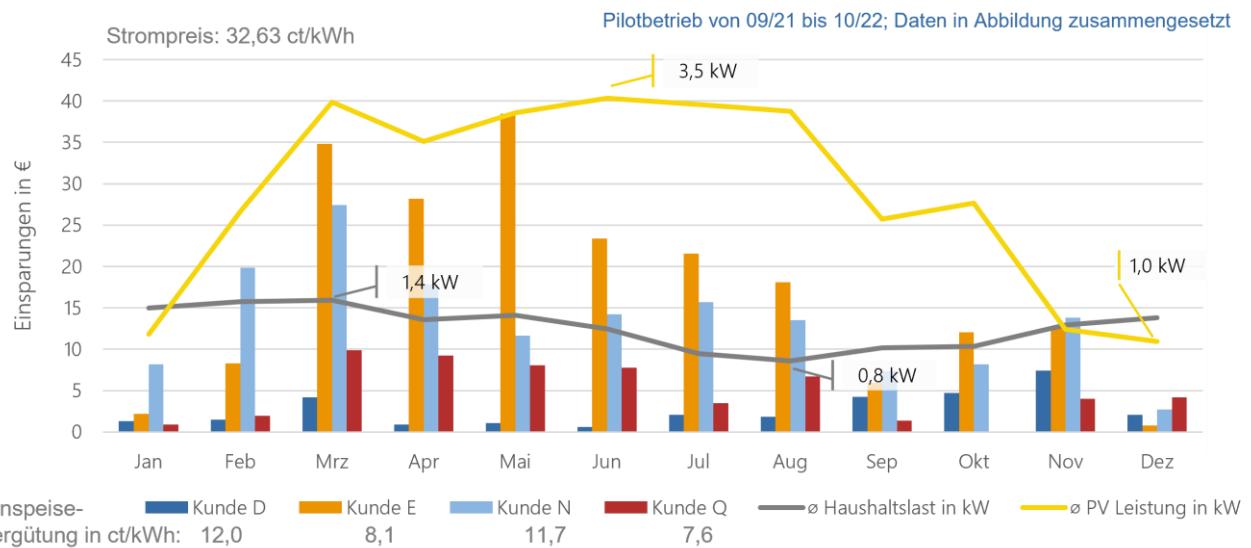


Abbildung 5-12: Verteilung der Einsparungen über das Jahr

Der PV-Use Case kann dennoch nur rentabel sein, wenn die EFZ tatsächlich PV-Energie laden, statt Strom aus dem Netz zu beziehen. Dazu ist es unabdingbar, dass sie auch tagsüber an die Ladeinfrastruktur angeschlossen sind, wenn die Sonne scheint. Aus den Daten des Pilotbetriebs wird ersichtlich, dass die durchschnittlich höhere Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Wochenende (65 % Verfügbarkeit PV-Use Case Kund:innen) auch einen 11 % höheren PV-Anteil an der Ladeenergie zur Folge hat. Im Testfeld der PV-Use Case Kund:innen war jedoch auch unter der Woche eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 57 % gegeben, sodass der PV-Use Case auch an Werktagen Einsparungen erwirtschaften konnte. Da zum einen die Stichprobe an Kund:innen gering ist und zum anderen einige Kund:innen den BMW i3 lediglich als Zweitwagen nutzen, kann die Repräsentativität der Fahrprofile im Pilotbetrieb nicht belegt werden. Im Bundesdurchschnitt sind auch niedrigere Verfügbarkeiten möglich. Insgesamt hat sich während des PV-Use Cases eine durchschnittlicher zusätzliche (AC-seitige) geladene Energiemenge pro Tag von 3,9 kWh und eine durchschnittliche zusätzliche Betriebsdauer von 4,4 h pro Tag je Kund:in ergeben. Dies entspricht einer jährlichen zusätzlichen Batteriebelastung von ca. 6.000 km, bei angenommenen 20 kWh pro 100 km inklusive Rekuperation.

Abbildung 5-13 stellt die simulierten Einsparungen für drei ausgewählte Kund:innen den berechneten Einsparungen während des Pilotbetriebs gegenüber. Anzumerken ist hierbei, dass für die berechneten realen Einsparungen im Pilotbetrieb nur die Monate Januar bis Juni 2022 genutzt und auf das gesamte Jahr gespiegelt wurden. Bei den simulierten Ergebnissen sind die Parameter wie durchschnittliche Grundlast, installierte PV-Leistung, Einspeisevergütung sowie Strombezugskosten identisch mit denen der Kund:innen. Abweichungen ergeben sich durch unterschiedliche Haushalts- sowie PV-Lastgänge. Die simulierten Einsparungen geben zusätzlich eine Spannweite der Erlöse an, die sich aus dem Verhalten der Kund:innen zwischen Pendlern und Nicht-Pendlern ergibt. Das Vorgehen zur Berechnung der simulierten Einsparungen ist ansonsten identisch zu dem in Kapitel 2.2 und 2.3 beschriebenen. Die Abweichungen zwischen den berechneten und den simulierten Einsparungen sind schraffiert dargestellt. Unterhalb der Abbildungen sind die Kund:innen Parameter qualitativ angegeben.

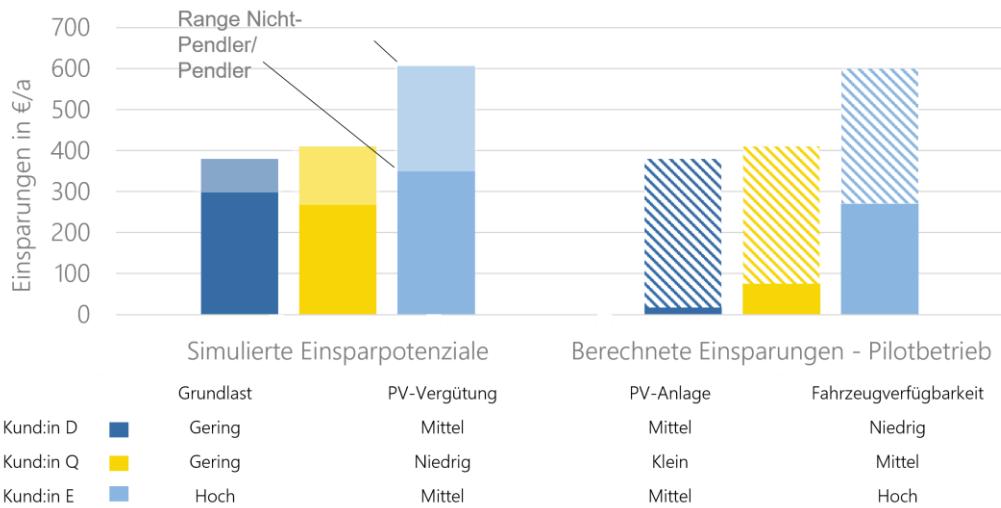


Abbildung 5-13: Vergleich simulierte Einsparpotenziale und reale Einsparung

Auffällig sind die geringen berechneten Einsparungen der Kund:innen D und Q, während Kund:in E eine deutlich höhere berechnete Einsparung erzielt. Ausschlaggebend hierfür sind die unterschiedlichen Parameter, welche in der Legende unterhalb der Abbildung aufgeführt und je Kund:in qualitativ angegeben sind. Dennoch bleibt auch Kund:in E deutlich unter dem simulierten Einsparpotenzial mit dem Mobilitätsverhalten eines Nicht-Pendlers. Insgesamt erreichen die berechneten Einsparungen im Pilotbetrieb 5 bis 45 % der theoretischen Einsparpotenziale. Die wesentlichen Gründe hierfür sind folgende: Wie bereits erwähnt, unterscheiden sich die realen Haushalts- und PV-Erzeugungslastgänge sowie die tatsächlichen Fahrprofile von den in der Simulation verwendeten. Vor allem handelt es sich bei der Simulation um eine Optimierung mit perfekter Voraussicht, während der PV-Use Case als einfache Nulllastregelung ohne beispielsweise eine PV-Prognose umgesetzt wurde. Ein weiterer entscheidender Faktor ist, dass erst im laufenden Pilotbetrieb nach und nach eine Wirkungsgradoptimierung durch die Anpassungen der Ladeschwellen und die Verringerung des Stand-By-Verlustes erfolgte, welche in der Simulation von Anfang an ideal gewählt sind. Bei zukünftigen Serienprodukten sind daher deutlich höhere Einsparungen zu erwarten.

Insgesamt lassen sich zum PV Use Case folgende Kernaussagen festhalten:

1. Für den Gesamtwirkungsgrad und die Einsparungen sind leistungsstarke elektrische Verbraucher im Haushalt und eine große PV-Anlage entscheidend. Weiterhin kann mithilfe einer individuellen Anpassung der Lade- und Entladeschwellen der Gesamtwirkungsgrad verbessert werden.
2. Zusätzliche elektrische Verbraucher wie Wärmepumpen stellen eine ideale Ergänzung für den Use Case dar und sorgen für hohe Ersparnisse in der Übergangszeit.
3. Nur hohe Verfügbarkeiten an der heimischen Ladestation erlauben einen effizienten Betrieb des Fahrzeugs als Heimspeicher.
4. Der Use Case verursacht durch bidirektionales Laden pro Jahr eine zusätzliche geladene Energiemenge, die ca. 6.000 km Fahrleistung entspricht.
5. Wenn die Kundenvoraussetzungen stimmen, sind bei zukünftigen Serienprodukten deutlich höhere Einsparungen zu erwarten.

5.4 Use Case Intraday Arbitrage

Im Use Case Intraday Arbitrage (folgend Intraday Use Case) werden die Preisunterschiede des Intraday Markts genutzt, um durch Arbitragethandel Erlöse zu erzielen. Dabei werden die am Pilotbetrieb teilnehmenden Fahrzeuge zu einer Flotte zusammengefasst und der Fahrzeug-Pool als eine große Batterie behandelt. Für die Flotte wird vom Pool-Betreiber (BMW) auf Basis der Angaben der Kund:innen in der „BiLi-App“ und der Nutzung von historischen

Daten eine viertelstündlich aufgelöste Flexibilität für die nächsten Tag vorhergesagt. Diese Flexibilitätsvorhersage wird an den Direktvermarkter (NEXT Kraftwerke) übermittelt, welcher die Mengen in sein Portfolio integriert und damit Handel für den nächsten Tag tätigt. Durch den Handel wird ein Flottenladeplan bestimmt, welcher an den Pool-Betreiber zurückgesendet wird. Der Pool-Betreiber disaggregiert den Ladeplan, passt ihn an die individuelle Flexibilität der Kund:innen an und sendet die individuellen Ladepläne an die Fahrzeuge. Im Gegensatz zum vergleichsweise einfachen Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung, müssen im Intraday Use Case verschiedene Akteure miteinander zusammenarbeiten. Insgesamt ist der Use Case in seiner Umsetzung deutlich komplexer als V2H Use Cases. Eine Grundvoraussetzung für einen erfolgreichen Use Case sind wie bei allen bidirektionalen Use Cases eine hohe Fahrzeugverfügbarkeit und ein niedriger Ziel-SoC, damit dem System genug Flexibilität zur Verfügung steht. Abbildung 5-14 zeigt einen beispielhaften Tag mit der gemessenen Poolleistung und dem vorgegebenen Flottenladeplan, zusätzlich wird für jeden Kunden der SoC des EFZs (orange) angezeigt und das SoC-Limit (blau), unter den der SoC nicht sinken darf. Das SoC-Limit ist entweder gleich dem Mindest-SoC, welcher im Intraday Use Case 40 % beträgt oder dem Ziel-SoC, welcher von den Kund:innen über die „BiLi-App“ eingestellt wird.

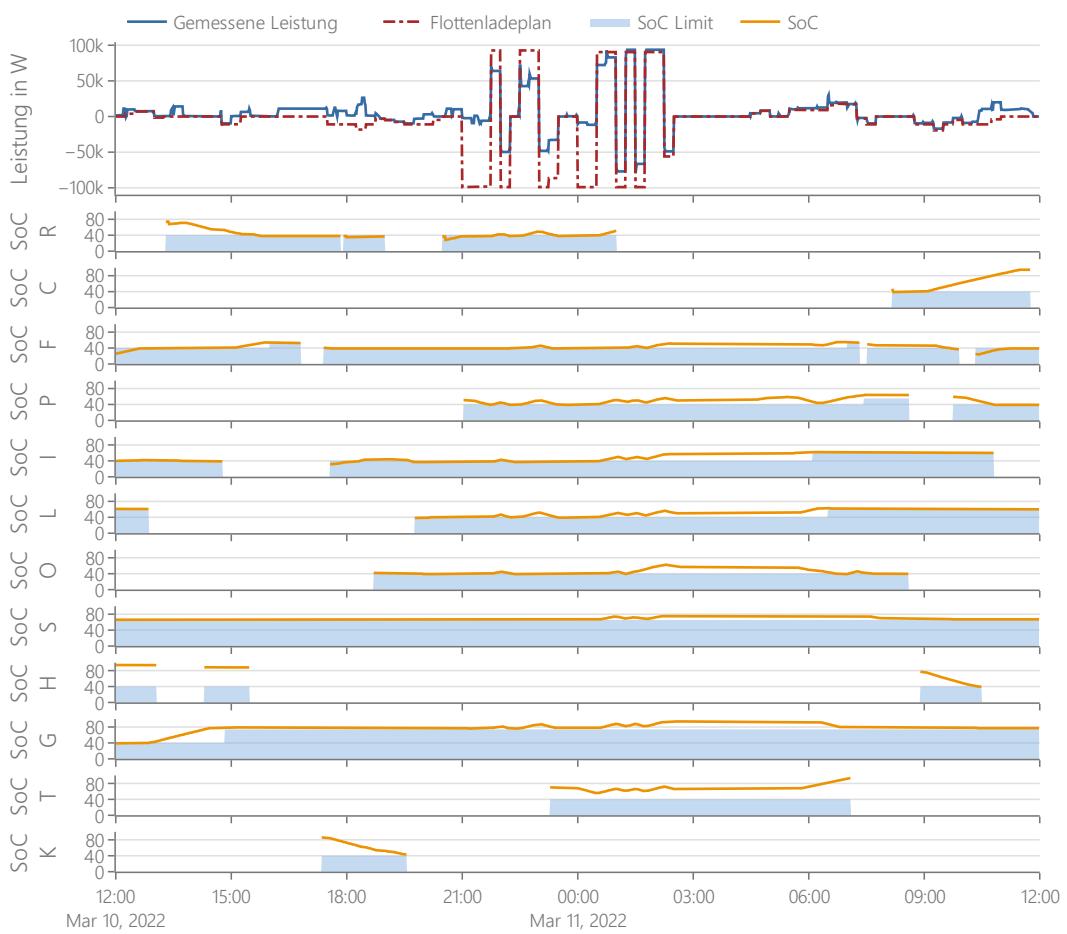


Abbildung 5-14: Beispieldauer des vorgegebenen Flottenladeplans und der gemessenen Umsetzung durch die Fahrzeuge (positive Leistung bedeutet Laden, negative Entladen), außerdem wird für jeden Kunden der SoC des EFZs angezeigt und das SoC-Limit, der 40 % ist, bis zu der vom Kunden eingestellten Abfahrzeit, zu der er auf den ausgewählten Ziel-SoC steigt.

In der Beispiel Periode wird der Flottenladeplan teilweise gut umgesetzt; allerdings können die vorgegebenen Entladeleistungen nicht immer eingehalten werden. Grund dafür ist einerseits, dass nicht genug EFZs angesteckt sind, um die vorgegebene Leistung zu liefern. Andererseits wurden die angesteckten EFZs auch nicht über ihr SoC-Limit geladen und konnten deshalb nicht entladen. Am 10. März um 21 Uhr konnte deswegen nur Kund:in P entladen. Anders ist dies beispielsweise am 11. März um 1 Uhr, da zuvor mehr EFZs ordnungsgemäß nach dem vorgegebenen Ladeplan geladen wurden.

Durch das für den Handel vorgegebene Laden und Entladen wird auch der Energiedurchsatz der EFZs größer. Abbildung 5-15 stellt die täglich ge- und entladene Energiemenge der Intraday-Kund:innen dar, wodurch die Entwicklung des Intraday Use Case während des Pilotbetriebs deutlich wird.

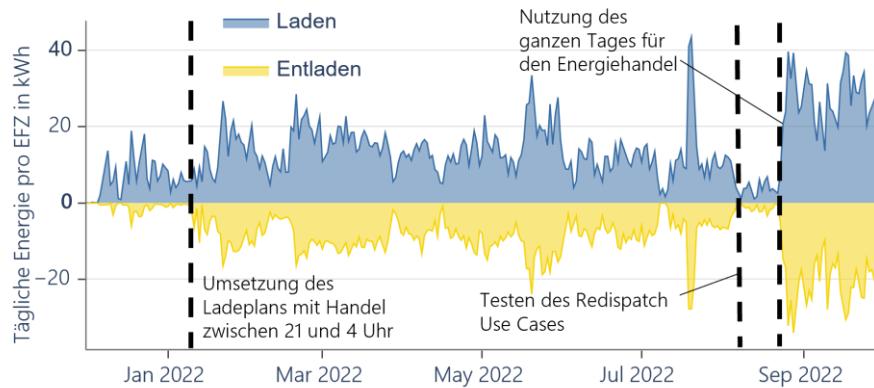


Abbildung 5-15: Täglich ge- und entladene Energie pro EFZ im Intraday Use Case

Zu Beginn des Use Cases gibt es noch keinen geplanten Handel, deshalb wurde zunächst nur wenig Energie entladen. Ab Mitte Januar findet dann der geplante Handel statt, wodurch sowohl die entladene Energie, aber auch die geladene Energie steigt. Anschließend wurden weiterhin kontinuierliche Verbesserungen am Handel und der Pool-Steuerung vorgenommen. Die ge- und entladene Energie bleibt in etwa gleich bis Mitte August. Ab Mitte August wurde der Redispatch Use Case mit den Intraday-Kund:innen getestet. Dafür wurden von TenneT über die Plattform EQUIGY Abrufe an das Pooling-System übermittelt. Während der Durchführung des Redispatch Use Case wurde aufgrund der geringeren Anzahl der Abrufe weniger Energie ge- und entladen. Ende August steigt die ge- und entladene Energie stark an, auch im Vergleich zu der Zeit vor dem Redispatch Use Case. Grund hierfür ist die Erweiterung des Handelszeitfensters auf den ganzen Tag im September. Zuvor war das Handelszeitfenster auf 21:00 bis 4:00 Uhr beschränkt. Durchschnittlich wurden pro EFZ im Intraday Use Case täglich 16 kWh geladen und 9 kWh entladen.

Neben der ge- und entladenen Energiemenge ist die Umsetzung der Ladepläne eine entscheidende Größe. Abbildung 5-16 stellt den Verlauf, zu welchem Anteil die gehandelte Lade- und Entladeenergie erfüllt wurde, dar.

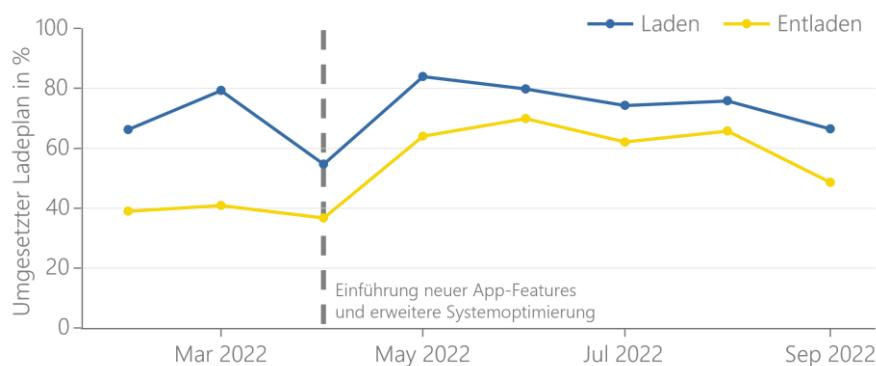


Abbildung 5-16: Prozentualer Anteil der Energie, die während des Lade- und Entladehandels tatsächlich umgesetzt werden konnte

Von Februar bis April liegt die Umsetzung des Entladehandels bei 40 %. Der Grund für die geringe Erfüllung war, dass der Flottenladeplan zu wenig Energie für das Laden eingeplant hatte und deshalb häufig nicht genug Energie zum Entladen zur Verfügung stand. Im April 2022 wurde der Handel so angepasst, dass ein höherer Ladeanteil eingeplant wurde, um mehr Entladen zu ermöglichen. Außerdem wurde im April 2022 ein neues App-Features eingeführt, um den Kund:innen eine genauere Angabe des Ziel-SoCs zu ermöglichen. Die App wurde so erweitert,

dass ein Wochengang des Ziel-SoCs und der Abfahrzeit sowie ein Urlaubsmodus eingegeben werden konnten. Hierdurch konnten die Kund:innen durch genauere Einstellung nicht nur die Flexibilitätsvorhersage verbessern, sondern auch die bereitgestellte Flexibilität erhöhen. Außerdem wurde ein Gamification-Feature eingeführt, welches die Kund:innen mit Punkten incentivieren sollte, ihre EFZ länger anzustecken und einen niedrigeren Ziel-SoC zu wählen. Ab Mai stieg die Umsetzung auch des Entladens auf über 60 % und blieb konstant bis in den September, in dem die Verfügbarkeit der Fahrzeuge zurückging (siehe Abbildung 5-7). Die Umsetzung des Handels ist stark von der Flexibilitätsvorhersage abhängig. Im Pilotbetrieb waren die meiste Zeit nur 13 Kund:innen im Intraday Use Case. Bei größeren Flotten würde sich die Flexibilitätsvorhersage deutlich verbessern, weil durch eine größere Anzahl an Kund:innen das untypische Verhalten einzelner sich nicht so stark auf die gesamte Flotte auswirken würde. Ein weiterer ausschlaggebender Einflussfaktor, der beim Handel im Intraday Use Case berücksichtigt werden muss, ist der Roundtrip-Wirkungsgrad η_{ges} der Flotte.

Der Roundtrip-Wirkungsgrad η_{ges} im Intraday Use Case ist mit durchschnittlich 81 % deutlich höher als der im PV Use Case, was durch die höheren Lade- und Entladaleistungen im Intraday Use Case zu erklären ist (siehe Abbildung 5-11). Der Roundtrip-Wirkungsgrad des Intraday Use Case im Pilotbetrieb ist damit vergleichbar mit dem eines Pumpspeicherkraftwerks (/BNETZA 34-19/, /PRO 01-12/). Die Nutzung einer Fahrzeugflotte als großer Energiespeicher ist bereits jetzt ein realistisches Szenario, in dem nicht mit höheren Energieverlusten zu rechnen ist als bei konventionellen Energiespeichern.

Der Intraday Use Case lässt sich im Pilotbetrieb in zwei Phasen unterteilen: Die Phase vor September, in der nur ein Handelszeitfenster von 21:00 bis 4:00 Uhr genutzt und die Phase ab September, in der der ganze Tag für den Handel genutzt wurde. Die durchschnittliche Leistung eines Fahrzeugs (blau) und der durchschnittliche Intraday Preis (rot) über den Tag ist für beide Phasen in Abbildung 5-17 dargestellt.

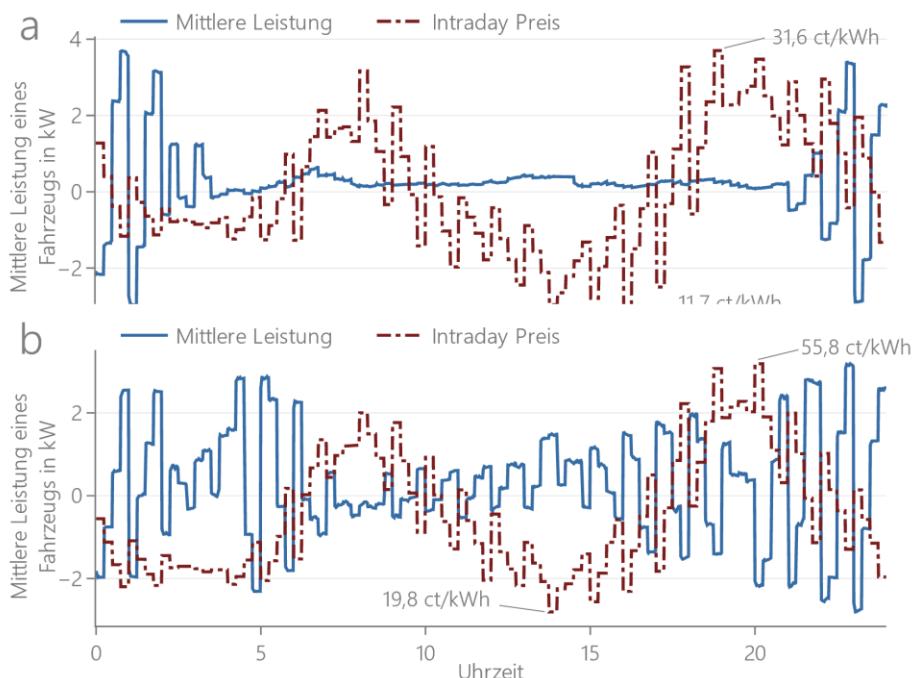


Abbildung 5-17: Durchschnittliche Leistung eines Fahrzeugs und durchschnittlicher Intraday Preis nach Uhrzeit von a) Dezember 2021 bis September 2022 und b) September 2022

Die großen Preisunterschiede zwischen der Mittagszeit und dem Abend konnten in der ersten Phase aufgrund des Handelsfensters nicht ausgenutzt werden, wodurch nur geringere Preisunterschiede gehandelt werden konnten. Aufgrund einer anfänglichen suboptimalen Handelsstrategie wurden teilweise Preisunterschiede gehandelt, die zu gering waren, um die Wirkungsgradverluste auszugleichen. Dies hatte zur Folge, dass mit diesen Trades keine Erlöse,

sondern Verluste erzielt wurden. Obwohl im September der gesamte Tag für den Handel zur Verfügung steht, wurde weiterhin hauptsächlich auf die stündlichen Preisunterschiede gehandelt. Das erhöht zwar bei ausreichend großen Preisunterschieden die Erlöse, aber auch die zusätzlichen Energiedurchsätze der Batterie deutlich. Vor September wurden für den Handel hochgerechnet auf das Jahr 1195 h/EFZ/a zusätzliche Betriebsstunden verursacht und 72 zusätzliche Vollzyklen pro EFZ/a. Das entspricht einer zusätzlichen Fahrbelastung von 15.100 km/EFZ/a, bei 20 kWh je 100 km. Im Vergleich dazu sind die Werte im September mit 1890 h/EFZ/a zusätzlicher Betriebsdauer, 188 zusätzlicher Vollzyklen /EFZ/a und umgerechnet 39.400 km/EFZ/a zusätzlicher Fahrleistung deutlich erhöht. Mit einer optimierten Handelsstrategie ließen sich Betriebsdauer und Vollzyklen reduzieren und gleichzeitig Erlöse steigern.

Die besondere Marktlage 2022 begünstigte den Intraday Use Case, da der Intraday Markt besonders volatil war und deshalb die Erlöspotenziale größer waren als in den Jahren zuvor. Die Erlöse im Intraday Pilotbetrieb waren im September am höchsten, da hier mit der größten Menge an Energie bei gleichzeitig hohen Preisunterschieden gehandelt wurde. Spiegelt man den vorgegebenen Handel für September auf das ganze Jahr, hätte ein Fahrzeug 915 € an Erlösen erzielt. Allerdings wie bereits in Abbildung 5-16 gezeigt, konnten nicht alle vorgegebenen Leistungen erfüllt werden. Nutzt man die gemessenen Leistungen, um die Erlöse im Vergleich zu der Nutzung im Sofortlademodus zu bestimmen, relativieren sich die Erlöse, die ein EFZ im Jahr erzielt, auf 172 € (vgl. Abbildung 5-18). Auch im September wurden hauptsächlich die stündlichen Preisunterschiede gehandelt (vgl. Abbildung 5-17). Eine alternative Handelsstrategie wurde theoretisch getestet, indem die gemessenen Verfügbarkeiten und Randbedingungen durch Ziel-SoC und Fahrtenergie genutzt wurden, um mit gleichem Wirkungsgrad wie im Pilotbetrieb zu handeln. Hier wurden für den Handel nur Preisunterschiede genutzt, die groß genug waren, um die Wirkungsgradverluste auszugleichen. Durch diese alternative Handelsstrategie hätte im September ein EFZ auf das ganze Jahr gespiegelt Erlöse in Höhe von 794 € erzielt (vgl. Abbildung 5-18). Zudem hätte mit einer Energiebelastung, die 31.300 zusätzlichen Kilometern entspricht, eine geringere zusätzliche Belastung für das EFZ bewirkt werden können. Ein wesentlicher Vorteil dieser Handelsstrategie ist, dass zu jedem Zeitpunkt die Verfügbarkeit bekannt ist, wodurch eine perfekte Flexibilitätsvorhersage erreicht wird. Trotzdem zeigt die alternative Handelsstrategie, dass im Intraday Use Case Erlöse von fast 800 € möglich sind, auch trotz der niedrigen Verfügbarkeit im September (vgl. Abbildung 5-6). Für den Serienbetrieb ist bei höherer Verfügbarkeit einer größeren Flotte und infolgedessen einer besseren Flexibilitätsvorhersage sowie einer verbesserten Handelsstrategie, bei einer vergleichbaren Intraday Marktlage wie im Sommer 2022, mit Erlösen von über 800 € zu rechnen.

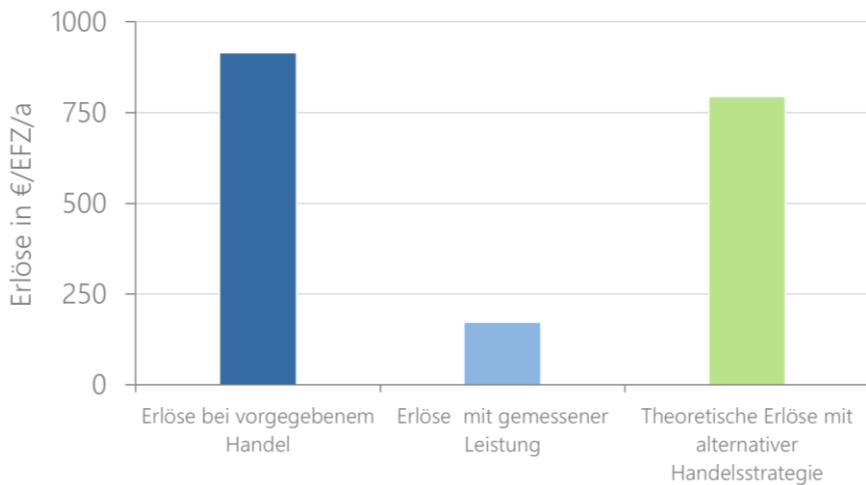


Abbildung 5-18: Erlöse im Pilotbetrieb unter verschiedener Betrachtung: vollständige Umsetzung des vorgegebenen Handels, Erlöse mit gemessener Leistung und theoretische Erlöse mit einer alternativen Handelsstrategie

Bis jetzt wurden bei der Berechnung der Erlöse die aktuelle Regulatorik und die damit verbundenen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte vernachlässigt. Unter Berücksichtigung dieser Regularien muss ein

bidirektionales Elektrofahrzeug hinsichtlich der Energie, die lediglich für den Handel geladen wurde, ca. 150 €/MWh abgeben. Die erzielten Erlöse mit gemessener Leistung in Höhe von 172 €/EFZ/a werden bei 6,7 MWh geladener Energie dann zu 833 €/EFZ/a Verlust. Selbst die durch die alternative Handlungsstrategie erzielten 794 €/EFZ/a Erlöse reduzieren sich bei Anwendung der aktuellen Regulatorik auf nur 29 €/EFZ/a. Der Intraday Use Case ist also bei Berücksichtigung der aktuellen Regulatorik nicht wirtschaftlich. Für andere Energiespeicher gelten andere Regularien, welche einen wirtschaftlichen Energiehandel ermöglichen. Große Pumpspeicher müssen nur ca. 0,5 €/MWh abgeben und große Batteriespeicher ca. 4 €/MWh, sogar Heimspeicher haben nur Abgaben von ca. 21 €/MWh /FFE-116 20/. Aufgrund des potenziellen Energiedurchsatzes der Intraday Flotten sind diese mit anderen Großspeichern vergleichbar. Zur Förderung der Nutzung von EFZ als Energiespeicher sollten diese deshalb auch regulatorisch wie große Energiespeicher behandelt werden, um die Wirtschaftlichkeit des Intraday Use Cases zu gewährleisten.

Insgesamt lassen sich zum Intraday Use Case folgende Kernaussagen festhalten

1. Gute Flexibilitätsvorhersagen und Ladeplanung sind wichtig, um die Flotte optimal auszunutzen. Im Pilotbetrieb waren nur 13 EFZ beteiligt. Bei Flotten von 100 oder 1.000 Fahrzeugen werden Flexibilitätsvorhersagen deutlich zuverlässiger.
2. Wirkungsgradverluste müssen für den Energiehandel berücksichtigt werden, da sonst zu geringe Preisunterschiede zu Verlusten anstatt zu Erlösen führen.
3. Hohe Flexibilitäten durch eine hohe Verfügbarkeit und einen niedrigen Ziel-SoC erlauben effektiven Handel.
4. Der Intraday Use Case verursachte im Pilotbetrieb durch bidirektionales Laden eine zusätzliche Energiebelastung, die ca. 39.400 km zusätzlicher Fahrleistung pro Jahr entspricht. Durch eine optimierte Handelsstrategie kann die zusätzliche Fahrleistung bei gleichzeitiger Erlössteigerung auf 31.300 km reduziert werden.
5. Eine bidirektionale Fahrzeugflotte kann mit einem Wirkungsgrad von 81 % als effektiver Energiespeicher dienen, der zur Integration erneuerbarer Energien und zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen kann. Aufgrund der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung ist der Intraday Use Case jedoch noch unwirtschaftlich.

5.5 Use Case Spitzenlastkappung

Ziel des Use Case Spitzenlastkappung, häufig auch als Peak Shaving bezeichnet, ist es, durch eine Flotte an bidirektional ladbaren EFZ die maximale Leistung am Netzanschlusspunkt und somit die Leistungskosten von Industrie und Gewerbekunden zu reduzieren. Der Strompreis für diese Kund:innen mit einem Energiebedarf über 100.000 kWh setzt sich aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis zusammen /BDEW-01 20/. Die Leistungskosten werden dabei bezogen auf die maximale Lastspitze bzw. den maximalen Viertelstundenmittelwert der Leistung am Netzanschlusspunkt berechnet. Beeinflusst wird die Höhe des Leistungspreises durch das Spannungsniveau sowie durch die Vollaststunden. Durch eine intelligent bidirektional ladbare EFZ-Flotte kann die Lastspitze durch gesteuertes Entladen verringert werden. Ziel dabei ist es, dass die Lastspitze durch das Eingreifen der EFZ-Flotte eine vorgegebene Peak Shaving (PS)-Grenze innerhalb eines Jahres nicht überschreitet. Bei den Kund:innen mit EFZ-Flotten von zwei bis fünf Fahrzeugen konnten bei Verfügbarkeit von EFZ Lastspitzen erfolgreich gekappt werden. Abbildung 5-19 zeigt am 19.09.2022 und am 22.09.2022 jeweils eine erfolgreich reduzierte Lastspitze bei Flottenkund:in C.

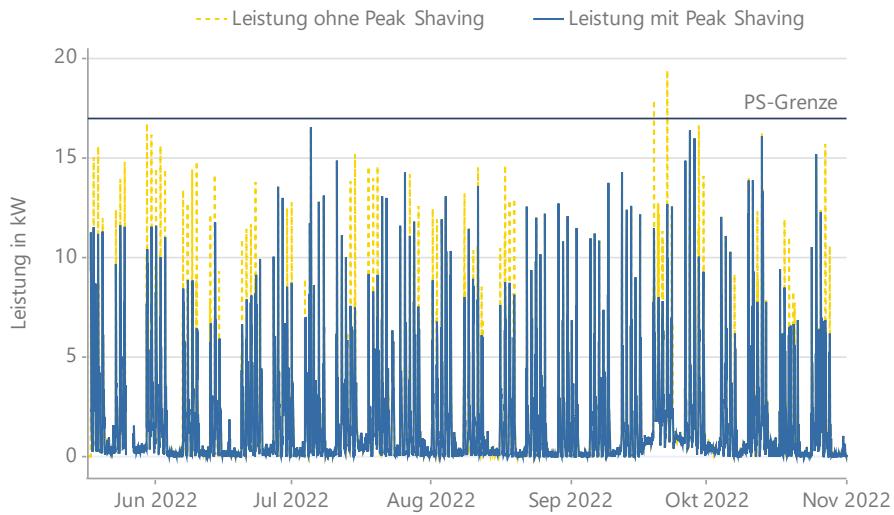


Abbildung 5-19: Lastprofil mit (blau) und ohne Peak Shaving (gelb) inklusive PS-Grenze für Flottenkund:in C

Die PS-Grenze beschreibt die maximal zu erreichende Last am Netzanschlusspunkt. Um Verzögerungen in der Regelung des Use Cases Rechnung zu tragen, erfolgt eine Entladung der EFZ -Flotte bereits ab einem Grenzwert unterhalb der PS-Grenze. Da die Reichweite der EFZ vom Ladezustand abhängig ist und weiterhin Mobilität garantiert werden soll, erfolgt ein Entladevorgang nur bei einem SoC über 80 %. Ist ein EFZ mit einem niedrigeren SoC angesteckt, wird bei diesem während der Überschreitung der PS-Grenze lediglich der Ladevorgang unterbrochen. Die EFZ werden direkt, nachdem sie angesteckt wurden oder bei Leistungen unterhalb des Grenzwertes vollgeladen. Abbildung 5-20 zeigt ein Beispiel für das Verhalten während einer Lastspitze.

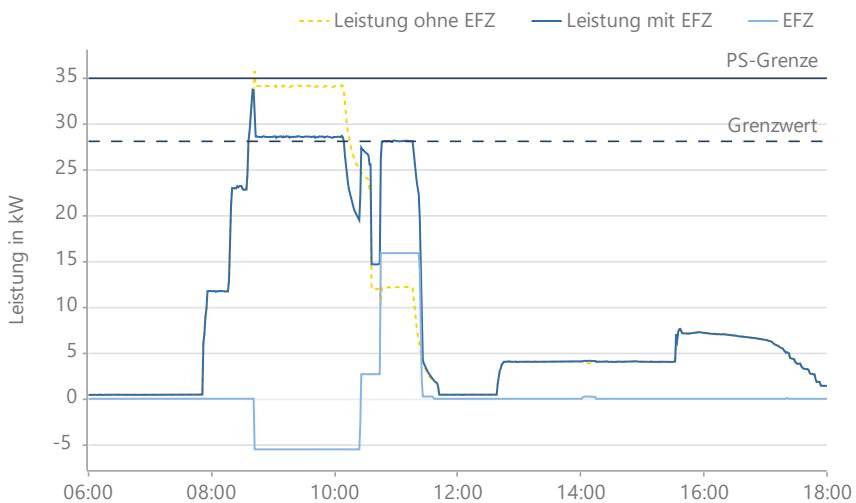


Abbildung 5-20: Exemplarische Lastspitze mit (blau) und ohne (gelb) EFZ bei einer zeitlichen Auflösung von 1 Minute.

Zusammengefasst kommt es bei der Umsetzung dieses Use Cases zu einer Konkurrenz zwischen Lastreduzierung und der Gewährleistung der Mobilität der EFZ-Flotte. Entscheidungskriterium ist dabei der SoC der einzelnen Fahrzeuge. Neben des SoC sind weitere Haupttreiber für den Erfolg der Spitzenlastkappung die Verfügbarkeit der Fahrzeuge und die Zuverlässigkeit der Datenübertragung aus dem Fahrzeug an die Steuerung. Abbildung 5-21 zeigt die verfügbaren Fahrzeuge sowie die zum Peak Shaving verfügbaren EFZ bei der Überlagerung der Flotten der Kunden B und C. In 90 % der Zeit ist bei dieser Überlagerung der Fahrzeugverfügbarkeiten im Zeitraum von Juni bis September ein Fahrzeug zur Spitzenlastkappung bereit. Kund:in B verfügt dabei über drei und Kund:in C über zwei Fahrzeuge. Die Überlagerung berücksichtigt somit fünf EFZ. Der kumulierte Anteil ist deutlich höher als bei der

unabhängigen Betrachtung der beiden Kunden, bei der Kund:in B 66 % und Kund:in C 60 % erreicht. Die hohe Divergenz zwischen der Verfügbarkeit der Fahrzeuge und der Verfügbarkeit der Fahrzeuge zur Lastspitzenkappung basiert neben der Höhe des SoC auch auf Unterbrechungen bei der Datenübertragung des Ladezustandes aus dem jeweiligen Fahrzeug.

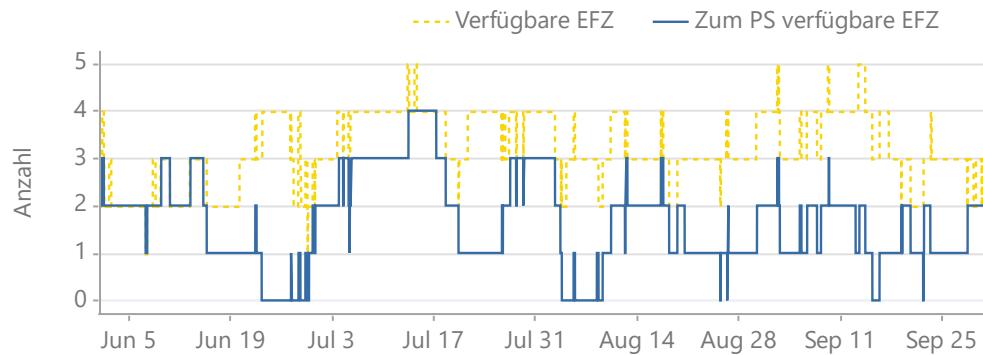


Abbildung 5-21: Verfügbare EFZ (gelb) und verfügbare EFZ zum Peak Shaving (blau) bei der Überlagerung der Kund:innen B und C.

Insgesamt lassen sich zum Peak Shaving Use Case folgende Kernaussagen festhalten:

1. Die Zeitspanne der Umsetzung muss mindestens ein Jahr betragen, da dies der typische Abrechnungszeitraum für die Leistungskosten ist.
2. Eine hohe Verfügbarkeit der Fahrzeuge ist für eine erfolgreiche Umsetzung des Use Cases notwendig.
3. Der Grenzwert des SoC, ab dem eine Entladung zur Lastspitzenkappung erfolgt, muss an die Gewichtung der Konkurrenzsituation aus Lastspitzenkappung und Gewährleistung der Mobilität angepasst werden.
4. Der Erfolg des Use Cases ist vom Lastprofil der Kund:innen abhängig.
5. Im Pilotversuch konnte die technische Umsetzung des Spitzenlastkappung Use Case erfolgreich demonstriert werden.

6 Intelligente Messsysteme: Möglichkeiten und Entwicklungsbedarfe

Im BDL-Projekt werden intelligente Messsysteme (iMSys) als zentraler Baustein für die Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem gesehen. Ziel des Arbeitsbereichs im Projekt ist es, Weiterentwicklungsbedarfe der derzeit durch die Spezifikationen des BSI für die Funktionsumfänge des iMSys zu identifizieren, um durch deren Einsatz einen möglichst großen Nutzen erzielen zu können. Fokus bildet dabei das Steuern über das Smart Meter Gateway (SMGW) und das eichrechtskonforme Messen durch die moderne Messeinrichtung (mME) sowie die Verteilung der Messwerte zur Abrechnung. Im Folgenden wird zunächst die Möglichkeit der Umsetzungen von Use Cases im BDL-Projekt über das iMSys erläutert. Für einen ausgewählten Use Case folgt eine detaillierte Performance Untersuchung, welche eine Laufzeitenanalyse, Zuverlässigkeitssauswertung sowie die Ermittlung des aufkommenden Datenvolumens beinhalten. Abschließend wird ein Blick auf den ökologischen Fußabdruck der benötigten Komponenten und Kommunikationsinfrastruktur geworfen.

6.1 Use Cases und Steuerungswege in BDL

Von einer Vielzahl an Use Cases wurden im Projekt fünf Anwendungsfälle im Feld erprobt: Sofortladen, Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastkappung, Vermarktung am Intraday Markt (Arbitrage) und die lokale Netzdienstleistung (P_{lim}). Die Use Cases unterscheiden sich, abgesehen von der Optimierungsgröße bzw. dem Ziel, auch bezüglich des Akteurs bzw. der Komponenten, durch die der Lagevorgang gemanagt wird. Abbildung 6-1 gibt einen Überblick zu den Use Cases mit dem Akteur /der Komponente, durch die die Initiierung erfolgt. Im Folgenden werden die Steuerungswege vorgestellt.

Steuerungsinitiierung und -medium	Sofort Laden	Eigenverbrauchs-erhöhung	Arbitrage	Spitzenlast-kappung	P_{lim}	$P_{lim(-)}$
Energiemanagementsystem (lokal)	X	X				
Backend (OCPP)			X	X		
Netzbetreiber (iMSys und EEBUS)					X	X

OCPP: Open Charge Point Protocol, iMSys: intelligentes Messsystem, P_{lim} Bezugsleistungsgrenzwert, $P_{lim(-)}$ Einspeiseleistungsgrenzwert

Abbildung 6-1: Übersicht der Use Cases, des jeweiligen Akteurs zur Initiierung der Steuerung sowie Steuerungsmedium

6.1.1 Lokale Regelung

Das lokale Management des Ladevorgangs wird von einem Energiemanagementsystem (EMS) übernommen. Dieses ist im BDL-Projekt Teil der Wallbox. Für die Umsetzung der Eigenverbrauchsoptimierung werden vom EMS hochauflöste Daten der aktuellen Messwerte am Netzanschlusspunkt benötigt. Die ohnehin installierte mME kann Leistungs- bzw. Energiemesswerte bereitstellen, jedoch in einer Auflösung von höchstens einer Sekunde. Somit eignet sich die standardisierte Infrastruktur nicht für die Umsetzung dieses Anwendungsfalls und es wird ein zusätzliches Messgerät benötigt. Im BDL-Projekt wurde hierfür auf ein Smart Energy Meter von Kostal (KSEM) zurückgegriffen, das Messwerte in einer zeitlichen Auflösung von 200 ms an das EMS liefert. Neben den aktuellen Messwerten am Netzanschlusspunkt fließen die Angaben des Kunden bezüglich Abfahrtszeitpunkt und dem sodann gewünschten Ladezustand in die Optimierung und das resultierende Lademanagement ein.

6.1.2 Backend

Die Steuerung über das Backend erfolgt über das standardisierte OCPP (Open Charge Point Protocol) und somit direkt zwischen dem Backend und der Ladesäule. Im Anwendungsfall der zeitlichen Arbitrage wird dies durch das Backend des Fahrzeugherstellers übernommen. Für die Nachweisführung wird eine eichrechtskonforme Messung in einer viertelstundenscharfen Auflösung benötigt. Dies wird durch die mME übernommen und durch das SMGW an den Messstellenbetreiber übermittelt. Im Anwendungsfall der Spitzenlastkappung wird die Regelung über OCPP durch ein eigenes Backend oder ebenfalls durch das Backend des Fahrzeugherstellers übernommen. Dabei fallen keine abrechnungsrelevanten Daten an, sodass die iMSys Infrastruktur hier nicht notwendig ist.

6.1.3 Netzbetreiber

Die dritte im Projekt angewandte Möglichkeit zur Steuerung von Ladevorgängen ist die durch den Netzbetreiber. Die Übermittlung von Vorgaben durch den Netzbetreiber gilt als „energiewirtschaftlich relevanter“ Anwendungsfall und muss somit über das SMGW erfolgen. Mit der derzeit vorgesehenen Infrastruktur ist damit die Steuerung über den transparenten Kommunikationskanal (CLS-Proxy-Kanal) möglich. Im Projekt wurde ein alternativer Steuerungsweg über das SMGW umgesetzt. Die detaillierte Umsetzung wird im folgenden Kapitel beschrieben.

6.2 Steuern mit dem intelligenten Messsystem

Künftig soll, neben dem Messen und der Verteilung von Messwerten, auch das Steuern bzw. die Beeinflussung von Ladevorgängen über die iMSys-Infrastruktur erfolgen. Damit wird eine sichere, standardisierte und großflächig verfügbare Möglichkeit der Steuerung verfügbar sein. Bisher ist die Steuerung über den CLS-Proxy Kanal in der Standardisierung vorgesehen. Im Projekt wurde ein alternativer Weg, direkt über das SMGW, umgesetzt. Die beiden Steuerungswege werden im Folgenden vorgestellt.

6.2.1 Steuern über den CLS-Proxy-Kanal

Mit der derzeit durch die BSI-Richtlinie vorgesehenen Infrastruktur erfolgt die Umsetzung von Schalthandlungen über den CLS-Proxy-Kanal. Dies bedeutet, dass der SMGW-Administrator auf Anfrage des steuernden Akteurs beim SMGW den Aufbau eines transparenten Kommunikationskanals anfordert. Dieses baut, nach Überprüfung der Konformität mit Sicherheitsanforderungen, einen Kommunikationskanal zwischen dem steuernden Akteur und der zu steuernden Komponente auf, sodass das Steuersignal übermittelt werden kann. Dem SMGW ist dabei nicht bekannt, was kommuniziert wird. Nach einer festgelegten Zeit wird der Kanal wieder geschlossen. Eine detaillierte Beschreibung und die Untersuchung dieses Steuerungswegs ist beispielsweise im C/sells Projekt erfolgt /FFE-64 18/.

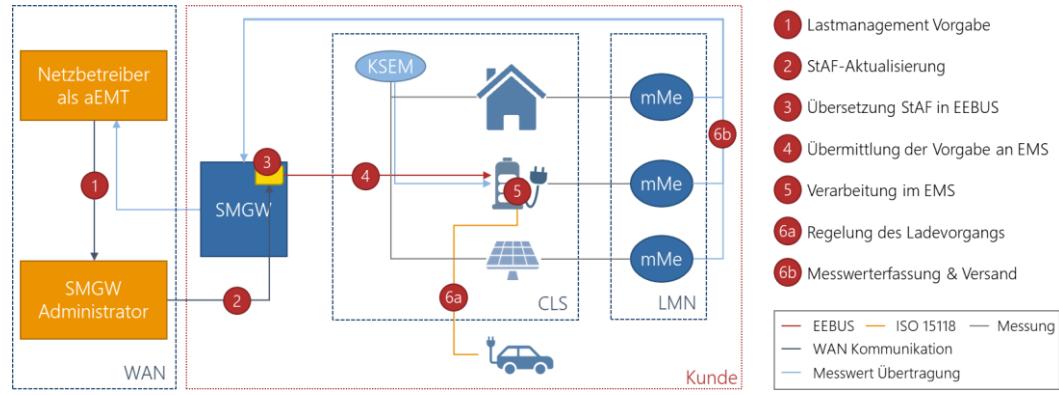
6.2.2 Steuern über EEBUS und das SMGW

Im Rahmen des BDL-Projekts wurde eine neue Steuerungsmöglichkeit über die iMSys-Infrastruktur umgesetzt, die eine Übermittlung des Steuerungssignals bzw. der Leistungsvorgabe direkt an das SMGW erlaubt. Damit wird es möglich, die Nachweisführung mit der Steuerung zu kombinieren, indem das SMGW mit dem Eintreffen von Vorgaben auch entsprechende Messungen aktiviert.

Bei dem Anwendungsfalls der lokalen Netzdienstleistung wird eine Limitierung mit einem Gültigkeitszeitraum an den SMGW-Administrator übergeben. Dieser nimmt das Update eines Kommunikationsprofils auf dem SMGW vor, das diese Parameter enthält. Das SMGW aktiviert zudem die Aufzeichnung der Leistungsaufnahme am Hausanschlusspunkt. Die Messwerte werden verschlüsselt und an den Messstellenbetreiber übergeben, sodass eine Nachweisführung der Leistungsvorgabe, integriert in die Übermittlung der Vorgabe, erfolgen kann.

Eine weitere Entwicklung, die im BDL-Projekt vorgenommen wurde, ist die Umsetzung der Kompatibilität des SMGWs mit hausseitigen Komponenten wie z. B. der Wallbox oder dem EMS. Mit diesen Komponenten wird in der Regel über

das EEBUS Protokoll nach der VDE AR 2829-6 kommuniziert. Daher wurde auf dem SMGW ein Modul integriert, das die Übersetzung der Leistungsvorgabe in den EEBUS Standard, konkret in den „LPC“ (Limitation of Power Consumption), übernimmt. Abbildung 6-2 zeigt den wesentlichen Ablauf des Anwendungsfalls mit der Steuerung über das SMGW und der Übersetzung in EEBUS Kommunikation.



aEMT: aktiver externer Marktteilnehmer, SMGW: Smart Meter Gateway, WAN: Wide Area Network, KSEM: Kostal Smart Energy Meter, CLS: Controllable Local Systems, mMe: moderne Messeinrichtung, LMN: Local Meter Network, StAF: Steueranwendungsfall, EMS: Energienagementsystem

Abbildung 6-2: Wesentlicher Ablauf des entwickelten Steueranwendungsfalls für die Umsetzung von Leistungslimitierungen durch den Netzbetreiber

Um die Entwicklungen aus dem BDL-Projekt sowohl innerhalb des Konsortiums als auch dem Fachpublikum und der interessierten Öffentlichkeit aufzuzeigen, wurde ein Demonstrations-Board erarbeitet. Auf diesem sind die Abläufe der Use Cases „Intraday Vermarktung“ und „Lokale Netzdienstleistung“ visualisiert. Zudem ist ein iMSys verbaut, das auch in das tatsächliche GWA-Backend eingebunden ist. Weiterhin wurde für die Visualisierung des aus den Use Cases resultierenden Ladevorgangs ein Tablet angebracht. Auf diesem ist eine eigens entwickelte App installiert, die neben der Visualisierung auch das Versenden von P_{lim} Werten und einem Gültigkeitszeitraum ermöglicht. Diese „Netzbetreiber Vorgaben“ werden dann über VPN an das GWA-Backend gesendet und die Übermittlung der Werte erfolgt realitätsgetreu an das verbaute SMGW. Die Rückmeldung über das Eintreffen der Leistungsbegrenzung ist wiederum am Tablet zu sehen, indem sich die Visualisierung des Ladevorgangs entsprechend den Vorgaben anpasst.

Das Demo-Board wurde im Konsortium vielfach eingesetzt. Sowohl für die projekt- und unternehmensinterne Wissensvermittlung als auch bei Veranstaltungen konnte damit veranschaulicht werden, wie die iMSys Infrastruktur im BDL-Projekt eingesetzt wird. Den ersten Auftritt hatte der Aufbau bei den [FfE Energietagen 2021](#).

6.3 Konfliktpotenzial zwischen Ladestrategien

Prinzipiell kann es, wenn mehrere Anwendungsfälle aktiv sind, zu Zielkonflikten zwischen diesen kommen. Trifft dieser Fall ein, können Use Case Ziele nicht mehr oder nur eingeschränkt umgesetzt werden. Im BDL-Projekt wurde eine detaillierte Konfliktanalyse gemacht und untersucht, in welchen Fällen Konfliktpotenzial zwischen netz- und marktorientiertem sowie eigenverbrauchsoptimiertem Lade- und Entladeverhalten auftreten kann.

Treffen Konflikte auf, muss eine Priorisierung erfolgen, die festlegt, welches Signal dominiert. Diese Entscheidung soll zunächst vom Ladezustand des Fahrzeugs abhängen. Dafür wird beim Ladezustand in vier Bereiche unterschieden (vgl. Abbildung 6-3 oben). Im Bereich A soll aus Kundensicht immer mit maximaler Ladeleistung geladen werden, um einen Sicherheits-SoC (SoC_{min}) zu gewährleisten. Damit wird sichergestellt, dass eine bestimmte Reichweite stets verfügbar ist. Im Bereich B2 ist das marktorientierte oder eigenverbrauchserhöhende Verhalten aktiv, sofern der Abfahrtszeitpunkt noch ausreichend weit entfernt ist, sodass der für die geplante Fahrt benötigte SoC (SoC_{ziel}) bis dahin erreicht wird. Rückt der Abfahrtszeitpunkt näher und die verbleibende Zeit wird benötigt, um den gewünschten Ladezustand zu erreichen, wird mit maximaler Ladeleistung geladen (Bereich B1). Im Bereich C ist das marktorientierte bzw. eigenverbrauchserhöhende Verhalten aktiv und neben dem Laden ist auch das Entladen möglich.

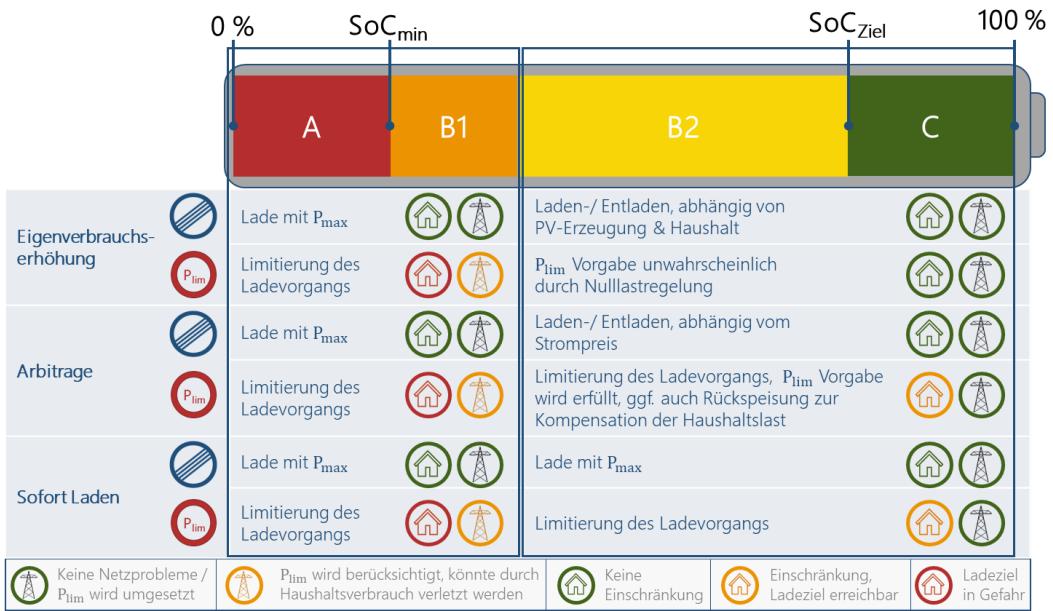


Abbildung 6-3: Ladezustände des Elektrofahrzeugs mit den jeweiligen Lade- und Entladeverhalten sowie potenziellen Konflikten mit einer Leistungslimitierung

6.4 Performance Analyse

Für die Umsetzung von Use Cases mit der iMSys-Infrastruktur muss berücksichtigt werden, inwiefern die aus den technischen Use Cases hervorgehenden Anforderungen durch das iMSys erfüllt werden können. Besonders relevant ist dabei die notwendige Dauer, um z. B. Sollwerte zu übermitteln und umzusetzen. Aber auch die allgemeine Zuverlässigkeit sowie aufkommende Datenvolumen müssen bei der Bewertung der Realisierbarkeit berücksichtigt werden. Im BDL-Projekt wurde eine detaillierte Performance Untersuchung für den im Projekt entwickelten Use Case „Lokale Netzdienstleistung“ gemacht. Im Folgenden wird der Testaufbau sowie die Durchführung der Tests mit den hervorgehenden Ergebnissen für die allgemeine Zuverlässigkeit, die Laufzeit sowie das aufkommende Datenvolumen beschrieben.

Die Arbeit wurde im Rahmen der Konferenz „DACH Energy Informatics“ am 15. September 2022 vorgestellt und als [Paper veröffentlicht /FFE-56 22/](#).

6.4.1 Testaufbau

Für die Performance Untersuchung wurde ein Testaufbau erstellt. Dieser umfasst das SMGW des in Abschnitt 6.2.2 beschriebenen Demonstrationsboards. Dieses ist mit einer SIM-Karte ausgestattet, sodass die Kommunikation über LTE erfolgen kann. Das SMGW ist über ein Netzwerkkabel mit einem Wallbox Emulator verbunden, der das Verhalten der Wallbox simuliert. Dabei handelt es sich um ein Raspberry Pi mit der entsprechenden, von Kostal bereitgestellten Software. Die Übergabe der Leistungsbegrenzungen und Gültigkeitszeiträume an das GWA-System erfolgte durch einen Server via HTTP (Hypertext Transfer Protocol), der damit die Rolle des VNBs ersetzt.

Die Datenerhebung für das Prozess Logging der SMGW- und GWA-Prozesse wird vom GWA übernommen. Hier werden Prozesse des GWA Backends sowie des SMGW standardmäßig sehr detailliert mit Zeitstempeln geloggt. Diese Log Daten werden über SFTP an den Server übergeben. Das Prozesslogging der Wallbox, bzw. des Emulators, wird von dem Tool selbst übernommen. Die Daten können ebenfalls über SFTP vom Server abgerufen werden.

Neben der Erfassung der Log-Daten wird das aufkommende Datenvolumen gemessen. Dies erfolgt durch ein Tool, das für die Performance Untersuchung auf das SMGW aufgespielt wurde. Dieses ermöglicht das Messen der

Datenvolumina für die Kommunikation des SMGWs. Die Datenvolumen Daten werden über den GWA auf dem Server abgelegt.

Abbildung 6-4 zeigt den Testaufbau mit den Komponenten, Datenerfassungspunkten und Übertragungswegen.

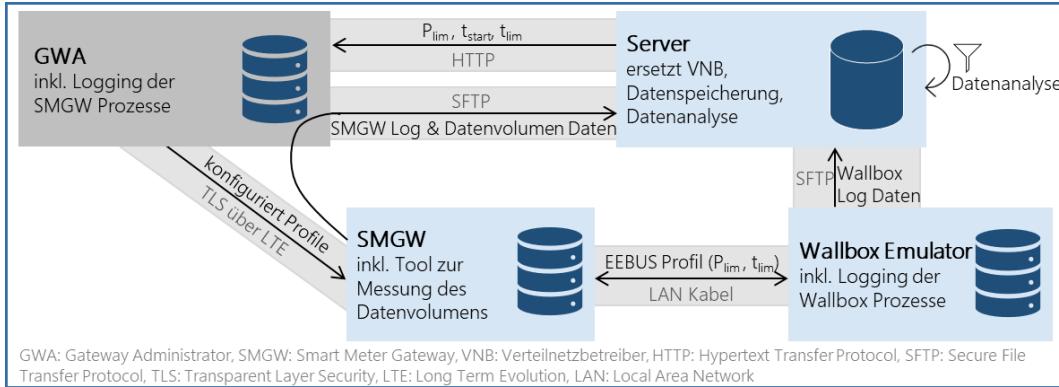


Abbildung 6-4: Testaufbau, Datenerfassung und -übermittlung für die Performance Untersuchung

6.4.2 Durchführung der Tests

Insgesamt wurden für die Performance Untersuchung über 2.000 Vorgaben versendet. Dabei wurden zwei Anwendungsfälle unterschieden: eine präventive und eine kurative Leistungsvorgabe. Im Falle der präventiven Vorgabe erfolgte die Übermittlung durch den Server mindestens fünf Minuten bevor der Gültigkeitszeitraum der Limitierung beginnt. Die Werte werden dann im GWA-System gehalten bis ca. 1 Minute vor Beginn des Gültigkeitszeitraums, um dann rechtzeitig an das SMGW und weiter an den Wallbox Emulator übergeben zu werden. Im Falle der kurativen Maßnahme ist der Startzeitpunkt der Vorgabe gleich dem Versandzeitpunkt des Servers (VNB), sodass die Vorgabe vom GWA unmittelbar nach der Verarbeitung im Backend an das SMGW und weiter an den Wallboxemulator übermittelt wird. Dabei verzögert sich die Umsetzung der Vorgabe um die Prozesslaufzeiten beim GWA, im SMGW sowie im Wallboxemulator.

Für die Kommunikation zwischen GWA und SMGW wird ein TLS-Kanal verwendet. Dieser wird initial aufgebaut und dann standardmäßig für drei Minuten offen gehalten. Wird der Kanal innerhalb dieser Zeit wieder verwendet, verlängert sich der Erhalt der Verbindung um weitere drei Minuten, ansonsten wird der Kanal abgebaut und muss bei einer neuen Leistungsvorgabe erneut aufgebaut werden.

Ausgehend von diesen Stellparametern wurden für die Performance Analyse folgende Szenarien untersucht:

- Der VNB sendet die Vorgabe entweder fünf Minuten vor deren Gültigkeitszeitraum (präventive Maßnahme) oder mit Start des Gültigkeitszeitraums (kurative Maßnahme).
- Die darauffolgende Vorgabe wird
 - innerhalb von drei Minuten nach der vorherigen Kommunikation mit dem SMGW versendet (bestehender TLS-Kanal wird genutzt) oder
 - mehr als drei Minuten nach der letzten Kommunikation mit dem SMGW versendet (TLS-Kanal muss neu aufgebaut werden).
- Variierung der Werte von P_{lim} und dem Zeitraum zwischen der Gültigkeitszeit von zwei Vorgaben (inkl. deren Überlappung)

Für die Untersuchung der Laufzeit wurde die Prozesskette in Teilprozesse unterteilt und die hoch aufgelösten Logdaten aus dem GWA-System für diese Teilprozesse zusammengefasst. Die Prozessketten wurden durch folgende Ereignisse definiert:

1. VNB bzw. Server versendet die Vorgabe an den GWA
2. GWA empfängt die Vorgabe
3. GWA baut Verbindung zum SMGW auf
4. TLS-Verbindung zwischen GWA und SMGW ist aufgebaut
5. „Handshake“ zwischen GWA und SMGW ist erfolgt
6. Vorgabe wird vom SMGW erhalten
7. SMGW hat das Profil mit der Vorgabe aktualisiert
8. Wallbox hat die Vorgabe akzeptiert
9. GWA wird vom SMGW über die erfolgreiche Ausführung informiert

Durch die Analyse des Loggings, können Schwachstellen in der Prozesskette identifiziert werden und Aussagen zur Zuverlässigkeit des Gesamtprozesses aber auch einzelner Komponenten und Teilprozesse gemacht werden.

Der Netzwerkverkehr wurde in Form einer Liste mit einzelnen Datenpaketen übermittelt. Von diesen wurden zunächst irrelevante Kommunikationsprozesse, die nicht auf die Übermittlung der Leistungsvorgabe zurückzuführen sind, herausgefiltert. Die Kommunikation zwischen SMGW und GWA wurde in Sessions unterteilt, sodass jeweils das aufkommende Datenvolumen ermittelt werden konnte.

6.4.3 Ergebnisse

Im Rahmen der Performance Analyse wurden die insgesamte Zuverlässigkeit, die Prozesslaufzeit und das aufkommende Datenvolumen für den im Projekt erarbeiteten und umgesetzten Use Case „Lokale Netzdienstleistung“ untersucht.

Allgemeine Zuverlässigkeit

Von über 2.000 versandten Vorgaben mit unterschiedlichen Parametrierungen wurden 36 Vorgaben nicht im SMGW umgesetzt. Dies entspricht einer Erfolgsquote von 98,2 %. Abbildung 6-5 zeigt die erfolgreichen und gescheiterten Prozesse als Sankey Diagramm auf.

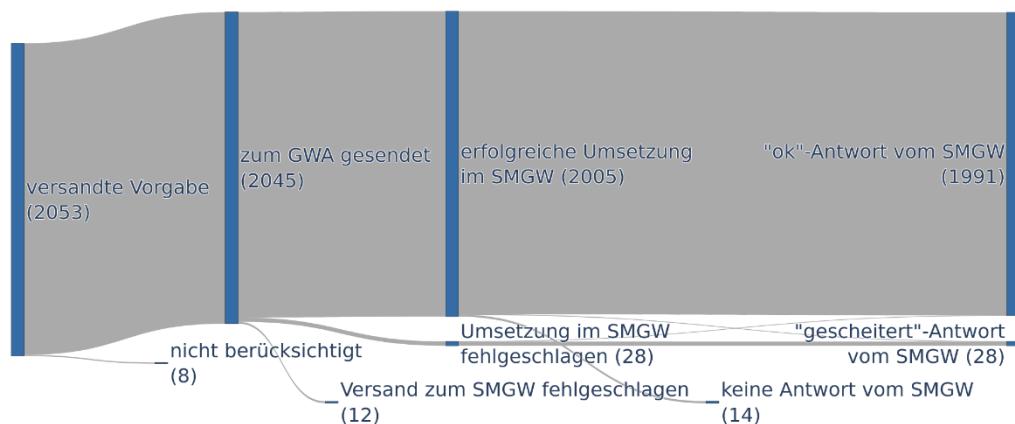


Abbildung 6-5: Sankey Diagramm mit der Visualisierung von nicht ausgeführten Vorgaben und den fehlerhaften Prozessen

Die Vorgaben, welche nicht berücksichtigt wurden, sind vermutlich auf den zeitlich zu eng getakteten Versand von Vorgaben zurückzuführen. Die Fehlerquelle liegt hier auf Seiten des Servers. Vorgaben, welche nicht an den GWA gesendet werden konnten, wurden nicht in den Log Dateien gefunden. Jede Vorgabe bekommt beim Versand eine Identifikationsnummer zugewiesen. Für zwölf Vorgaben konnte diese nicht in den Logdaten gefunden werden. Die Ursache dieses Verhalts konnte nicht ermittelt werden. Der größte Anteil der nicht erfolgreich umgesetzten Vorgaben ist auf eine fehlerhafte Ausführung im SMGW zurückzuführen. Dabei wird die Vorgabe vom SMGW geloggt, jedoch

erfolgt kein Update des Profils im SMGW. Hier könnten parallel laufende Prozesse eine Fehlerquelle sein. Für 14 angestoßene Übermittlungen einer Vorgabe gab das SMGW keine Rückmeldung. Hier kann auch von einer erfolgreichen Umsetzung ausgegangen werden, wobei lediglich die „OK-Rückmeldung“ des SMGWs ausgeblieben ist.

Der letzte Teil der Prozesskette zwischen SMGW und Wallbox Emulator weist eine Erfolgsquote von 51 % auf. Dies ist auf ein Softwareproblem auf Seiten des SMGW zurückzuführen. Im Nachgang zu den durchgeföhrten Tests wurde diese mit den Erkenntnissen der Tests angepasst, sodass nun mit einer höheren Erfolgsquote gerechnet werden kann. Ein erneuter Test wurde bisher noch nicht durchgeföhr.

Datenvolumen

Für die Ermittlung des bei der Übermittlung der Vorgabe aufkommenden Datenvolumens wurden zwei Anwendungsfälle untersucht. Zum einen wurde der Fall betrachtet, dass der Kommunikationskanal zum SMGW angefragt, aufgebaut und nach der Nutzung wieder abgebaut wird. Zum anderen wurden Vorgaben über einen bereits bestehenden Kommunikationskanal versendet. Dies kann umgesetzt werden, da der Kanal nach dessen Nutzung für drei weitere Minuten erhalten bleibt. Wird er innerhalb dieser drei Minuten genutzt, verlängert sich die Session um weitere drei Minuten. Mit der Nutzung eines bestehenden Kommunikationskanals kann also das notwendige Datenvolumen je übermittelte Vorgabe reduziert werden, da sich der Kanalaufbau auf alle versandten Vorgaben verteilt.

Abbildung 6-6 zeigt die Ergebnisse des gemessenen Datenvolumens. Wie im linken Teil der Abbildung zu sehen, werden für die Übermittlung einer Leistungsvorgabe rund 15 kB Datenvolumen benötigt. Wird ein Kommunikationskanal für die Übermittlung weiterer Vorgaben genutzt, reduziert sich das aufkommende Datenvolumen je übermittelte Vorgabe auf knapp 10 kB. Damit kann der Schluss gezogen werden, dass rund 5 kB für die Etablierung des Kommunikationskanals zwischen aEMT und SMGW benötigt werden. Die verbleibenden 10 kB fallen für die tatsächliche Übermittlung der Vorgabe an.

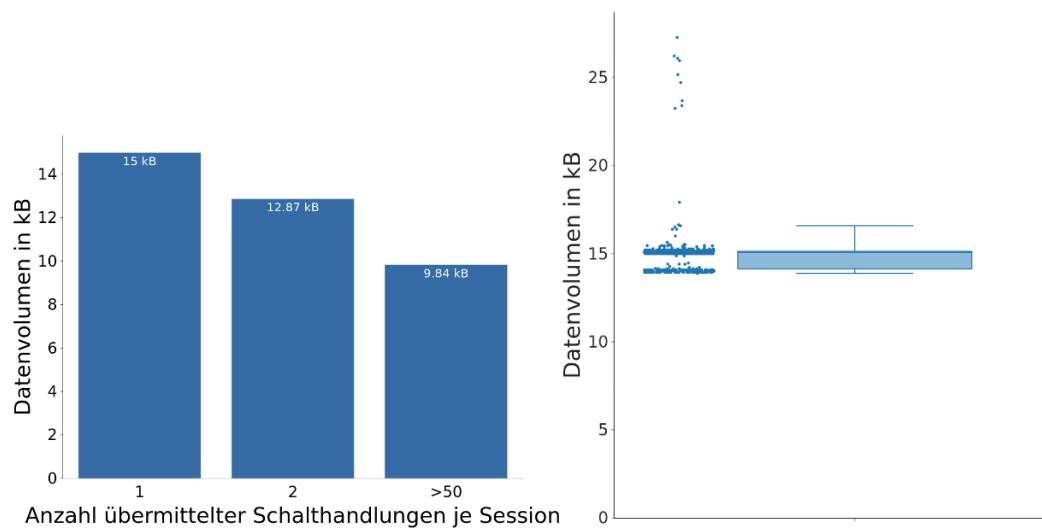


Abbildung 6-6: Aufkommendes Datenvolumen für die Übermittlung von Leistungsvorgaben, abhängig von der Anzahl an Übermittlungen je Kommunikationssession (links) und Streuung des Datenvolumens bei Betrachtung der einzelnen Nutzung einer Session (rechts)

Beim Betrachten der Streuung der Datenvolumenwerte (Abbildung 6-6 rechts) fällt auf, dass sich die Werte im Bereich 14 und 15 kB stark häufen. Zudem gibt es einige Ausreißer im oberen Bereich bis hin zu einem Wert von 35 kB. Dies ist vermutlich auf wiederholte Verbindungsversuche, nachdem diese zunächst gescheitert sind, zurückzuföhren.

Die Ergebnisse der Datenvolumenmessung können mit den Untersuchungen aus dem SINTEG Projekt C/sells verglichen werden. Dort wurden steuerbare Erzeuger direkt über einen transparenten Kommunikationskanal gesteuert, während die Steuerung in BDL über das SMGW selbst erfolgte. Der übergeordnete Vergleich zeigt eine erhebliche Reduktion des benötigten Datenvolumens von 24 kB (C/sells) auf 15 kB (BDL) und damit um knapp 42 %.

Prozesslaufzeit

Bei der Untersuchung der Prozesslaufzeiten wurde in zwei Anwendungsfälle unterschieden: präventive Vorgaben, welche eine Vorlaufzeit mit sich bringen und kurative Vorgaben die umgehend umgesetzt werden müssen.

Präventive Vorgaben wurden für die Analyse fünf Minuten vor Beginn des Gültigkeitszeitraums der Vorgabe versendet. Der GWA hält die Vorgabe vor und baut dann, wie in Abbildung 6-7 zu sehen, 50 Sekunden vor der geplanten Startzeit eine Kommunikationsverbindung zum SMGW auf. So wird sichergestellt, dass die Vorgabe rechtzeitig ankommt und wie vom Netzbetreiber vorgesehen umgesetzt wird.

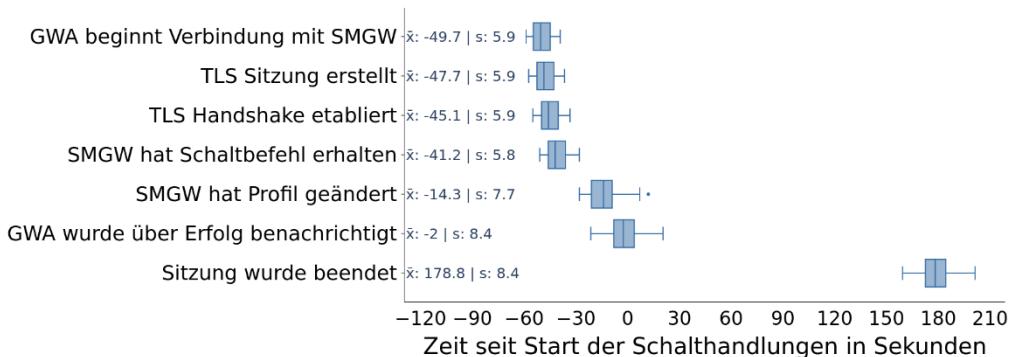


Abbildung 6-7: Abfolge von Prozessen bei der Übermittlung von präventiven Vorgaben, relativ zum geplanten Startzeitpunkt

Das Profil, das die Vorgaben des Netzbetreibers enthält, ist im Durchschnitt 14 Sekunden vor Beginn des Gültigkeitszeitraums aktualisiert. Der GWA ist ungefähr zum Startzeitpunkt der Vorgabe über die erfolgreiche Übermittlung informiert. Zu bemerken ist hier, dass es sich dabei lediglich um die erfolgreiche Übermittlung an das SMGW und nicht die Ladesäule handelt. Wie beschrieben, wird der Kommunikationskanal drei Minuten nach dieser letzten Nutzung abgebaut. Abbildung 6-8 zeigt die Dauer der einzelnen Prozessschritte. Es wird deutlich, dass die Verarbeitung im SMGW mit 27 Sekunden und einer Standardabweichung von vier Sekunden die meiste Zeit in Anspruch nimmt. Auch die Dauer für die Bestätigung der erfolgreichen Übermittlung dauert vergleichsweise lange.

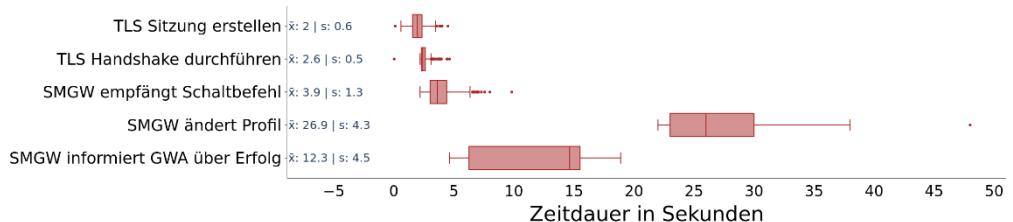


Abbildung 6-8: Dauer der Prozessschritte für präventive Vorgaben, wobei der Kommunikationskanal auf- und abgebaut wird

Im kurativen Fall wird die Vorgabe erst zum Startzeitpunkt an den GWA gesendet. Neben den Prozessen ab dem Kommunikationsaufbau (vgl. Abbildung 6-8) sind für den kurativen Fall zusätzlich die Laufzeiten für die Übermittlung an den GWA sowie die Verarbeitung beim GWA zu betrachten. Diese sind in Abbildung 6-9 abgebildet. Während der Versand an den GWA nahezu adhoc erfolgt, dauert die Verarbeitung der Vorgabe beim GWA ca. elf Sekunden.

Zudem ist eine relativ große Standardabweichung von ca. sechs Sekunden zu verzeichnen. Hier birgt sich Potenzial zur Verkürzung der Gesamtaufzeit, indem die Performance des GWA Systems verbessert wird. Insgesamt dauert der Prozess im kurativen Fall vom Versand der Vorgabe durch den aEMT bis zum Update des Profils 48 Sekunden und bis zum Akzeptieren durch die Ladesäule 51 Sekunden.



Abbildung 6-9: Dauer der Prozesse, die bei kurativen Maßnahmen zusätzlich zu betrachten sind (neben den in Abbildung 6-8 dargestellten)

6.4.4 Bewertung

Die Ergebnisse der Performance Untersuchung für den Anwendungsfall der lokalen Netzdienstleistung zeigen, dass sich die iMSys Infrastruktur für den untersuchten Anwendungsfall grundsätzlich eignet. Die Zuverlässigkeit der Prozesskette ist hoch, wobei hier abhängig von der Anzahl angebundener Anlagen unterschieden werden muss. Stehen an einem Netzstrang nur wenige steuerbare Anlagen zur Verfügung, kann die erfolgreiche Übermittlung und Umsetzung der Vorgabe essenziell für den stabilen Netzbetrieb sein. Entsprechend müssen VNB die Zuverlässigkeit der Übermittlung bei der Umsetzung der Maßnahmen berücksichtigen.

Auch die Ergebnisse zum notwendigen Datenvolumen müssen abhängig von den Rahmenbedingungen eingruppiert werden. Abhängig davon, wie viele Anlagen z. B. innerhalb einer Funkzelle liegen und gleichzeitig eine Vorgabe erhalten sollen, können hier Engpässe seitens der Kommunikationstechnik auftreten. Für die Einordnung des aufkommenden Datenvolumens von 15 kB kann dieser Wert mit dem Ergebnis der Untersuchungen im C/sells Projekt verglichen werden. Für den dabei erprobten Anwendungsfall wurden 24 kB an Datenvolumen benötigt.

Die Erkenntnisse zur Laufzeit zeigen, dass die Latenzzeit von 51 Sekunden vom Absenden durch den Netzbetreiber bis zum Erhalt der Vorgabe durch die Wallbox für den betrachteten kurativen Anwendungsfall ausreichen. Ein übergeordneter Vergleich mit den Erkenntnissen aus dem C/sells Projekt zeigt eine Reduktion von ~ 50 % der Laufzeit. Dies kann auf eine bessere Performance des eingesetzten GWA-Systems aber auch auf die Übermittlung der Schaltung direkt über das SMGW zurückzuführen sein.

Insgesamt sollte die Untersuchung ausgeweitet und in einem diverseren Umfeld durchgeführt werden. Beispielsweise wäre es ratsam, weitere SMGWs einzubinden, die sich in unterschiedlichen geographischen Umgebungen befinden oder durch verschiedene Kommunikationstechnologien angebunden sind. Weiterhin sollten die in dieser Analyse eingesetzten Komponenten bzw. Rollen durch die Tatsächlichen ersetzt werden. Dies betrifft zum einen den Wallbox Emulator, der durch eine Wallbox ersetzt werden sollte und zum anderen die Rolle des Netzbetreibers.

Die mit der Untersuchung erhaltenen Ergebnisse bieten neben der Evaluierung des betrachteten Anwendungsfalls die Möglichkeit, auch die Umsetzbarkeit anderer Anwendungsfälle zu untersuchen. Dafür können insbesondere die erhaltenen Werte der Laufzeituntersuchung herangezogen werden. Weiterhin gibt die Analyse wertvolle Einblicke in die Teilprozesse für die Kommunikation von aEMT und SMGW. So können insbesondere für das SMGW und GWA System Verbesserungspotenziale aufgedeckt und Performanceverbesserungen abgestrebt werden, indem die Teilprozesse mit langen Laufzeiten genauer untersucht und angepasst werden.

6.4.5 Exkurs: iMSys Performance mit mehreren SMGWs

Weiterführend zu den umfangreichen Tests mit einem einzelnen SMGW wurden fünf weitere SMGWs angebunden und für die Auswertungen der Performance Tests durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 2.206 Anforderungen übermittelt, an zwei Tagen an ein einzelnes SMGW und an zwei weiteren Tagen an alle fünf SMGWs.

Die resultierende Erfolgsquote unterscheidet sich stark zwischen den Testtagen: Während bei den Übermittlungen an ein einzelnes SMGW 99,0 % der Anforderungen erfolgreich übermittelt wurden, konnten an den beiden Tagen, an welchen alle fünf SMGWs im Einsatz waren, lediglich 68,6 % der Anforderungen erfolgreich übermittelt werden. Bei der Untersuchung der Prozessschritte wird deutlich, dass der größte Anteil der fehlerhaften Übermittlungen bereits beim GWA scheitert (vgl. Abbildung 6-10). Dies bedeutet, dass der GWA die Anforderung zwar erhält, diese jedoch nicht weiter an das SMGW sendet.

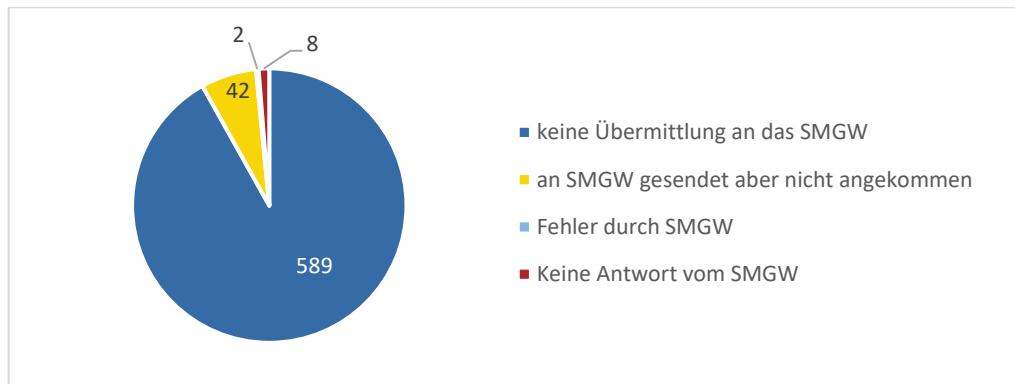


Abbildung 6-10: Anzahl gescheiterter Übermittlungen der Vorgabe mit deren Ursache

Für die Identifikation der Ursache für die geringe Zuverlässigkeit ist das GWA-System zu untersuchen.

Die weiteren untersuchten Parameter „Laufzeit“ und „Datenvolumen“ entsprechen bei den erfolgreichen Übermittlungen den Ergebnissen der Tests mit dem einzelnen SMGW (vgl. Abschnitt 6.4.3).

6.5 Nachhaltigkeitsbewertung

Analysen zu verschiedenen BDL-Use Cases zeigen erhebliche Reduktionspotenziale der betrieblichen Emissionen von EFZ (z. B. Ergebnisse zum Use Case „Grünstrom“ [hier](#)). Zur Umsetzung der Ladestrategien ist eine intelligente Infrastruktur Voraussetzung, welche mit einem gewissen ökologischen Fußabdruck einhergeht. Die Umwelteffekte dieser benötigten Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und weiteren Komponenten wurden für unidirektionale (V1G) sowie bidirektionale Ladeinfrastruktur (V2G) auf Haushaltsebene quantifiziert. Als Referenz erfolgte zudem die Quantifizierung der Ökobilanz der Ladeinfrastruktur von ungesteuertem Laden.

6.5.1 Methodisches Vorgehen: Lebenszyklusbetrachtung

Als Methode kommt eine vergleichende Ökobilanz (engl. „Life Cycle Assessment“, LCA) zum Einsatz, um die Umweltwirkungen der Infrastruktur für gesteuertes und ungesteuertes Laden in Relation zu setzen. Als Use Case wird CO₂-optimiertes Laden eines privaten EFZ über ein Jahr betrachtet, mit der Annahme des Fahrprofils eines durchschnittlichen deutschen Haushalts. Im Rahmen der Ökobilanz wird die Produktionsphase, der Transport, die Betriebsphase sowie das End-of-Life der jeweiligen Infrastruktur betrachtet. Wie in Abbildung 6-11 am Beispiel der bidirektionalen Ladeinfrastruktur dargestellt, beinhalten die Systemgrenzen die IKT-Infrastruktur, u.a. iMSys, sowie die jeweilige Wallbox (Wechselstrom- (AC) bzw. Gleichstrom- (DC) für uni- bzw. bidirektionales Laden).

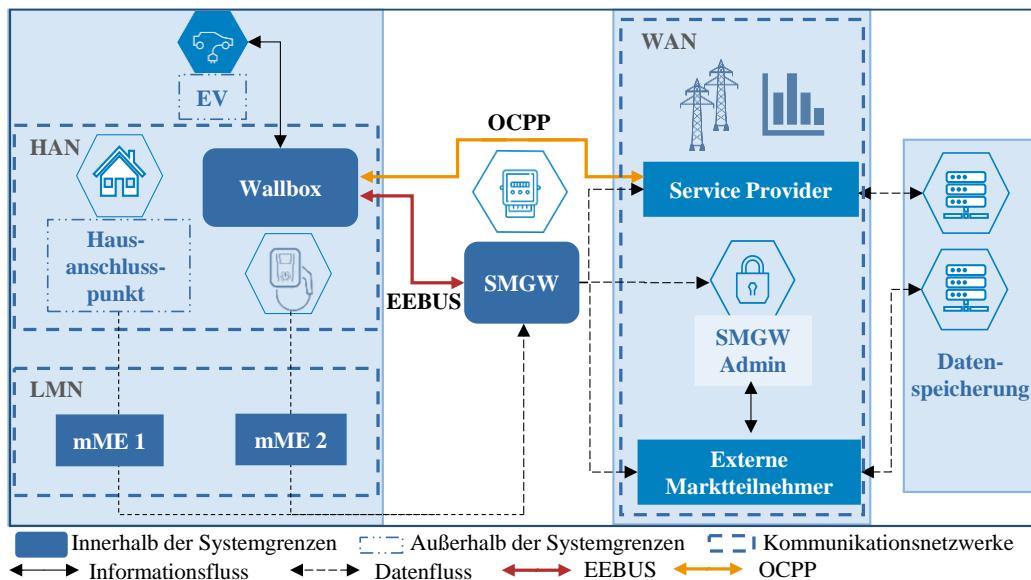


Abbildung 6-11: Systemarchitektur und -grenzen für die ökobilanzielle Bewertung der bidirektionalen Ladeinfrastruktur

Das Treibhauspotenzial wird zunächst für das Ausgangsjahr 2020 analysiert. Durch Anpassung des hinterlegten Emissionsfaktors des Ladestroms sowie Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen bei der Herstellung wird das Treibhauspotenzial auch für zukünftige Jahre bestimmt.

6.5.2 Ergebnisse der Ökobilanz von Ladeinfrastruktur

Das Ergebnis der Ökobilanz (s. Abbildung 6-12 bzw. /FFE-20 22/) zeigt ein Treibhauspotenzial von 145,4 kg CO₂-Äquivalenten pro Fahrzeug und Jahr für die V2G-Infrastruktur im Jahr 2020. Der Fußabdruck für V2G fällt damit 84 % höher aus als für V1G (79 kg CO₂-Äq./a). Die Auswirkungen der Infrastruktur für ungesteuertes Laden (Direktladen) sind mit 57,5 kg CO₂-Äquivalenten pro Jahr deutlich geringer. Wie in Abbildung dargestellt, ist der größte Anteil des verursachten jährlichen Treibhauspotenzials auf den Stromverbrauch in der Betriebsphase der Wallbox zurückzuführen. Dabei haben die AC- und DC-Wallbox mit einem Anteil von 77 % (V2G) bzw. 57 % (V1G) den größten Beitrag an den gesamten Auswirkungen.

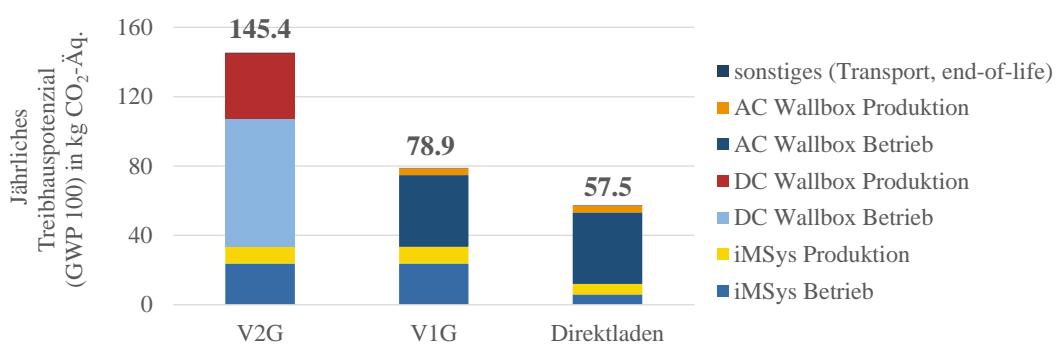


Abbildung 6-12: LCA-Ergebnisse (Treibhauspotenzial) für die erforderliche Infrastruktur je Ladetechnologie, pro Fahrzeug im Jahr 2020

Unter der Annahme einer fortschreitenden Dekarbonisierung des Energiesystems und der damit verbundenen Reduktion des Emissionsfaktors von Strom kann die Gesamtbelastung durch die private Ladeinfrastruktur bis 2040 um bis zu 56 % (V2G) und 67 % (V1G) gegenüber 2020 reduziert werden. /FFE-20 22/ Neben einer hohen Energieeffizienz der Komponenten sollten die Hersteller auf ein nachhaltiges Design der Komponenten inklusive einer

hohen Lebensdauer achten. Die Veröffentlichung zur vergleichenden LCA der Ladeinfrastruktur ist [hier](#) zugänglich (open access) /FFE-20 22/.

Für eine Einordnung des Treibhauspotenzials der Ladeinfrastruktur im Gesamtkontext wird dieses dem THG-Reduktionspotenzial durch die Betriebsphase des EFZ gegenübergestellt. Die Ergebnisse der Analyse der betriebsbedingten Emissionen des EFZ sind in /FAT-01 21/ veröffentlicht und beziehen sich auf denselben Use Case (CO₂-optimiertes Laden) und dieselben Annahmen zu Fahrzeugparametern und Nutzerverhalten als die Betriebsphase der Ladeinfrastruktur. Wie in Abbildung 6-13 dargestellt, besteht für zukünftige Szenarien der Jahre 2030 und 2040 ein erhebliches THG-Reduktionspotenzial durch gesteuertes Laden, welches die Emissionen der Ladeinfrastruktur überkompensieren. Durch die Einspeisung in Zeiten niedriger Emissionsfaktoren des Ladestroms und Entladung in Zeiten geringer EE-Erzeugung können betriebsbedingte Emissionen von bidirektionalem Laden auch negative Werte erreichen.

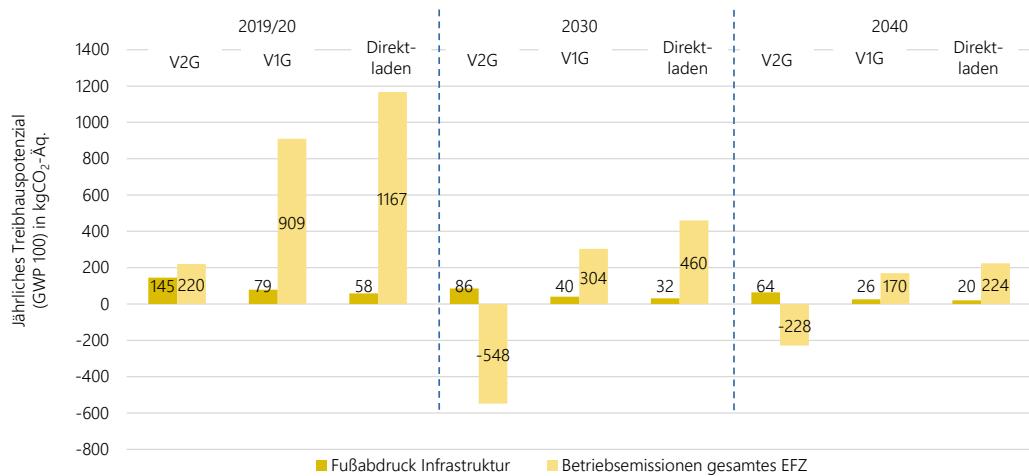


Abbildung 6-13: Einordnung des Fußabdrucks der Ladeinfrastruktur im Vergleich zu betriebsbedingten Emissionen des EFZ je Ladestrategie

Neben Umweltwirkungen auf Komponentenebene (Ladeinfrastruktur, EFZ) geht aus bestehender Literatur zur ökologischen Bewertung von Digitalisierungsmaßnahmen die Relevanz von „indirekten“ Effekten hervor /TUB-02 19/. Diese beinhalten positive oder negative Auswirkungen durch Nutzerverhalten als auch systemische Auswirkungen (z. B. Effekte auf den Kraftwerkseinsatz und -ausbau, Effekte auf Verteilnetze). Für eine ganzheitliche Bewertung von Umweltauswirkungen durch bidirektionale Ladestrategien empfehlen sich daher die Einbeziehung von Befragungen und Datenmessung zu verändertem Nutzerverhalten sowie die LCA-basierte Bewertung von Ergebnissen aus der Energiesystemmodellierung und Verteilnetzsimulation.

7 Handlungsempfehlungen

Viele Erkenntnisse des BDL-Projekts wurden vom Projektkonsortium durch Positionspapiere in Handlungsempfehlungen an die Politik und den Regulator übersetzt. So sind im Rahmen des Projekts drei Positionspapiere mit unterschiedlichen Schwerpunkten entstanden:

- Positionspapier zum Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H) /BMW-01 20/
Veröffentlichung: Dezember 2020
- Positionspapier zu den Use Cases Primärregelleistung, Engpassmanagement und lokale Netzdienstleistungen (V2G) /FFE-35 22/
Veröffentlichung: Januar 2022
- Positionspapier zum Use Case Intraday-Handel (V2G) /BDL-01 22/
Veröffentlichung: Oktober 2022

Die folgenden Kurzzusammenfassungen sind direkt aus den Positionspapieren entnommen worden. Seit der Veröffentlichung der Positionspapiere sind somit bereits einige Anpassungsvorschläge, wie beispielsweise die Befreiung von der EEG-Umlage, umgesetzt worden.

7.1 Positionspapier zum Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H)

Das V2H-Positionspapier zeigt relevante Themenbereiche im Bereich der Regulierung auf, um bidirektionale Elektrofahrzeuge sinnvoll und umfänglich in das Energiesystem integrieren zu können. Der Fokus dieses Positionspapiers liegt auf dem Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchserhöhung, bei dem das Elektrofahrzeug als Zwischenspeicher für selbsterzeugte Energie (z. B. durch eine Photovoltaik-Anlage) dient. Aktuell sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher hierbei in der Regulierung bzw. im Gesetz nicht eindeutig geregelt. Folgende Positionen wurden für diesen Anwendungsfall erarbeitet und im Folgenden im Detail dargestellt:

Die **technischen Anschlussbedingungen** für bidirektionale Elektrofahrzeuge, welche im Fall des „Energiebezugs“ als Lasten und im Fall von „Energielieferung“ als Erzeugungsanlagen gesehen werden, sind nur für den „Energiebezugsfall“ durch die VDE-AR-N 4100 ausreichend definiert. Für den Rückspeisefall sollte die VDE-AR-N 4105 neben den stationären Speichern auch bidirektionale Elektrofahrzeuge einschließen. Ebenso ist eine Vereinheitlichung der ENTSO-E Gridcodes zu EN-Normen wünschenswert.

Die **Messwerterfassung** muss, aufgrund der derzeitigen Vorgaben im EEG, für einen Teil der Anlagen im Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung die bilanzierungsrelevante 15 min- Messerwerterfassung durch registrierte Leistungsmessung (RLM) oder perspektivisch als Zählerstandsgangmessung durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) erfolgen. Diese Notwendigkeit erfordert teilweise teure Messkonzepte, welche durch pauschale Regelungen zur Umlagepflicht bei Eigenverbrauch vereinfacht werden könnten (z. B. Letztverbraucherstatus Speicher). Der Einsatz eines iMSys, im Vergleich zu einer RLM-Messung, kann die Kosten für die Messwerterfassung erheblich reduzieren, weswegen dessen Rollout beschleunigt werden sollte.

Die **Kommunikation** am Netzanschlusspunkt sollte zur Sicherstellung der Interoperabilität standardisiert werden. Hierzu bietet sich die Einführung des EEBUS-Standards als Applikationsprotokoll im Smart Meter Gateway an.

Das **Marktmodell** für Prosumer-Anlagen der sonstigen Direktvermarktung („Markt-Option“) wird von den aktuell vorgeschlagenen Varianten der Bundesnetzagentur (BNetzA) als am geeignetsten angesehen. Innerhalb dieser Markt-Option wird der Vorschlag der kleinen Direktvermarktung vom Konsortium begrüßt.

Die Teilnahmeverpflichtung am **Einspeisemanagement bzw. zukünftig Redispatch** oder der statischen Drosselung von PV-Anlagen sollte im Zuge der zunehmenden V2H als auch V2G Anwendungen geändert werden. Sowohl die

feste als auch die variable Abregelung von kleineren PV-Anlagen (statisch auf 70 %) sollte zukünftig durch eine dynamische Abregelung, wie sie aktuell auf Standardisierungs- und Gesetzesebene in Entwicklung ist, ersetzt werden. Diese sieht eine stufenlose und ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vor, welche gebündelt für alle dahinterliegenden Erzeuger gilt.

Sämtliche **Netzentgelte, Netzumlagen, Abgaben und Steuern** sind im Bezugsfall bzw. beim Laden zu entrichten. Für den Rückspeisefall bzw. das Entladen wird vorgeschlagen, die „De-minimis-Regelung“ des EEG (§ 61a Nr.4) von 10 auf 11 kW anzuheben, damit bei Standard-Wallboxen im Rückspeisefall keine EEG-Umlage bezahlt werden muss.

7.2 Positionspapier zu den Use Cases Primärregelleistung, Engpassmanagement und lokale Netzdienstleistungen (V2G)

Die wesentlichen Ergebnisse für die im BDL-Projekt in Umsetzung befindlichen und daher in diesem Positionspapier näher betrachteten Use Cases Primärregelleistung sowie für das Engpassmanagement, Redispatch-Dienstleistungen bzw. lokale Netzdienstleistungen entsprechend §14a EnWG sind nachfolgend dargestellt.

Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen sowie wesentliche Adressaten der Empfehlungen

	Forderung	Adressat
1	Die Präqualifikations-Bedingungen für Regelleistung sind im Hinblick auf die system-immanenten Eigenschaften der Elektromobilität weiterzuentwickeln und sollten perspektivisch eine automatisierte Präqualifikation und dateneffiziente Nachweiserbringung ermöglichen.	ÜNB's
2	Ergänzend zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben sollte ein anreizbasierter Ansatz zur freiwilligen Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus dezentralen Anlagen eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am Redispatch 2.0 vorgesehen ist.	BMWk, BNetzA
3	Die bestehenden §14a-Regelungen im EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sollten um die verpflichtende Steuerbarkeit am Netzanschluss ergänzt werden, wobei eine netzdienliche Steuerung durch eine zeitlich begrenzte vorab vereinbarte maximale Leistungsvorgabe (i. d. R. mit ausreichender Vorlaufzeit) umgesetzt werden sollte.	BMWk
4	Zur Vermeidung von Doppelbelastungen für den aus dem Netz entnommenen und wieder zurückgespeisten Strom sollten bidirektionale Ladeeinrichtung im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern (insbesondere Pumpspeichern und Batteriespeichern) gleichgesetzt werden.	BMWk
5	Sowohl im BSI-Stufenmodell als auch in den IT-technischen Anforderungen der Präqualifikations-Bedingungen sollte sichergestellt werden, dass die zukünftig vorhandene iMSys-Infrastruktur für eine Erbringung von Systemdienstleistungen volumnfänglich genutzt werden kann.	BMWk, BSI

Use Case Primärregelleistung

Technisch gesehen können Elektrofahrzeuge bereits heute ihre Flexibilitätspotenziale als Regelreserve nutzen. Allerdings erlauben die Präqualifikations-Bedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit noch keine Teilnahme mobiler Batteriespeicher am Regelleistungsmarkt. Mit Abschluss der aktuell laufenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen sollte dies ab dem Jahr 2022 jedoch möglich sein. Längerfristig wird für eine effiziente Bereitstellung von Regelleistung aus Elektrofahrzeugen und anderen kleinteiligen dezentralen Anlagen die Schaffung automatisierter PQ-Prozesse notwendig sein, da mit den aktuell weitgehend manuellen Prozessen die Präqualifikation einer sehr großen Anzahl an Anlagen von den Marktteilnehmern operativ nicht abgewickelt werden kann. Zusätzlich müssen perspektivisch Verfahren zur Nachweiserbringung entwickelt werden, die zu einer signifikanten Reduzierung der vorzuhaltenden und auszutauschenden Datenmengen führen.

Use Case Redispatch

Auch wenn durch die Regelungen des „Redispatch 2.0“ ab Oktober 2021 deutlich mehr Anlagen in den Redispatch-Prozess einbezogen werden, bleiben die Flexibilitätspotenziale von Elektrofahrzeugen und anderen kleinteiligen Anlagen im aktuellen Regulierungsrahmen meist für das Engpassmanagement ungenutzt. Daher sollte ergänzend zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben ein anreizbasierter Ansatz für die freiwillige und unbürokratische Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus jenen dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und Verbrauchern eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am kostenbasierten Redispatch 2.0 vorgesehen ist. Durch ein solches ergänzendes anreizbasiertes System würden nicht nur das zum Engpassmanagement verfügbare Flexibilitätspotenzial erweitert werden, sondern es könnte auch die im Clean Energy Package vorgesehene aktive Rolle der Verbraucherinnen und Verbraucher auf das Engpassmanagement ausgedehnt werden.

Use Case lokale Netzdienstleistungen

Nachdem der Referentenentwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtung-Gesetzes Anfang des Jahres 2021 kurzfristig zurückgezogen wurde, sind die bisherigen §14a EnWG-Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung weiterhin gültig. Bei der somit noch anstehenden Novellierung der gesetzlichen Regelungen zur Erbringung lokaler Netzdienstleistungen sollte daher u. a. berücksichtigt werden, dass zur netzdienlichen Steuerung durch die Verteilnetzbetreiber ergänzend zur direkten Steuerung von Einzelanlagen die Möglichkeit zur Vorgabe einer zeitlich begrenzten und im Vorhinein vereinbarten maximalen Leistung (positiv oder negativ) am Netzanschlusspunkt verpflichtend vorgesehen wird. Zeitpunkt und Umfang der möglichen Leistungsvorgabe sind dabei transparent und nachvollziehbar sowie mit einer insbesondere für das Bilanzkreismanagement sowie die Vermarktung der noch verbleibenden Flexibilität ausreichenden Vorlaufzeit an die Marktteilnehmer zu kommunizieren. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass bei einem akuten Engpassfall die Leistungsvorgabe auch ad hoc erfolgen kann. Dabei sollten die gesetzlichen Änderungen durch eine Roadmap begleitet werden, damit die betroffenen Akteure frühzeitig Planungssicherheit erhalten und die notwendige Akzeptanz bei den Kundinnen und Kunden geschaffen werden kann.

Use Case übergreifende Aspekte

Bidirektionale Ladestationen bzw. Elektrofahrzeuge müssen für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom auch dann die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte entrichten, wenn dieser zu einem späteren Zeitpunkt als Systemdienstleistung wieder in das Netz zurückgespeist wird. Zur Vermeidung der damit zusammenhängenden Doppelbelastungen sollten Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern gleichgesetzt werden.

Auch wenn der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) bereits begonnen hat, bestehen in Bezug auf deren konkrete Nutzung für die Erbringung von Systemdienstleistungen noch regulatorische und organisatorische Unsicherheiten. Neben der notwendigen Berücksichtigung von Primärregelleistung (FCR) als Energieanwendungsfall im BSI-Stufenmodell sind insbesondere die IT-technischen Anforderungen der PQ-Bedingungen so weiterzuentwickeln, dass künftig die vorhandene iMSys-Infrastruktur für eine Erbringung von Regelreserve vollumfänglich genutzt werden kann und kein zusätzlicher IT-technischer Aufwand notwendig ist. Unabhängig davon muss sichergestellt werden, dass bis Abschluss des iMSys-Rollout die zur Nachweiserbringung benötigten Daten mit bereits vorhandenen Messgeräten und Kommunikationskanälen bereitgestellt werden können.

7.3 Positionspapier zum Use Case Intraday-Handel (V2G)

Um den energiewirtschaftlichen Mehrwert von zukünftig Millionen einzelner mobiler Stromspeicher auch tatsächlich in vollem Umfang nutzbar machen zu können, muss neben der technischen Weiterentwicklung der Elektrofahrzeuge und der Ladeinfrastruktur vor allem auch der regulatorische Rahmen an die Anforderungen der neuen Flexibilitätsoptionen angepasst werden. Innerhalb des BDL-Projekts werden daher die regulatorischen Hürden für eine praktische Umsetzung der einzelnen energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle des bidirektionalen

Lademanagements aufgezeigt und mögliche Lösungsansätze zur Beseitigung dieser Hürden ausgearbeitet. Nachdem Ende 2020 ein erstes Positionspapier zu Vehicle-to-Home-Anwendungen vorgelegt wurde und 2021 der Anwendungsfall Vehicle-to-Grid behandelt wurde, werden in diesem Positionspapier die Zwischenspeicherung von Energie in bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen zur Optimierung des Ladevorgangs am Intraday-Markt, die regulatorischen Hürden und Lösungsansätze für Anwendungen aus dem Bereich Vehicle-to-Intraday betrachtet. An ausgewählten Stellen nimmt das Positionspapier zudem Bezug auf den Referentenentwurf für das Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.

	Forderung	Adressat
1	Hohe Integrationspotenziale durch Vehicle-to-Intraday – Die Optimierung der Ladeflexibilität am Intraday-Markt kann zu einer gesamthaften Optimierung der Ladevorgänge beitragen. Die Rollen zur Umsetzung des Intraday Use Case sowie der Rahmen für die technologische, prozessuale und wirtschaftliche Machbarkeit lassen sich hinreichend klar beschreiben.	BMWk BNetzA ÜNB/VNB Aggregatoren
2	Gesamthafte STAU-Befreiung – Die wirtschaftliche Darstellbarkeit zur Nutzung von Ladeflexibilitäten wird nur dann möglich sein, wenn die Befreiung der zwischengespeicherten Energiemengen gesamthaft gedacht und umgesetzt wird. Insofern sind mindestens Netzentgelte, Konzessionsabgabe, StromNEV- und AbLaV-Umlage in die Befreiung mitaufzunehmen, um das Potenzial bidirektionaler Elektrofahrzeuge erschließen zu können. Auf Basis eines technologieorientierten Ansatzes sind zudem Speicherverluste von Elektromobilen in die Befreiungstatbestände zu integrieren.	BMWk BnetzA
3	Verbesserung der Rechtssicherheit – Die im EnuG-RefE vorgeschlagenen Änderungen zur Ausweitung der Befreiungstatbestände zielen nur auf den Ladepunkt ab. Daher ist die Erweiterung der Befreiungstatbestände auf Elektroautos notwendig, um Fahrzeughalter ohne eigenen Ladepunkt direkt zu berücksichtigen. Hierfür sollte der gesamtgesellschaftliche Nutzen größer als der Umsetzungsaufwand sein. Zudem ist die im Koalitionsvertrag angekündigte Legaldefinition von Speichern als eigene Säule des Energiesystems möglichst zeitnah umzusetzen.	BMWk BnetzA
4	Beschleunigung SMGW-Rollout – Es sind Maßnahmen zu treffen, um den schleppenden Rollout des SMGW zu beschleunigen und Steuerung rechtssicher zu ermöglichen. Dazu gehören zeitnah eine neue Markterklärung und eine Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens gemäß EnWG §14a für Steuern durch die BnetzA. Zudem würde ein vereinfachtes Verfahren für Software-Updates von Smart Meter Gateways ohne separate Genehmigung durch die Landeseichbehörden und eine Vereinfachung der sicheren Lieferkette den SMGW-Rollout unterstützen.	BMWk BNetzA BSI
5	Etablierung stimmiger Mess- und Steuerungskonzepte – Für diese bedarf es mehrerer Anpassungen der geltenden regulatorischen Vorgaben sowie Standardisierungen. Dazu gehören: - die Ermöglichung gezielter Weiterentwicklung von Tarifanwendungsfällen, - die Einbettung der erarbeiteten Lösungen in internationale Standards, - die Ermöglichung von Steuerkonzepten unter Einbeziehung des SMGWs, - die Etablierung eines interoperablen HAN-Protokolls und - die Festlegung eines Investitions- und Bestandsschutzes für SMGW der Stufe 3	BMWk BNetzA BSI VNB MSB

8 Literatur

- AWATT-01 21 aWATTar: Tarif HOURS - Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107. In: <https://www.awattar.de/tariffs/hourly>. (Abruf am 2021-06-06); Berlin: aWATTar Deutschland GmbH, 2021.
- BDEW-01 20 BDEW-Strompreisbestandteile Januar 2020 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2020.
- BDEW-08 13 BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW, VKU, GEODE, 2013
- BDL-01 22 Zwischenspeicherung von Energie in bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen zur Optimierung des Ladevorgangs am Intraday-Markt. München: Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“, 2022.
- BET-02 18 Zander, Wolfgang et al.: Gutachten Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen, Berlin: B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2018.
- BLU-02 22 Blume, Yannic et al.: Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles . In: 6th Grid Service Markets Symposium (GSM); Luzern: Hochschule Luzern, 2022.
- BMVI-01 17 BMVI: Mobilität in Deutschland - MiD Ergebnisbericht. In: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/mobilitaet-in-deutschland.html>. (Abruf am 2020-04-01); Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2017.
- BMW-01 20 BMW Group et al.: Positionspapier - Bidirektionales Lademanagement im Kontext von Vehicle-to-Home (V2H) (Eigenverbrauchserhöhung). München: BMW Group, 2020.
- BNETZA-02 22 Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2021. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- BNETZA-03 21 Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber, 2021.
- BNETZA-08 18 Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018.
- BNETZA-103 15 Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015.
- BNETZA-30 18 Monitoringbericht. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018.
- BNG-02 22 Veröffentlichungspflichten Strom nach § 23 c EnWG. In <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/veroeffentlichungspflichten/strom/netzstrukturmerkmale.html>. (Abruf am 2022-12-20); Regensburg: Bayernwerk Netz GmbH, 2021.
- BOE-01 20 Felix, Böing: Cross-sector assessment of CO₂ abatement measures and their impact on the transmission grid. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich: München, 2020.
- DENA-19 12 dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2012.
- DESTATIS-08 15 Ergebnisse ohne Grenzen: der Zensus-Atlas in: www.zensus2011.de (Abruf am 23.11.2015). Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015
- DIE-08 21 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2021). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2021.
- DIW-01 23 Schill, Wolf-Peter: Ampel-Monitor Energiewende #5: Eine Million Elektrofahrzeuge, Zulassungsrekord im Dezember. In https://www.diw.de/de/diw_01.c.862674.de/nachrichten/ampel-monitor_energiewende_5_eine_million_elektrofahrzeuge_zulassungsrekord_im_dezember

- mber.html. (Abruf am 2023-2-13); Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW Berlin), 2023.
- ELS-01 14 Hagspiel, Simon et al.: Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling in: science direct energy. Amsterdam: Elsevier, 2014
- ENTSOE-02 20 Day-ahead Prices. In: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>. (Abruf am 2020-08-31); Brussels: ENTSO-E, 2020.
- EWI-02 19 Judd, Samir et al.: Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 43/2019. Wiesbaden, Köln: Universität zu Köln, Energiewirtschaftliches Institut (EWI), 2019.
- FAT-01 21 Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.
- FFE-01 19 Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. Berlin: Conexio GmbH, 2019.
- FFE-03 23 Müller, Mathias et al: Netzintegration bidirektonaler Elektrofahrzeuge. In: Tagung Zukünftige Stromnetze. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2023.
- FFE-07 21 Schulze, Yannic et al.: Was ist Netzdienlichkeit?. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE e.V.), 2021.
- FFE-08 22 Schulze, Yannic et al.: Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge. In: Zukünftige Stromnetze; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2022.
- FFE-11 20 Faller, Sebastian et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- FFE-116 20 Kern, Timo et al.: Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. In: Energies 2020, 13(21), 5812; Basel: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.
- FFE-118 20 Weiß, Andreas et al.: Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen. In: Forschung im Ingenieurwesen, Volume 85(2). 469-476. Berlin: Springer Nature, 2021. <https://doi.org/10.1007/s10010-020-00424-z>.
- FFE-142 19 Ebner, Michael et al.: Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- FFE-16 22 Dossow, Patrick et al.: Profitability of V2X Under Uncertainty: Relevant Influencing Factors and Implications for Future Business Models. In: Energy Reports (Special Chapter of ICEEEP Proceedings). München: FfE, 2022.
- FFE-163 20 Ostermann, Adrian et al.: Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany. In: NEIS 2020 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Technical University of Munich, 2020.
- FFE-19 19 Conrad, Jochen et al.: Modelling Load Profiles of Heat Pumps. In: Energies Special Issue "Energy Efficiency in Plants and Buildings" Volume 12 Issue 4. Basel: MDPI, 2019.
- FFE-196 20 Jetter, Fabian: Photovoltaik-Ausbauzenarien 2050: Dachflächenanalyse für Schleswig-Holstein (unveröffentlichter Projektbericht). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.
- FFE-20 22 Wohlschlager, Daniela et al.: Comparative environmental impact assessment of ICT for smart charging of electric vehicles in Germany. München: FfE, 2022.
- FFE-24 21 Gumiński, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.

- FFE-26 22 Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings. Amsterdam: FfE München, 2022.
- FFE-28 22 Kigle, Stephan et al.: Greenhouse Gas Abatement in EUROPE—A Scenario-Based, Bottom-Up Analysis Showing the Effect of Deep Emission Mitigation on the European Energy System. In: Energies 2022, 15, 1334. Basel: MDPI, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15041334>.
- FFE-31 22 Ostermann, Adrian, Haug, Theodor, Engwerth, Veronika, Regener, Vincenz, Hahne, Helena: Project Bidirectional Charge Management - Insights and Evaluation of the Field Trial. In: Antriebe und Energiesysteme von morgen 2022; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2022.
- FFE-33 22 Müller, Mathias; Blume, Yannic; Reinhard, Janis: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>
- FFE-35 22 Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement - Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen. Ohne Ort: Bidirektionales Lademanagement – BDL, 2022.
- FFE-45 17 Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-47 22 German Electricity Prices on the EPEX Spot Exchange in 2021. In <https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-the-epex-spot-exchange-in-2021/>. (Abruf am 2022); München: FfE München, 2022.
- FFE-50 21 Greif, Simon et al.: Potential of air-source heat pumps complying with sound immission limits in the German building stock. In: ETG Congress 2021; Frankfurt am Main: VDE, 2021.
- FFE-55 21 Schulze, Yannic et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.
- FFE-56 15 Michael, Hinterstocker; Benedikt, Eberl; Von Roon, Serafin: Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- FFE-56 22 Springmann, Elisabeth: Performance evaluation of German smart meter infrastructure for load management through grid operators. In: Energy Informatics 5 (Suppl 1), 18. München: FfE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00204-9>.
- FFE-61 20 Müller, M.; Biedenbach, F.; Reinhard, J. Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. Energies 2020, 13, 3843.
- FFE-64 18 Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas, Wohlschlager, Daniela: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-66 22 Haug, Theodor: Analysis of the Intraday Use Case in the Field Trial of the Bidirectional Charging Management Project. In: E-Mobility Integration Symposium 2022. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022.
- FFE-70 22 Dossow, Patrick: Profitability of V2X under uncertainty: Relevant influencing factors and implications for future business models. In: Energy Reports 8, 449-455, 2022. Munich: FfE, 2022.
- FFE-71 22 Kern, Timo; Wendlinger, Christian: Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921051.

- FFE-72 22 Müller, Mathias: Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.
- FFE-73 21 Kern, Timo et al.: Peak Shaving – a cost-benefit analysis for different industries. In: Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 12/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2021.
- FFE-73 22 Ostermann, Adrian: Analysis of the peak shaving potential of bidirectionally chargeable electric vehicles in a field trial. In: E-Mobility Power System Integration Symposium 6th. The Hague: FfE, 2022.
- FFE-75 22 Ziemsky, Valerie et al.: Beitragsreihe: Use-Case- und Geschäftsmodellentwicklung an der FfE. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-use-case-und-geschaeftsmodellentwicklung-an-der-ffe/>. (Abruf am 2022-12); München: FfE, 2022.
- HERTZ-01 22 Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2022.
- IFE-01 03 Hellwig, Mark: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile - Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2003
- INFAS-01 18 Nobis, Claudia et al.: Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Bonn: infas, DLR, IVT und infas 360, 2018.
- ISE-01 22 Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2022.
- JC-01 20 Conrad, Jochen: Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO2-Verminderung im Sektor private Haushalte. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, geprüft von Wagner, Ulrich und Auer, Thomas: München, 2020.
- JET-01 16 Jetter, Fabian; Bosch, Stephan; Schmid, Tobias: Analyse des PV-Potenzials von Wohngebäuden anhand siedlungsgenetischer Merkmale. In: AGIT - Journal für Angewandte Geoinformatik. Berlin: Universität Salzburg, 2016
- JOOSS-01 21 Jooß, Niklas: Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung - Optimised peak load shaving of bidirectional electric vehicles in commercial enterprises and analyses of the resulting distribution grid load. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Maschinenwesen, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas und Dr.-Ing. Kuhn, Philipp: München, 2021.
- KBA-04 21 Bestand an Pkw nach Segmenten und Modellreihen am 1.1.2021 gegenüber 1.1.2020: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.
- KER-01 21 Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- KERN-02 22 T. Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Haas, Reinhard: München, 2023.
- KIT-04 19 Lehmann, Nico et al.: Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. In: Zukünftige Stromnetze; Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2019.
- KOA-01 21 Mehr Fortschritt wagen (Koalitionsvertrag). Ausgefertigt am 2021-12-7; Berlin: SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, 2021.
- KUL-01 14 Van Den Bergh, Kenneth; Delarue, Erik; D'haeseleer, William: DC power flow in unit commitment models in: TME Working Paper - Energy and Environment. Belgium: KU Leuven Energy Institute, 2014

- MÜL-02 22 M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>
- NAZ-01 21 Nazar, Yasmin: Development and Analysis of Business Models for Bidirectional Charging of Electric Vehicles Considering Relevant Criteria and Perspectives. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.
- NLL-01 20 Windt, Alexander et al.: Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Berlin: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2020.
- NREL-01 20 Borlaug, Brennan et al.: Levelized cost of charging electric vehicles in the United States. In: Joule 4 (7) (2020), pp. 1470-1485. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- OCAD-01 14 Jones, Peter et al.: Caring for the future: The systemic design of flourishing enterprises. Toronto: OCAD University, 2014.
- OSM-03 15 OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- SCHM-01 18 Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.
- SCHMIDT-01 22 Schmidt, Stefan: Entwicklung einer Methode zur Bewertung nachhaltiger Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft und Anwendung im Bereich Elektromobilität. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas, Prof. Dr.-Ing. Mauch, Wolfgang, M.Sc. Dossow, Patrick: München, 2022.
- SHN-01 21 Dau, Matthias et al.: Regionalisierte Photovoltaik-Ausbauszenarien für Schleswig-Holstein. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Online Sommerspecial. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG, 2021.
- SOW-01 22 Feste Einspeisevergütungen in Cent/kWh gemäß EEG 2021 und EEG 2017. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft, 2022.
- TUB-02 19 Pohl, Johanna et al.: How LCA contributes to the environmental assessment of higher order effects of ICT application: A review of different approaches. In: Journal of Cleaner Production 219 (2019). Berlin: Technische Universität Berlin, 2018.
- TUM-06 20 Knoke, Thomas: Use and misuse of the net present value in environmental studies. In: Ecological Economics Volume 174, August 2020, 106664. Munich: Institute of Forest Management, TUM School of Life Sciences Weihenstephan, Technical University of Munich, 2020.
- UBA-14 17 Kemmler, Andreas et al.: Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014 - Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt, 2017.
- UCL-01 11 Ekins, Paul; Kesicki, Fabian; Smith, Andrew: Marginal Abatement Cost Curves - A call for caution. London: University College London Energy Institute, 2011.
- UTOR-01 21 Chicco, Davide et al.: The coefficient of determination R-squared is more informative than SMAPE, MAE, MAPE, MSE and RMSE in regression analysis evaluation. In: PeerJ Computer Science 7:e623. Toronto: University of Toronto, 2021. <https://doi.org/10.7717/peerj-cs.623>.
- UOV-02 19 Laitinen, Erkki K.: Discounted Cash Flow (DCF) as a Measure of Startup Financial Success. In: Theoretical Economics Letters 9, 2997-3020. Vaasa: The School of Accounting and Finance, University of Vaasa, 2019.
- VACH-01 22 Vachenauer, Veronika: Analyse des Ansteckverhaltens von Elektrofahrzeugnutzern auf die resultierende Netzbelaistung. Forschungspraxis. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch M.Sc. Müller, Mathias: München, 2022.
- VDEW-01 99 VDEW et al.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Cottbus: VDEW, 1999.

- VIP-01 12 Wermuth, Manfred: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) - Schlussbericht.
Braunschweig: Verkehrsrecherche und Infrastrukturplanung GmbH, 2012
- VW-02 21 Convenient, networked and sustainable: new solutions for charging electric Volkswagen
models. Wolfsburg: Volkswagen, 2021.

9 Veröffentlichungen

In den folgenden Tabellen sind die im Rahmen des BDL-Projekts an der FfE entstanden Veröffentlichungen, Dissertationen und Abschlussarbeiten aufgeführt.

Tabelle 2: Übersicht der im Projekt entstanden wissenschaftlichen Veröffentlichungen

	Veröffentlichung	Zitierschlüssel
1	Hinterstocker, Michael et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.	FFE-95 19
2	Faller, Sebastian et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.	FFE-11 20
4	A. Ostermann, M. Mueller and S. Faller, "Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany," NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Deutschland, 2020, pp. 1-6.	FFE-163 20
5	Müller, Mathias et al.: Future grid load with bidirectional electric vehicles at home. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021	FFE-44 21
6	Kern, T.; Dossow, P.; von Roon, S. Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. Energies 2020, 13, 5812. DOI: https://doi.org/10.3390/en13215812	FFE-116 20
7	Schulze, Yannic et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.	FFE-55 21
8	Schulze, Yannic et al.: Was ist Netzdienlichkeit? In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE e.V.), 2021.	FFE-07 21
9	Ostermann, Adrian, Fabel, Yann, Ouan, Kim, Koo, Hyein: Forecasting Charging Point Occupancy Using Supervised Learning Algorithms. In: Energies 2022, 15, 3409; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2022.	FFE-32 22
10	Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118187	KER-01 21
11	Kern, Timo et al.: Peak Shaving – a cost-benefit analysis for different industries. In: Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 12/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE),	FFE-73 21
12	Müller, Mathias; Blume, Yannic; Reinhard, Janis: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537	FFE-33 22
13	Springmann, Elisabeth et al.: Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – so geht intelligentes Lademanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Oktober 2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.	FFE-52 21
14	Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings. Amsterdam: FfE München, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.277	FFE-26 22
15	Ostermann, Adrian et al: Project Bidirectional Charge Management - Insights and Evaluation of the Field Trial. In: Antriebe und Energiesysteme von morgen 2022; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2022.	FFE-31 22
16	Schulze, Yannic et al.: Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Conexio GmbH, 2022.	FFE-08 22
17	Dossow, Patrick: Profitability of V2X under uncertainty: Relevant influencing factors and implications for future business models. In: Energy Reports 8, 449-455, 2022. Munich: FfE, 2022.	FFE-70 22

18	Wohlschlager, Daniela et al.: Comparative environmental impact assessment of ICT for smart charging of electric vehicles in Germany. München: FfE, 2022.	FFE-20 22
19	Kern, Timo; Wendlinger, Christian: Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921051	FFE-71 22P
20	Springmann, Elisabeth: Performance evaluation of German smart meter infrastructure for load management through grid operators. In: Energy Informatics 5 (Suppl 1), 18. München: FfE, 2022. DOI: https://doi.org/10.1186/s42162-022-00204-9 .	FFE-56 22
21	Blume, Yannic et al.: Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles. In: 6th Grid Service Markets Symposium (GSM); Luzern: Hochschule Luzern, 2022.	BLU-02 22
22	Müller, Mathias: Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.	FFE-72 22
23	Haug, Theodor: Analysis of the Intraday Use Case in the Field Trial of the Bidirectional Charging Management. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.	FFE-66 22
24	Ostermann, Adrian: Analysis of the peak shaving potential of bidirectionally chargeable electric vehicles in a field trial. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.	FFE-73 22
25	Müller, Mathias et al: Netzintegration bidirektionaler Elektrofahrzeuge. In: Tagung Zukünftige Stromnetze. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2023.	FFE-03 23

Tabelle 3: Übersicht der im Projekt entstanden Dissertationen

	Veröffentlichung	Zitierschlüssel
1	Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.	FAT-01 21
2	M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. https://mediatum.ub.tum.de/1686443	MÜL-02 22
3	T. Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Haas, Reinhard: München, 2023.	KERN-02 22

Tabelle 4: Übersicht der im Projekt entstanden Abschlussarbeiten

	Veröffentlichung	Zitierschlüssel
1	Zimmermann, Fabian: Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen - Modellbasierte Wirtschaftlichkeitsbewertung netzbezogener Anwendungsfälle. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München, 2020.	ZIM-01 20
2	Englberger, Sabine: Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid Effects. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM), betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2020.	ENGLB-01 20
3	Morlock, Elena Sophie: Entwicklung eines technisch-ökonomischen Bewertungsmodells für Vehicle-to-Home-Systeme - Analyse der Erlösspotenziale von bidirektionalen Elektrofahrzeugen durch Eigenverbrauchserhöhung sowie durch tarifoptimiertes Laden und Entladen anhand eines Optimierungsmodells in MATLAB. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Berlin, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin, 2020.	MORL-01 20
4	Munz, Ian: Mehrwert der intelligenten Messsysteme für die Elektromobilität – Überblick über den Stand des Rollouts sowie vorhandene Projekte und Lösungen im Bereich der Elektromobilität in Europa - Bachelorthesis. Herausgegeben durch die Hochschule Albstadt-Sigmaringen - Fakultät Business Science and Management, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Sigmaringen, München 2020	MUNZ-01 20
5	Schmidt-Achert, Tapio: Statistical Modelling of German Traffic Behavior for the Evaluation of Charging Strategies of Electric Vehicles . Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Mauch, Wolfgang: München, 2020	SAC-01 20
6	Nazar, Yasmin: Development and Analysis of Business Models for Bidirectional Charging of Electric Vehicles Considering Relevant Criteria and Perspectives. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.	NAZ-01 21
7	Rieping, Carl: Analysis of the Economic Benefits of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the Energy System of the Future, Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.	RIEP-01 21
8	Müller, Tizian: Sustainability Analysis of Bidirectional Charging Infrastructure within Vehicle-to-Grid - Analysis and Evaluation of the Use Case "CO2-optimized charging" & Comparison to Unidirectional Charging. Masterarbeit. Herausgegeben durch die School of Life Science Weihenstephan of the Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft: München, 2021	MÜLL-01 21
9	Bürgel, Natalie: Chancen und Risiken variabler Netzentgelte für bidirektionale Elektrofahrzeuge für die Verteilnetze. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Konstanz - Fakultät für Maschinenbau, betreut durch Prof. Schubert, Gunnar: Konstanz, 2021.	BÜRGE-01 21
10	Jooß, Niklas: Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung - Optimised peak load shaving of bidirectional electric vehicles in commercial enterprises and analyses of the resulting distribution grid load. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Maschinenwesen, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas und Dr.-Ing. Kuhn, Philipp: München, 2021.	JOOSS-01 21
11	Schmidt, Stefan: Entwicklung einer Methode zur Bewertung nachhaltiger Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft und Anwendung im Bereich Elektromobilität. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas, Prof. Dr.-Ing. Mauch, Wolfgang, M.Sc. Dossow, Patrick: München, 2022.	SCHMIDT-01 22
12	Rodler, Simon: Spitzenglättung als Modell zur kurativen Netengpassbehebung - eine Analyse der Auswirkungen auf verschiedene Stakeholder. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München: München, 2022.	RODL-02 22
13	Basil Bukhari: Master's thesis: Peak Shaving with Electric Vehicles: a cost-benefit analysis. München: Technische Universität München, 2021.	TUM-03 21
14	Hahne, Helena: Bidirectional Charging of Electric Vehicles: An Evaluation of the Use Case Increase of PV Self-Consumption. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München: München, 2023.	HAH-01 23P