

**Technische Universität München**

TUM School of Engineering and Design

**Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf  
ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge**

Mathias David Müller

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design der  
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)**

genehmigten Dissertation.

Vorsitz: Prof. Dr.-Ing. Hans-Georg Herzog

Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Die Dissertation wurde am 14.09.2022 bei der Technischen Universität München  
eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design  
am 27.12.2022 angenommen.

# Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich bei meinem Doktorvater Prof. Ulrich Wagner für die vertrauensvolle Betreuung meiner Arbeit bedanken. Seine Erfahrung und Übersicht in Kombination mit der konstruktiven Kritik und dem entgegengebrachten Vertrauen haben mich auf dem Weg zur Promotion bestärkt. Mein Dank gilt auch Prof. Rolf Witzmann für die Bereitschaft zur Übernahme des Zweitgutachtens und die wertvollen Anregungen.

Ausdrücklich möchte ich mich bei Prof. Wolfgang Mauch, dem ehemaligen Geschäftsführer der FfE, für die zahlreichen Diskussionen und die Möglichkeit Teil der FfE zu sein bedanken. Er hat die FfE zu einem Ort gemacht, an dem man gerne arbeitet und sich wohlfühlt. Vielen Dank auch an die aktuellen Geschäftsführer der FfE, Dr. Christoph Pellingner und Dr. Serafin von Roon, für die stets gute Zusammenarbeit in den letzten Jahren und den nahtlosen Übergang.

Besonderer Dank gilt auch meinem Mentor Dr. Frank Wirtz für die zahlreichen Diskussionen, die Einblicke in die Praxis, die gemeinsamen Veröffentlichungen und vor allem auch die Unterstützung bei der Datenbereitstellung. Herzlichen Dank auch an Wolfgang Duschl für die Datenbereitstellung und die gute Zusammenarbeit im BDL-Projekt.

Die Forschung an der FfE ist Teamarbeit und ich möchte mich deswegen bei den zahlreichen Kolleg:innen der letzten Jahre sowohl für die inhaltlichen Diskussionen, die gegenseitige Unterstützung, aber auch die gemeinsamen Freizeitaktivitäten bedanken. Besonders hervorheben möchte ich an dieser Stelle Yannic Blume, Janis Reinhard, Andreas Weiß und Niklas Jooß (GridSim-Team), sowie Adrian Ostermann und Timo Kern (BDL-Projektleitung) und Florian Samweber, Thomas Estermann, Simon Köppl und Elisabeth Springmann für die gute Zusammenarbeit über viele Jahre. Bedanken möchte ich mich auch bei den zahlreichen Studierenden, mit denen ich in den letzten Jahren zusammengearbeitet habe, und hier besonders bei Simon Rodler fürs Korrekturlesen.

Ein ganz besonderer Dank gilt meiner Frau Johanna für die jahrelange Begleitung auf dem Weg zur Promotion mit allen Höhen und Tiefen, für die Motivation und das stundenlange Korrekturlesen.

# Kurzfassung

Die Energiewende und die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors sind zentrale Maßnahmen zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele. Bis zum Jahr 2030 sollen nach den aktuellen Plänen der Bundesregierung in Deutschland 15 Millionen Elektrofahrzeuge zugelassen werden. Diese bieten mit ihren großen Speicherkapazitäten und hohen Ladeleistungen im Vergleich zu anderen Verbrauchern in der Niederspannungsebene ein großes Flexibilitätspotenzial. Diese Flexibilität steigt durch die Möglichkeit des gezielten Entladens (bidirektionales Laden) weiter an und kann in unterschiedlichen Anwendungsfällen (Use Cases) genutzt werden. Neben der Optimierung der Energiekosten durch Zwischenspeicherung von selbsterzeugter PV-Energie oder durch Verlagerung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz in Zeiten mit geringen Strompreisen kann die Flexibilität auch an den Strommärkten durch Handelsgeschäfte monetarisiert werden. Zudem kann die Flexibilität zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden.

Zur Bewertung der durch die unterschiedlichen Use Cases resultierenden Anforderungen an die Stromnetze werden über 1.200 reale Niederspannungsnetze verwendet. Diese werden ausgehend von der heutigen Belastung mit räumlich hochaufgelösten Szenarien für die Entwicklung der Flexibilitätsoptionen bis zum Jahr 2050 verknüpft. Als Grundlage für das Energiesystemmodell für Verteilnetze GridSim werden konsistente aktivitätsabhängige Lastgänge für Haushaltsverbräuche, Mobilitäts- und Warmwasserbedarfe erstellt. Zudem wird GridSim um ein lineares Optimierungsmodell erweitert, das den Flexibilitätseinsatz auf Gebäudeebene je nach Use Case mit oder ohne Berücksichtigung der Netzauslastung bestimmt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Anforderungen an die Stromnetze zunehmen und bei bedarfsorientiertem Einsatz der Flexibilitätsoptionen in 43 % der Netze bis zum Jahr 2040 Ausbaubedarf entsteht. Dieser wird nahezu vollständig durch die zusätzlichen Verbraucher verursacht, woran auch Wärmepumpen einen maßgeblichen Anteil haben, da diese im Winter über lange Zeiträume hohe Gleichzeitigkeiten aufweisen. Die Nutzung der Flexibilität in den unterschiedlichen Use Cases hat große Auswirkungen auf die resultierende Netzbelastung. Lokale Optimierungen (PV-Eigenverbrauchserhöhung und Spitzenlastkappung) senken jedoch den Netzausbaubedarf nur gering (2 %). Marktliche Optimierungen hingegen erhöhen die Ladegleichzeitigkeiten von 20 - 30 % auf 90 % und es entsteht in 71 % der Netze Ausbaubedarf (+66 %). Eine realistische Durchmischung der Use Cases verursacht in 41 % der Netze leicht geringere Ausbaubedarfe als der rein bedarfsorientierte Betrieb. Zusätzliche netzdienliche Anreize, wie variable Netzentgelte, reduzieren den Ausbaubedarf um 9 % auf 37 % der Netzgebiete. Durch kuratives Netzengpassmanagement (Modell der Spitzenglättung) kann im realistischen Szenario in 21 % der Netze der Ausbaubedarf vermieden werden. Der Netzausbau kann jedoch meist nicht ersetzt, sondern nur zeitlich verzögert werden. Die Ursachen sind überwiegend Transformatorüberlastungen und zu niedrige Spannungen an Hausanschlüssen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird gezeigt, dass die Flexibilität im Verteilnetz zukünftig stark ansteigt und die Art und Weise der Nutzung großen Einfluss auf die Netzbelastung hat.

# Abstract

The energy transition and electrification of the heating and mobility sectors are key measures for achieving the CO<sub>2</sub> reduction targets. According to the current goals of the German government, 15 million electric vehicles should be registered in Germany by 2030. Electric vehicles, with their large storage capacities and high charging powers, offer great flexibility potential compared to other consumers at the low-voltage level. This flexibility increases further with the possibility of bidirectional charging and can be utilised in different use cases. Besides optimising energy costs through intermediate storage of self-generated PV energy or by shifting electricity purchases from the public grid in times of low electricity prices, flexibility can also be monetised on the electricity markets through trading transactions. In addition, flexibility can be used to avoid grid congestions.

More than 1,200 real low-voltage grids are used to evaluate the demands on the electricity grids resulting from the different use cases. Starting from today's load, the grids are linked with spatially high-resolution scenarios for the development of flexibility options up to the year 2050. Consistent activity-dependent load profiles for household consumption, mobility and hot water requirements are created as the basis for the GridSim energy system model for distribution grids. In addition, GridSim is extended to include a linear optimisation model that determines the use of the flexibility at a building level with or without consideration of the grid load, depending on the use case.

The results show that the requirements on the electricity grids are increasing and that there is a need for expansion in 43% of the grids by 2040 if the flexibility options are used according to demand. This is almost entirely caused by the additional loads, of which heat pumps also play a significant role, as they have high simultaneities over long periods in winter. The utilisation of flexibility in the different use cases has major effects on the resulting grid load. However, local optimisations (PV self-consumption increase and peak load capping) reduce the grid expansion demand only slightly (2%). Market optimisations, on the other hand, increase the charging simultaneities from 20 - 30% to 90% and result in a need for expansion in 71% of the grids (+66%). A realistic mix of use cases causes a slightly lower need for expansion (41%) than the demand-led reference scenario. Additional grid-serving incentives, such as variable grid charges, reduce the expansion requirement by 9% to 37% of the grids. Curative grid congestion management (model of peak smoothing) can avoid the need for expansion in 21% of the grids in the realistic scenario. However, the grid expansion can mostly only be delayed and not substituted. The causes are mainly transformer overloads and too low voltages at grid connection points.

Within the scope of this work, it was shown that flexibility in the distribution grid will increase strongly in the future and that the way it is used has a great influence on the grid load

# Inhalt

<b>Abkürzungen</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Abbildungen</b> .....	<b>X</b>
<b>Tabellen</b> .....	<b>XVI</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Stand der Forschung.....	2
1.2.1 Sektorübergreifende Lastgang-Modelle für Privathaushalte .....	2
1.2.2 Netzurückwirkungen von Flexibilitätsoptionen .....	4
1.3 Forschungsfragen .....	6
<b>2 Methodischer Ansatz</b> .....	<b>7</b>
<b>3 Dezentrale Flexibilität</b> .....	<b>11</b>
3.1 Definitionen .....	11
3.2 Flexibilitätsoptionen .....	13
3.3 Relevante Use Cases für das Verteilnetz .....	14
3.4 Erschließung mittels intelligenter Messsysteme .....	20
3.5 Zusammenfassung .....	21
<b>4 Zukünftige Versorgungsaufgabe der Verteilnetze</b> .....	<b>22</b>
4.1 Netztopologien.....	23
4.1.1 Datengrundlage.....	24
4.1.2 Erstellung der Netzgraphen .....	25
4.1.3 Elektrische Kennwerte der Netzbetriebsmittel .....	26
4.1.4 Zusammenfassung.....	28
4.2 Aktuelle Verbraucher und Erzeuger in den Netzen .....	28
4.2.1 Aufbereitung der Verbrauchsdaten .....	28
4.2.2 Aufbereitung der Erzeugungsdaten .....	29
4.2.3 Zuweisung zu den Netzverknüpfungspunkten .....	31
4.3 Szenarien für Flexibilitätsoptionen in der Niederspannungsebene .....	32
4.3.1 Elektrofahrzeuge .....	35
4.3.2 Wärmepumpen und Speicherheizungen .....	37
4.3.3 PV-Anlagen .....	38
4.3.4 Batteriespeicher .....	40
4.3.5 Übersicht der Szenarien.....	40
4.4 Zusammenfassung und Einordnung .....	41

<b>5</b>	<b>Energiebedarfe und statische Lastgänge.....</b>	<b>43</b>
5.1	Nutzerverhalten als Grundlage für konsistente Lastgänge.....	44
5.1.1	Eingangsdaten .....	44
5.1.2	Methodik des Aktivitätsmodells .....	46
5.1.3	Ergebnisse und Validierung des Aktivitätsmodells .....	49
5.2	Fahrprofile und Verbräuche der Elektrofahrzeuge .....	50
5.2.1	Eingangsdaten .....	51
5.2.2	Erstellung der Mobilitätsprofile und Berechnung der Energiebedarfe .....	51
5.2.3	Ergebnisse und Validierung des Mobilitätsmodells.....	52
5.2.4	Ladeorte privater Elektrofahrzeuge .....	54
5.2.5	Gewerbliche Fahrzeuge .....	55
5.3	Modell zur Erstellung elektrischer Haushaltslastgänge.....	55
5.3.1	Eingangsdaten und -parameter .....	55
5.3.2	Methodik.....	56
5.3.3	Ergebnisse und Validierung.....	58
5.4	Wärmebedarfsgänge.....	61
5.4.1	Trinkwarmwasser.....	61
5.4.2	Raumwärme.....	62
5.5	Gewerbelastgänge.....	63
5.6	PV-Erzeugungsgänge.....	64
5.7	Zusammenfassung und Einordnung .....	65
<b>6</b>	<b>Verteilnetzmodell mit linearer Optimierung zur Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes .....</b>	<b>66</b>
6.1	Energiesystemmodell für Verteilnetze – GridSim.....	66
6.2	Initialisierung .....	68
6.2.1	Netzbelegung.....	68
6.2.2	Dimensionierung der Komponenten und Verteilung der Betriebsweisen .....	70
6.3	Statische Lastgänge und Eingangsdaten für die Optimierung.....	71
6.3.1	Haushalte und Gewerbe .....	71
6.3.2	Elektrofahrzeuge .....	72
6.3.3	Wärmepumpen.....	73
6.3.4	Elektrische Speicherheizungen .....	74
6.3.5	PV-Anlagen.....	75
6.4	Nutzerorientierte Optimierung .....	75
6.4.1	Zielfunktion des Optimierungsmodells ResOpt.....	76
6.4.2	Entscheidungsvariablen und Eingangsdaten .....	77
6.4.3	Randbedingungen der Optimierung.....	78
6.4.4	Rollierende Optimierung zur Verkürzung der Rechenzeit.....	81

6.5	Integration von Netzrestriktionen in die Optimierung .....	82
6.5.1	Präventive Netzengpassbehebung .....	82
6.5.2	Kurative Netzengpassbehebung .....	85
6.6	Blindleistungsregelung .....	87
6.7	Lastflussberechnung .....	88
6.8	Zusammenfassung .....	89
<b>7</b>	<b>Bewertung und Vergleich der Use Cases und deren Netzbelastungen .....</b>	<b>90</b>
7.1	Referenzszenario .....	91
7.2	Nutzerorientierte Use Cases .....	94
7.2.1	Simulationsszenarien .....	94
7.2.2	Energetische Auswirkungen .....	98
7.2.3	Gleichzeitige Leistungen und Lastverläufe .....	101
7.2.4	Netzüberlastungen .....	106
7.3	Netzengpassbehebung durch Flexibilitätseinsatz .....	114
7.3.1	Präventive Netzengpassbehebung .....	114
7.3.2	Kurative Netzengpassbehebung .....	117
7.4	Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse .....	122
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>126</b>
8.1	Beantwortung der Forschungsfragen .....	126
8.2	Kritische Einordnung und Ausblick .....	129
	<b>Literatur .....</b>	<b>133</b>
	<b>Veröffentlichungen des Autors .....</b>	<b>149</b>
	<b>Betreute studentische Arbeiten .....</b>	<b>153</b>
<b>A</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>155</b>
A.1	Simulationsparameter .....	155
A.2	Typische Lastgänge der Komponenten .....	158
A.3	Weitere Ergebnisse Netzüberlastungen .....	163
A.4	Ladegleichzeitigkeiten der Elektrofahrzeuge .....	165
A.5	Gleichzeitige Leistungen je Hausanschluss .....	173
A.6	Exkurs: Aktualisiertes PV-Szenario .....	178

# Abkürzungen

AO	Anschlussobjekt
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BDL	Bidirektionales Lademanagement
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BS	Batteriespeicher
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
ESH	Elektrische Speicherheizung
eFLAME	Electric Flexibility Assessment Modelling Environment (Framework zur Bestimmung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen)
EFZ	Elektrofahrzeug
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Eigenverbrauch
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FREM	FfE Regionalisiertes Energiesystem-Modell
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HA	Hausanschluss
HEMS	Heim-Energiemanagement-System
HH	Haushalt
Id	Identifikationsnummer
iMSys	Intelligentes Messsystem
ISAaR	Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
MFH	Mehrfamilienhaus
MiD	Mobilität in Deutschland
mME	Moderne Messeinrichtung
MONA	Merit Order Netzausbau
MOP	Mobilitätspanel
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung



NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONT	Ortsnetztransformator
OSM	OpenStreetMap
PtH	Power-to-Heat (Wärmepumpe oder elektrische Speicherheizung)
PV	Photovoltaik
ResOpt	Residential Optimizer (Optimierungsmodell für Hausanschlüsse)
RLM	Registrierende Leistungsmessung
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SOC	State of Charge (Ladezustand)
STAU	Steuern, Abgaben und Umlagen
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
TAF	Tarifanwendungsfall
TLP	Temperaturabhängiges Lastprofil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2B	Vehicle to Business (Vom Elektrofahrzeug zum Gewerbe)
V2G	Vehicle to Grid (Vom Elektrofahrzeug ins Netz)
V2H	Vehicle to Home (Vom Elektrofahrzeug zum Gebäude)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WE	Wohneinheit
WP	Wärmepumpe
ZVE	Zeitverwendungserhebung

# Abbildungen

Abbildung 2-1: Gesamtmethodik der Arbeit zur Bewertung der Auswirkungen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung.....	8
Abbildung 2-2: Ausgewählte Veröffentlichungen des Autors.....	10
Abbildung 3-1: Abgrenzung und Zusammenhänge der unterschiedlichen Potenziale nach [51].....	13
Abbildung 3-2 : Übersicht der Use Cases im BDL-Projekt unterteilt nach Erlösart, relevanter Kundengruppe, Ort der Regelung und Einsatzfeld nach [58] .....	15
Abbildung 3-3: Arten der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung und deren Einsatz entsprechend der BDEW Ampelphasen nach [65].....	17
Abbildung 4-1: Methodik zur Erzeugung der Netzgraphen und Verknüpfung dieser mit den aktuellen Erzeugungsanlagen und Energieverbräuchen nach [80].....	23
Abbildung 4-2: Darstellung des Bayernwerk Netzgebiets und der räumlichen Verteilung der bereitgestellten Netzdaten, sowie ein exemplarischer Ausschnitt mehrerer zusammenhängender Netzgebiete.....	25
Abbildung 4-3: Vereinfachte Darstellung eines Niederspannungsnetzes mit den wesentlichen Komponenten.....	26
Abbildung 4-4: Übersicht relevanter Kennwerte der verwendeten 1.206 Netztopologien: Verteilung der Transformator-Scheinleistung (links oben), Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (rechts oben), Länge des längsten Strangs (links unten), Leitungslänge je Netzgebiet (rechts unten) [80].....	27
Abbildung 4-5: Zusammensetzung des Energieverbrauchs je Netzgebiet.....	31
Abbildung 4-6: Datenquellen und Kennwerte zur Modellierung der Gebäude.....	33
Abbildung 4-7: Typische Gebäude und deren Netzverknüpfungspunkte .....	33
Abbildung 4-8: Szenario zum Hochlauf der Elektromobilität nach [8] und Ziel aus dem aktuellen Koalitionsvertrag [9] .....	35
Abbildung 4-9: Mittlere Anzahl an Elektrofahrzeugen je Hausanschluss in den Netzgebieten.....	36
Abbildung 4-10: Mittlere Durchdringung der Netze mit Wärmepumpen .....	38
Abbildung 4-11: Mittlere Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen.....	39
Abbildung 4-12: Mittlere Durchdringung der Netze mit Batteriespeichern .....	40
Abbildung 4-13: Energiebedarf nach Verbrauchsarten und installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen je Hausanschluss .....	41
Abbildung 5-1: Übersicht des konsistenten Lastgangmodells für elektrische Lastgänge sowie zeitlich aufgelöste Warmwasser- und Mobilitätsbedarfe für Haushalte nach [13] .....	43
Abbildung 5-2: Ablaufdiagramm zur Erstellung des Aktivitäts- und Mobilitätsprofils .....	47

Abbildung 5-3: Jährlicher Anteil der einzelnen Aktivitäten innerhalb der Simulation und in den ZVE-Daten nach [13].....	49
Abbildung 5-4: Mittlere geschichtete Aktivitätsverläufe für einen typischen Werktag (Mo – Do) der Simulation (oben) und der ZVE-Daten (unten) nach [13].....	50
Abbildung 5-5: Aufenthaltsort der Fahrzeuge basierend auf den MiD-Daten ([27]) und den Ergebnissen des Modells nach [13].....	53
Abbildung 5-6: Vergleich Lastgänge mit dem VDEW-Standardlastprofil [16] nach [13] .....	58
Abbildung 5-7: Vergleich des gemittelten Lastgangs mit dem VDEW-SLP [16] und Vergleichsdaten aus [132] für die unterschiedlichen Typtage nach [13] .....	60
Abbildung 5-8: Gleichzeitige Leistung je Haushalt in Abhängigkeit der Stichprobengröße nach [13] .....	61
Abbildung 5-9: Aufteilung des Tagesverbrauchs auf die Stunden des Tages eines neuen EFHs bei unterschiedlichen Temperaturen nach [142] .....	62
Abbildung 5-10: Vergleich der Verläufe unterschiedlicher GHD-SLPs [16]. Links: G0 für die Typtage im Winter, Rechts: Werktag im Winter für G0 – G3.....	63
Abbildung 5-11: Maximale und mittlere PV-Tagesgänge für unterschiedliche Ausrichtungen bei einer Modulneigung von 30 ° (links) und Jahresgang der Südausrichtung (rechts) für den Standort München basierend auf dem Wetterjahr 2012.....	64
Abbildung 6-1: Übersicht des Simulationsmodells GridSim .....	67
Abbildung 6-2: Übersicht der Komponenten und Netzbetriebsmittel und ihrer Abhängigkeitsbeziehungen im Modell.....	69
Abbildung 6-3: Unterteilung der Batterie in drei SOC-Bereiche für das Lademanagement.....	73
Abbildung 6-4: Schaubild des Optimierungsmodells ResOpt und der zugehörigen Entscheidungsvariablen und Eingangsgrößen nach [160] .....	77
Abbildung 6-5: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Zeiträume der rollierenden Optimierung nach [163, 166].....	81
Abbildung 6-6: Überblick der Erweiterungen des Simulationsmodells zur Bestimmung der variablen Netzentgelte und der drei Prognosearten für die Transformatorauslastung sowie die benötigten Eingangsdaten.....	83
Abbildung 6-7: Schematische Darstellung zur Bestimmung der variablen Netzentgelte in Abhängigkeit von der Transformatorauslastung .....	84
Abbildung 6-8: Preisstruktur inkl. variabler Netzentgelte und resultierender Lasten für ein überlastetes Netz an einem Beispieltag. Links: realistisches Szenario mit fixen Netzentgelten, Mitte: variable Netzentgelte mit Flex. Prog, rechts: variable Netzentgelte mit Dyn. Prog. Nach [167].	85
Abbildung 6-9: Ablaufbild der Implementierung der Spitzenglättung in GridSim .....	86
Abbildung 6-10: Kennlinie der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (Q(U)) nach [86] .....	88

Abbildung 7-1: Aufteilung des zulässigen Spannungsbands gemäß DIN 50160 vom HS/MS-Umspannwerk (UW) bis zum Kunden in der Niederspannung .....	91
Abbildung 7-2: Auftretende Netzüberlastungen im Referenzszenario für die unterschiedlichen Stützjahre nach [104] .....	92
Abbildung 7-3: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl. Hausanschlüsse mit GHD-Einheiten und die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Hausanschlüssen sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet.....	93
Abbildung 7-4: Zeitlich aufgelöste Börsenpreise für Strom nach [176] für das Jahr 2040. Die Legende ist aus Darstellungsgründen bei 200 €/MWh abgeschnitten.....	95
Abbildung 7-5: Resultierende Anteile an Hausanschlüssen und (bidirektionalen) Fahrzeugen je Use Case in den Simulationsszenarien.....	97
Abbildung 7-6: Geladene und entladene Energiemengen der Elektrofahrzeuge in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040.....	98
Abbildung 7-7: PV-Eigenverbrauchsanteil in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 je Hausanschluss und Netzgebiet.....	99
Abbildung 7-8: Mittlere Energiebilanz der untersuchten Netzgebiete unterteilt in bezogene und eingespeiste Energiemenge für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	100
Abbildung 7-9: Maximale gleichzeitige Lade-/Entladeleistung der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit 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 .....	102
Abbildung 7-10: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040. Die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Hausanschlüssen sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet.....	103
Abbildung 7-11: Mittlere Leistung je Hausanschluss für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	105
Abbildung 7-12: Mittlere Jahresdauerlinie für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040.....	105
Abbildung 7-13: Auftretende Netzüberlastungen in den Szenarien im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten.....	106
Abbildung 7-14: Überlastete und stark ausgelastete Leitungen in Prozent der Leitungslänge für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 ....	108
Abbildung 7-15: Auslastungslimit und maximale Transformatorauslastungen der analysierten Netzgebiete für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040.....	109

Abbildung 7-16: Anteil der Netze nach Norm und $< 0,94$ pu Kriterium sowie Hausanschlüsse mit unteren Spannungsbandverletzungen und Dauer der Verletzungen in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	110
Abbildung 7-17: Umfang und Uhrzeiten der auftretenden Netzüberlastungen in den vier Szenarien Ref, V1H+, V2H+ und V2G (von oben nach unten) für das Jahr 2040 nach [104] .....	111
Abbildung 7-18: Lastanteile der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in Zeiten mit Netzüberlastungen in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	112
Abbildung 7-19: Überlastete Netzgebiete in Abhängigkeit der Netzgröße in ausgewählten Szenarien im Jahr 2040 .....	112
Abbildung 7-20: Möglichkeiten zur Engpassvermeidung durch Transformatortausch oder Einsatz eines rONT in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	113
Abbildung 7-21: Auswirkungen der unterschiedlichen Methoden zur Bestimmung der variablen Netzentgelte auf die Anzahl der überlasteten Netze nach [167] .....	115
Abbildung 7-22: Jahressumme der Dauer mit Transformatorüberlastungen je Netzgebiet mit fixen und variablen Netzentgelten (dyn. Prog., $F_{NE}$ : 100 % und Grenze Trafo 70 %) (Darstellung bei 80 Stunden abgeschnitten) nach [167] .....	116
Abbildung 7-23: Resultierende Netzbelastungen bei Anwendung der Spitzenglättung (Basisparametrierung) auf das realistische Szenario für die Jahre 2030, 2040 und 2050 nach [169] .....	118
Abbildung 7-24: Auswirkungen der unterschiedlichen Parameter auf die Anwendbarkeit der Spitzenglättung zur Behebung von Netzengpässen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2040 nach [169] .....	121
Abbildung A-1: Mittlere Leistung je EFZ über alle Tage des Jahres in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	158
Abbildung A-2: Mittlere Leistung je EFZ im Sommer in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	158
Abbildung A-3: Mittlere Leistung je EFZ im Winter in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	159
Abbildung A-4: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je EFZ in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	159
Abbildung A-5: Mittlere Leistung je BS über alle Tage des Jahres in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	160
Abbildung A-6: Mittlere Leistung je BS im Sommer in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	160
Abbildung A-7: Mittlere Leistung je BS im Winter in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	161

Abbildung A-8: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je BS in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 .....	161
Abbildung A-9: Mittlere Leistung je WP in den unterschiedlichen Jahreszeiten im Jahr 2040.....	162
Abbildung A-10: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je WP im Jahr 2040 .....	162
Abbildung A-11: Auftretende Netzüberlastungen in den Sensitivitäten im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten.....	163
Abbildung A-12: Sensitivitätsanalyse der Auswirkung von variablen Preisen auf den Anteil der Netzüberlastungen. Variation der Hausanschlüsse von 0 % (V2H) zu 100 % (V2H+) variable Tarife im Jahr 2040 .....	164
Abbildung A-13: Auftretende Netzüberlastungen im realistischen Szenario und bei Anwendung der präventiven bzw. kurativen Netzengpassbehebungen im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten.....	164
Abbildung A-14: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im Referenzszenario im Jahr 2040 .....	165
Abbildung A-15: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H Szenario im Jahr 2040.....	166
Abbildung A-16: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario im Jahr 2040.....	167
Abbildung A-17: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H+ Szenario im Jahr 2040.....	168
Abbildung A-18: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario im Jahr 2040.....	169
Abbildung A-19: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario im Jahr 2040.....	170
Abbildung A-20: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040 .....	171
Abbildung A-21: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario mit variablen Netzentgelten im Jahr 2040.....	172
Abbildung A-22: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario mit Spitzenglättung im Jahr 2040.....	172
Abbildung A-23: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der	

Hausanschlussanzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040.....	173
Abbildung A-24: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V1H Szenario im Jahr 2040.....	173
Abbildung A-25: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V2H Szenario im Jahr 2040.....	174
Abbildung A-26: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V1H+ Szenario im Jahr 2040.....	174
Abbildung A-27: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V2H+ Szenario im Jahr 2040.....	175
Abbildung A-28: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040.....	175
Abbildung A-29: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040.....	176
Abbildung A-30: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario mit variablen Netzentgelten im Jahr 2040.....	176
Abbildung A-31: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario mit Spitzenglättung im Jahr 2040.....	177
Abbildung A-32: Auftretende Netzüberlastungen bei den beiden PV-Szenarien und in der Referenz, V2H und im realistischen Szenario im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten.....	178

# Tabellen

Tabelle 4-1:	Betrachtete Gebäudetypen .....	34
Tabelle 4-2:	Betrachtete Gebäudealter nach [93] .....	34
Tabelle 4-3:	Anteile der Gebäude mit den entsprechenden Komponenten in den betrachteten Netzgebieten in % nach [79].....	40
Tabelle 5-1:	Übersicht der verwendeten Aktivitäten und deren Einflüsse auf die weiteren Modellierungen .....	45
Tabelle 5-2:	Mobilitätskenngrößen pro Tag in der MiD, MOP und dem entwickelten Modell [13] .....	53
Tabelle 5-3:	Übersicht der elektrischen Geräte, deren zugehörigen Aktivitäten, Modellierungsart und Datengrundlage .....	56
Tabelle 5-4:	Jahresstromverbrauch in Kilowattstunden pro Haushaltskategorie in der Literatur und im Modell .....	59
Tabelle 6-1:	Definition der Entscheidungsvariablen und der zugehörigen Grenzwerte .....	77
Tabelle 7-1:	Übersicht ausgewählter Simulationsparameter .....	91
Tabelle 7-2:	Auswirkungen der Leistungsreduktion auf ausgewählte Kennwerte im realistischen Szenario im Jahr 2040. Die angegebenen Kennzahlen sind Mediane der durchschnittlichen Werte je Netzgebiete. ....	120
Tabelle A-1:	Übersicht der Parameter für Elektrofahrzeuge .....	155
Tabelle A-2:	Übersicht der Parameter für Batteriespeicher.....	155
Tabelle A-3:	Übersicht der Parameter für Wärmepumpen .....	156
Tabelle A-4:	Übersicht der Parameter für elektrische Speicherheizungen.....	156
Tabelle A-5:	Übersicht der Parameter für PV-Anlagen.....	156
Tabelle A-6:	Übersicht der Kostenstrukturen in ct/kWh für die Optimierung in den unterschiedlichen Szenarien (Kunden ohne Leistungsmessung/RLM) .....	157
Tabelle A-7:	Übersicht der Kostenstrukturen in ct/kWh für die Optimierung in den unterschiedlichen Szenarien (Kunden mit Leistungsmessung/RLM) .....	157
Tabelle A-8:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im Referenzszenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	165
Tabelle A-9:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	166
Tabelle A-10:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	167
Tabelle A-11:	Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	167



Tabelle A-12:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	168
Tabelle A-13:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	169
Tabelle A-14:	Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	169
Tabelle A-15:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	170
Tabelle A-16:	Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	170
Tabelle A-17:	Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	171
Tabelle A-18:	Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario. Alle Werte in kW/EFZ. ....	171



# 1 Einleitung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Netzintegration dezentraler Flexibilitäten mit Fokus auf rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen (EFZ). Hierzu wird ein Energiesystemmodell (weiter-) entwickelt und ausgewählte Betriebsweisen der Flexibilität sowie deren Einfluss auf die Netzbelastung mittels verschiedener Szenarien in der Niederspannung (NS) analysiert. In diesem einleitenden Kapitel wird zunächst die Motivation für die Forschung in diesem Themenfeld dargelegt. Aufbauend darauf wird der aktuelle Stand der Forschung und die bestehenden Forschungslücken erläutert. Abschließend werden die Forschungsfragen und Ziele abgeleitet, welche im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden.

## 1.1 Motivation

---

Die internationale Gemeinschaft hat sich im Jahr 2015 mit dem Pariser Klimaabkommen auf eine starke Reduktion der Treibhausgasemissionen verständigt, um die Erderwärmung, welche durch den menschengemachten Klimawandel verursacht wird, deutlich unter 2 °C zu halten [1, 2]. Aufbauend darauf hat sich die deutsche Bundesregierung das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich 1990 um 80 bis 95 % zu senken und den „Klimaschutzplan 2050“ ausgearbeitet [3]. In diesem Plan werden Ziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft und Sonstiges definiert. Um die gesteckten Ziele zu erreichen, müssen in allen Sektoren Emissionen eingespart werden. Aktuell werden durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) die größten Einsparungen im Bereitstellungssektor erzielt [4]. Zur Beschleunigung des Ausbaus wurden die Ziele in den letzten Jahren kontinuierlich angehoben und vor allem durch die aktuelle Bundesregierung im Jahr 2021 eine starke Beschleunigung angekündigt.

In aktuellen Studien und Szenarioanalysen besteht breiter Konsens, dass eine (teilweise) Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors zur Erreichung der Klimaziele notwendig ist [5–8]. Im aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung wird ein Ziel von 15 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2030 genannt [9]. Im Jahr 2021 lag die Zahl der zugelassenen reinen Elektrofahrzeuge bei 618.460, wobei sich die Anzahl im Gegensatz zum Vorjahr verdoppelt hatte [10].

Die geplante Elektrifizierung dieser Sektoren erhöht den Elektrizitätsbedarf in Privathaushalten (HH) deutlich. In Kombination mit dezentralen Photovoltaikanlagen (PV) auf den Gebäudedächern zur Erzeugung von Strom wandeln sich die bisherigen Verbrauchsmuster wesentlich. Die Kunden werden von passiven Verbrauchern zu Erzeugern und zukünftig durch die vermehrte Möglichkeit der Lastverschiebung und Speicherung von Energie zu Anbietern von Flexibilität [11]. Da diese Entwicklungen verstärkt in den unteren Ebenen des Stromnetzes stattfinden, verändern sich die Anforderungen hier deutlich [12]. Inwieweit die heutigen Stromnetze hierfür gerüstet sind und welchen Einfluss unterschiedliche Betriebsweisen der Flexibilitätsoptionen hierauf haben, sind die Leitfragen dieser Arbeit.

## 1.2 Stand der Forschung

---

Im Themenbereich der Energiewende und den damit verbundenen Auswirkungen auf das Stromnetz wurde in den letzten Jahren bereits umfangreiche Forschung betrieben. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Auswirkungen der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors unter Beachtung der zunehmenden dezentralen Stromerzeugung. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf den Möglichkeiten des bidirektionalen Ladens von Elektrofahrzeugen. Für diese Analysen sind sektorenübergreifende Last- und Bedarfsgänge für einzelne Haushalte notwendig und es bedarf eines Simulationsmodells, welches sowohl die Flexibilität der neuen Verbraucher bei unterschiedlichen Vermarktungsstrategien als auch die daraus resultierenden Netzrückwirkungen abbilden kann.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst auf den Stand der Forschung im Bereich der sektorübergreifenden Lastgang-Modelle und aufbauend darauf auf entsprechende Modelle zur Bewertung der Netzbelastungen eingegangen.

### 1.2.1 Sektorübergreifende Lastgang-Modelle für Privathaushalte

---

Die zunehmende Elektrifizierung der Bereiche Wärmebereitstellung und Mobilität erfordert für die Modellierung privater Haushalte eine fundierte und zusammenhängende Datengrundlage. Da die genannten Bereiche über die Nutzer eng miteinander verknüpft sind, sollte eine integrierte und konsistente Modellierung einer voneinander unabhängigen Einzelerstellung der Lastgänge vorgezogen werden. Für die spätere Modellierung und Analyse der Auswirkungen sind zudem individuelle Einzelprofile mit hoher zeitlicher Auflösung relevant, um die Effekte heterogener Verhaltensweisen auf die resultierende Netzbelastung abbilden zu können. Die folgende Übersicht zum Stand der Wissenschaft beruht auf der entsprechenden Veröffentlichung des Autors [13].

Auf Grund der hohen Relevanz dieser Thematik gibt es zahlreiche Vorarbeiten hierzu in der Literatur. In [14] wird ein Überblick über verschiedene Modelle gegeben. Prinzipiell lassen sich diese Modelle in Top-down und Bottom-up unterscheiden [15].

Top-down Modelle beschreiben die schrittweise Aufteilung bzw. Disaggregation von einem beispielsweise gemessenen Profil mehrerer Haushalte auf Einzelhaushalte oder sogar auf einzelne Geräte in diesen Haushalten. Ein Beispiel hierfür sind die Standardlastprofile (SLP) des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), bei welchen aus Langzeitmessungen für mehrere Haushalte typische Profile für einzelne Tage (z. B. Werk- oder Sonntage) abgeleitet wurden [16]. Die Schwächen dieser Profile liegen in der relativ geringen Zeitauflösung von 15 Minuten und darin, dass keine Einzelprofile bestimmt werden und somit eine Verwendung erst ab einer Aggregation von ca. 150 Haushalten sinnvoll ist [17]. Deterministische Top-down Modelle wie z. B. in [18] oder [19] disaggregieren hingegen aus den gemessenen Lastprofilen zusätzlich einzelne Gerätegruppen und erlauben so detailliertere Einzelprofile. Die Vorteile der Top-down Modelle sind der geringere Rechenaufwand und die einfache Parametrisierung, nachteilig sind aber die fehlende Vielfalt und Detailtiefe.

Eine deutlich höhere Detailtiefe ermöglichen hingegen Bottom-up Modelle durch Abbildung zahlreicher Einzelkomponenten, welche durch Aggregation zu Gesamtlastgängen zusammengefügt werden. Es können sowohl einzelne Haushalte als auch ganze Gebiete über geeignete Aggregationsebenen abgebildet werden. Bestehende Modelle für Haushaltslastgänge können in die Kategorien statistische Zufallsmodelle, probabilistisch empirische Modelle oder Zeitnutzungsmodelle unterteilt werden. Statistische Modelle, wie beispielsweise in [20], variieren statistische Daten mittels Zufallsverfahren, um Diversität zu erzeugen. Das Modell aus [20] wird allerdings in [14] und [21] auf Grund der Einfachheit und ungenauen Validierung kritisiert. Bei probabilistisch empirischen Modellen, wie etwa in [22], werden aus sozioökonomischen Daten, wie beispielsweise dem Einkommen oder der Wohnfläche des Gebäudes, der jährliche Energiebedarf bestimmt. Mittels realer Geräteprofile, aus denen Einschaltwahrscheinlichkeiten abgeleitet werden, werden im Weiteren die Lastgänge berechnet. In diesem Modell wird jedoch kein Nutzerverhalten betrachtet und es gibt somit keine Möglichkeit zur konsistenten Abbildung des Mobilitätsverhaltens. Die Abbildung des Nutzerverhaltens geschieht hingegen in Zeitnutzungsmodellen, bei denen auf Basis von Zeitverwendungserhebungen (ZVE), wie z. B. [23] – hierbei werden mittels Umfragen und Tagesprotokollen Daten zur Zeitnutzung erhoben – der Tagesablauf von Agenten nachgebildet wird. Zur Nutzung dieser Zeitverwendungsdaten in Modellen zur Lastgangerstellung gibt es in der Literatur unterschiedliche Herangehensweisen. In [24] werden diese Daten in einem deterministischen Ansatz direkt verwendet, wohingegen in [21] aus diesen in einem Zwischenschritt zunächst Wahrscheinlichkeitsverteilungen berechnet und mittels dieser synthetische Tagesprofile erstellt werden. Alternativ zu der Berechnung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden in [25] Übergangswahrscheinlichkeiten, welche im nächsten Schritt als Eingangsdaten für einen Markow-Prozess dienen, berechnet. Diese Übergangswahrscheinlichkeiten beschreiben die Wahrscheinlichkeit von einem Zustand in einen anderen zu wechseln. Im letzten Schritt werden diese Aktivitäten mit entsprechenden Geräten verknüpft und Lastgänge gebildet. Diese Art der Modellierung erlaubt es, durch die Aktivitätsprofile eine Kopplung der unterschiedlichen Sektoren zu erreichen.

Analog zu den Modellen zur Bestimmung von Haushaltslastgängen gibt es in der Literatur auch unterschiedliche Herangehensweisen zur Erstellung von Mobilitätsprofilen. In [26] wird ein deterministisches Modell basierend auf der Mobilitätsbefragung „Mobilität in Deutschland“ (MiD) 2008 ([27]) beschrieben, bei dem Tagesprofile mittels Clusterverfahren in Nutzergruppen (z. B. Pendler) und Typtage (z. B. Sonntage) eingeteilt werden. Durch Verknüpfung von sieben Tagesprofilen aus derselben Nutzergruppe, welche zufällig bei der Auswahl des ersten Tagesprofils bestimmt wird, werden Wochenprofile gebildet. Daneben gibt es zahlreiche Modelle, welche auf dem Prinzip der Markow-Ketten basieren. In [28] wird beispielsweise mittels eines Markow-Prozesses ein Mobilitätsprofil mit vier Zuständen, drei unterschiedliche Standorte und Fahrten, gebildet. Mittels Multiplikation der Fahrzeit mit einer mittleren Geschwindigkeit werden in einem zweiten Schritt die Fahrdistanzen berechnet. Ein deutlich komplexeres Modell mit 13 unterschiedlichen Zuständen, wovon jeder einen Fahrtgrund repräsentiert, wird in [29] vorgestellt. In [30] wird basierend auf Standortdaten ein räumlicher Markow-Prozess beschrieben. Es werden drei Parkorte (zu Hause, Arbeit und Sonstiges) als Zustände benutzt und die entsprechenden Entfernungen

mittels Kartendaten abgeleitet. In [31] wird ein Modell diskutiert, dass bei der Erstellung der Fahrtenkette zeitliche und räumliche Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Insgesamt gibt es somit bereits einige unterschiedliche Ansätze zur Erstellung von Mobilitätsprofilen, auf deren Basis die Fahrten und aufbauend darauf die Ladebedarfe von Elektrofahrzeugen ermittelt werden können.

Bei den betrachteten Modellen werden jedoch nur in [21] alle drei relevanten Bereiche – elektrische Lastgänge, Wärme- und Mobilitätsbedarf – abgedeckt. Das Mobilitätsmodell ist darin allerdings stark vereinfacht und der Fahrbedarf wird mit den resultierenden jährlichen Fahrleistungen von 2.000 – 18.000 km bei einem Durchschnitt von ca. 3.000 km deutlich unterschätzt. Denn die durchschnittliche Jahresfahrleistung in Deutschland der Jahre 2016 – 2020 lag bei 13.721 km pro Fahrzeug und war somit 4,5 mal so groß [32].

Die bisherige Literatur in diesem Themenbereich ist wie gezeigt vielfältig, aber die bestehenden Modelle zeigen Defizite gerade im Hinblick auf die Verknüpfung der einzelnen Teilbereiche auf. Somit bedarf es hier weiterer Forschung und die Entwicklung entsprechender Modelle.

### 1.2.2 Netzurückwirkungen von Flexibilitätsoptionen

---

Zur Modellierung von dezentralen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen (WP) oder Batteriespeichern (BS) und deren Auswirkungen auf die Netzbelastungen gibt es zahlreiche Studien und Veröffentlichungen. In [33] werden 75 Modelle zur Analyse von Energie- und Stromsystemen verglichen. Die Modelle werden neben dem methodischen Ansatz und dem Ziel auch hinsichtlich ihrer räumlichen und zeitlichen Auflösung sowie den technischen und wirtschaftlichen Merkmalen bewertet. Die Autoren schlussfolgern, dass die unterschiedlichen Modelle heute umfangreiche Möglichkeiten bieten, aber unter anderem Weiterentwicklungen zur Abbildung der Nachfrageseite notwendig sind.

In [34] werden 125 Modelle zum Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf die Verteilnetze verglichen. Der Vergleich zeigt, dass die Möglichkeiten der Modelle stark variieren und ein breites Spektrum an Fragestellungen damit beantwortet werden kann. Von den 125 Modellen werden 44 detaillierter verglichen. Diese Modelle werden im Weiteren in Kategorien eingeteilt, welche von der Fahrzeugmodellierung, Analysen zum Antriebsstrang, Energiemanagementsysteme in Fahrzeugen über die resultierenden Emissionen bis zu Fragen der Netzintegration mit dezentralen Erzeugungsquellen reichen. Insgesamt werden 28 Modelle der Kategorie Verteilnetzanalyse zugewiesen. Als Fazit wird gefolgert, dass es kein Modell für alle Anwendungsbereiche gibt und die Studie somit als Entscheidungshilfe für eine Modellauswahl je nach Fragestellung zu verstehen ist.

Einen klareren Fokus auf den Stand der Forschung zur Netzintegration der Elektromobilität hat die vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) und BDEW beauftragte „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“ ([35]). In dieser Studie werden 284 nationale und 36 internationale Studien betrachtet, um den aktuellen Stand zur Netzintegration

zusammenzufassen und weiteren Forschungsbedarf aufzudecken. Hierin wird unter anderem empfohlen, dass zukünftige Studien die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge ausweisen und technologische Entwicklungen (Batteriekapazitäten und Ladeleistungen) sowie der vermehrte Einsatz von Elektromobilität im Gewerbe weiter erforscht werden sollten. Ebenso sollten verstärkt ländliche Netzgebiete betrachtet werden. In den betrachteten Studien sind keine Ergebnisse zu den Netzbelastungen durch bidirektionale Elektrofahrzeuge enthalten. Insgesamt wird das Begriff „bidirektionales Laden“ nur in vier der 46 Studiensteckbriefe erwähnt.

Die resultierende Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge wird maßgeblich von der Ladestrategie beeinflusst, wie unterschiedliche Studien trotz verschiedener Ansätze zeigen [12, 36–38]. In [36] werden hierzu unterschiedliche preisoptimierte Ladestrategien (variable Strompreise oder variable Netzentgelte) mit ungesteuertem Laden hinsichtlich der Netzbelastung verglichen. In [37] werden Ladepläne unter Berücksichtigung von Nutzer- und Netzrestriktionen diskutiert und in [38] unterschiedliche Ladestrategien zur Netzentlastung verglichen. In der Studie „Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus“ ([12]) im Auftrag der Agora Energiewende, der Agora Verkehrswende und dem Regulatory Assistance Project werden unterschiedliche Ladestrategien (ungesteuertes Laden und verschiedene Varianten von netzdienlich gesteuertem Laden) verglichen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass netzdienliches Laden die Netzausbaukosten um 50 % senken kann. Wie in den zuvor genannten Studien erfolgt auch hier keine Betrachtung von bidirektionalem Laden, was die verfügbare Flexibilität signifikant erhöhen würde.

Im Gegensatz zu den Netzurückwirkungen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen gibt es bereits umfassende Literatur im Bereich der Use Cases und Erlösmöglichkeiten. In [39] werden Erlöse für unterschiedliche Use Cases (PV-Eigenverbrauchserhöhung und Intraday-Optimierung) und deren Kombinationen ermittelt. Ebenso werden in [40] unterschiedliche Use Case Kombinationen und deren Erlöse analysiert. Zusätzlich gibt es zahlreiche Arbeiten, die sich mit den Erlösmöglichkeiten lokaler Optimierungen (Behind-the-meter) beschäftigen, wie beispielsweise [41] oder [42].

Wie in diesem Absatz beschrieben, gibt es bereits zahlreiche und umfassende Literatur im Bereich der Netzurückwirkungen durch Flexibilitätsoptionen. Allerdings fehlt es an detaillierten und umfassenden Analysen zu den Netzbelastungen durch die zunehmende Elektrifizierung und den Betriebsmöglichkeiten dieser Flexibilitätsoptionen durch die voranschreitende Digitalisierung. Besonders die Auswirkung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen und die verschiedenen Use Cases bedürfen weiterer Forschung. Die beschriebenen Entwicklungen führen zu veränderten Lastgängen der Komponenten sowie der resultierenden Netzbelastungen und somit zu neuen Anforderungen an die Verteilnetze.

### 1.3 Forschungsfragen

---

Aus der beschriebenen Motivation und dem vorgestellten Stand der Forschung leiten sich die Ziele und Forschungsfragen dieser Arbeit ab. Die Forschungsfragen lassen sich in drei Hauptbereiche unterteilen:

1. Folgen der zunehmenden Elektrifizierung auf die Netzbelastung
2. Auswirkungen der Optimierung von Flexibilitätsoptionen aus Nutzersicht auf die Netzbelastung
3. Möglichkeiten zur Nutzung der Flexibilitätsoptionen zur Netzentlastung

Der erste Forschungsbereich befasst sich mit den zukünftigen Flexibilitätsoptionen und den daraus resultierenden Netzbelastungen. Hierbei stellt sich die Frage der zu erwartenden Durchdringung der Netzgebiete mit beispielsweise PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Neben der reinen Verfügbarkeit sind für die weiteren Analysen geeignete Auslegungen der Flexibilitätsoptionen abzuleiten. Abschließend wird analysiert, wie sich dadurch die gleichzeitige Leistung in einem Netzgebiet verändert. Die maximale gleichzeitige Leistung ist diejenige Leistung, die für die Netzauslegung relevant ist. Zusammenfassend stellen sich folgende Forschungsfragen:

- Wie entwickeln sich Flexibilitätsoptionen in der Niederspannungsebene?
- Welche gleichzeitige Leistung ist für die zusätzlichen Verbraucher im ungesteuerten Fall anzunehmen und was bedeutet dies für die vorzuhaltende Maximallast je Netzverknüpfungspunkt?

Im zweiten Forschungsbereich werden unterschiedliche Use Cases zum Einsatz der Flexibilität aus Nutzersicht identifiziert und bewertet. Durch beispielsweise optimiertes Laden von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit niedrigen Strompreisen werden Ladevorgängen synchronisiert und die Gleichzeitigkeit steigt an. Zudem werden die resultierenden Netzbelastungen dieser Betriebsweisen analysiert. Zusammengefasst ergeben sich daraus die weiteren Forschungsfragen:

- Welche Use Cases für Flexibilitätsoptionen kommen aus Nutzersicht in Frage?
- Welche Auswirkungen auf die Netzbelastung haben diese Use Cases?

Im dritten Forschungsbereich werden unterschiedliche Möglichkeiten zum netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten identifiziert. Aufbauend darauf werden die Möglichkeiten und Hemmnisse der Flexibilität zur Netzentlastung bestimmt. Abschließend wird analysiert, wie oft im Falle von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz die Flexibilität nicht für nutzerorientierte Use Cases zur Verfügung steht oder der Primärnutzen, z. B. Fahren, eingeschränkt wird. Zusammenfassend stellen sich folgende zwei weiteren Forschungsfragen in diesem Bereich:

- Wie können Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten zur Netzentlastung nutzen?
- Kann durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz Netzausbau vermieden werden und was bedeutet dies für die Kunden?



## 2 Methodischer Ansatz

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den Aufbau der Dissertation und der entwickelten Methodik zur Beantwortung der identifizierten Forschungsfragen. Eine Gesamtübersicht der Kapitel und deren Verknüpfungen ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

Zunächst werden im Kapitel 3 Grundlagen zum Themenbereich Flexibilität beschrieben und die wesentlichen Begriffe definiert. Aufbauend auf den Begriffsdefinitionen werden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen beschrieben. Im Weiteren werden verschiedene Einsatzmöglichkeiten (markt-, system-, netzdienlich) und mögliche Use Cases erläutert. Abschließend erfolgt ein Exkurs zur Erschließung der dezentralen Flexibilitätsoptionen mittels intelligenter Messsysteme.

Die Schaffung einer validen Datengrundlage zur Bewertung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der Verteilnetze ist der Fokus im Kapitel 4. Hierzu werden zunächst bereitgestellte reale Niederspannungsnetztopologien für die spätere Verwendung im Simulationsmodell aufbereitet. Diese Niederspannungsnetze werden im zweiten Schritt mit den aktuellen Verbrauchern und Erzeugern verknüpft. Im dritten Schritt werden räumlich hochaufgelöste Szenarien für die Flexibilitätsoptionen aus Kapitel 3 erstellt und mit den realen Netzen sowie deren aktueller Belastung verschnitten. Somit ergeben sich Netztopologien mit über die Jahre konsistenten Entwicklungen der Flexibilitätsoptionen, welche für die weiteren Betrachtungen verwendet werden.

In Kapitel 5 werden für die unterschiedlichen Verbraucher und Erzeuger Last- und Bedarfsgänge als Grundlage für die Modellierung der Flexibilitätsoptionen erzeugt. Mittels eines Bottom-up Modells, welches auf einem erweiterten Markow-Prozess basiert, werden für Haushalte elektrische Lastgänge sowie Warmwasserbedarfe und Mobilitätsprofile erstellt. Verknüpft mit den Raumwärmebedarfen aus einem Gebäudemodell ergeben sich die thermischen Bedarfe je Gebäude. Zudem wird die Erstellung der Gewerbelastgänge und Erzeugungsgängen der EE-Anlagen beschrieben. Diese statischen Last- und Erzeugungsgänge, welche im Weiteren nicht verändert werden, sowie die Bedarfsgänge der flexiblen Komponenten dienen als Eingangsdaten für das in Kapitel 6 beschriebene Modell.

Im Kapitel 6 wird die Modellierung der elektrischen Lastgänge je Gebäude beschrieben, welche sich aus den statischen Lastgängen und denen der Flexibilitätsoptionen zusammensetzen. Die Modellierung der Flexibilitätsoptionen erfolgt je nach Parametrisierung mittels einer Steuerung, z. B. Laden beim Anstecken des Fahrzeugs (bedarfsgeführt), oder einer Optimierung. Je nach Use Case kann die Kostenstruktur für die lineare Optimierung, bei der die Gesamtkosten je Hausanschluss (HA) minimiert werden, angepasst werden. Bei der nutzerorientierten Optimierung erfolgt keine Berücksichtigung des Netzzustandes. Aufbauend darauf werden im Weiteren die Netzrestriktionen in die Optimierung integriert. Als präventive Maßnahme werden Netzentgelte in Abhängigkeit der erwarteten Auslastung dynamisiert. Alternativ wird das Modell der Spitzenglättung als kurative Maßnahme zur Engpassbehebung implementiert, hierbei wird durch eine Randbedingung die maximale

Bezugsleistung im Falle von Netzüberlastungen limitiert. Das Optimierungsmodell wird hierzu in das Simulationsmodell für Verteilnetze GridSim integriert. Zur Ermittlung der Netzbelastungen wird in GridSim je Zeitschritt der Jahressimulation eine Lastflussberechnung durchgeführt.

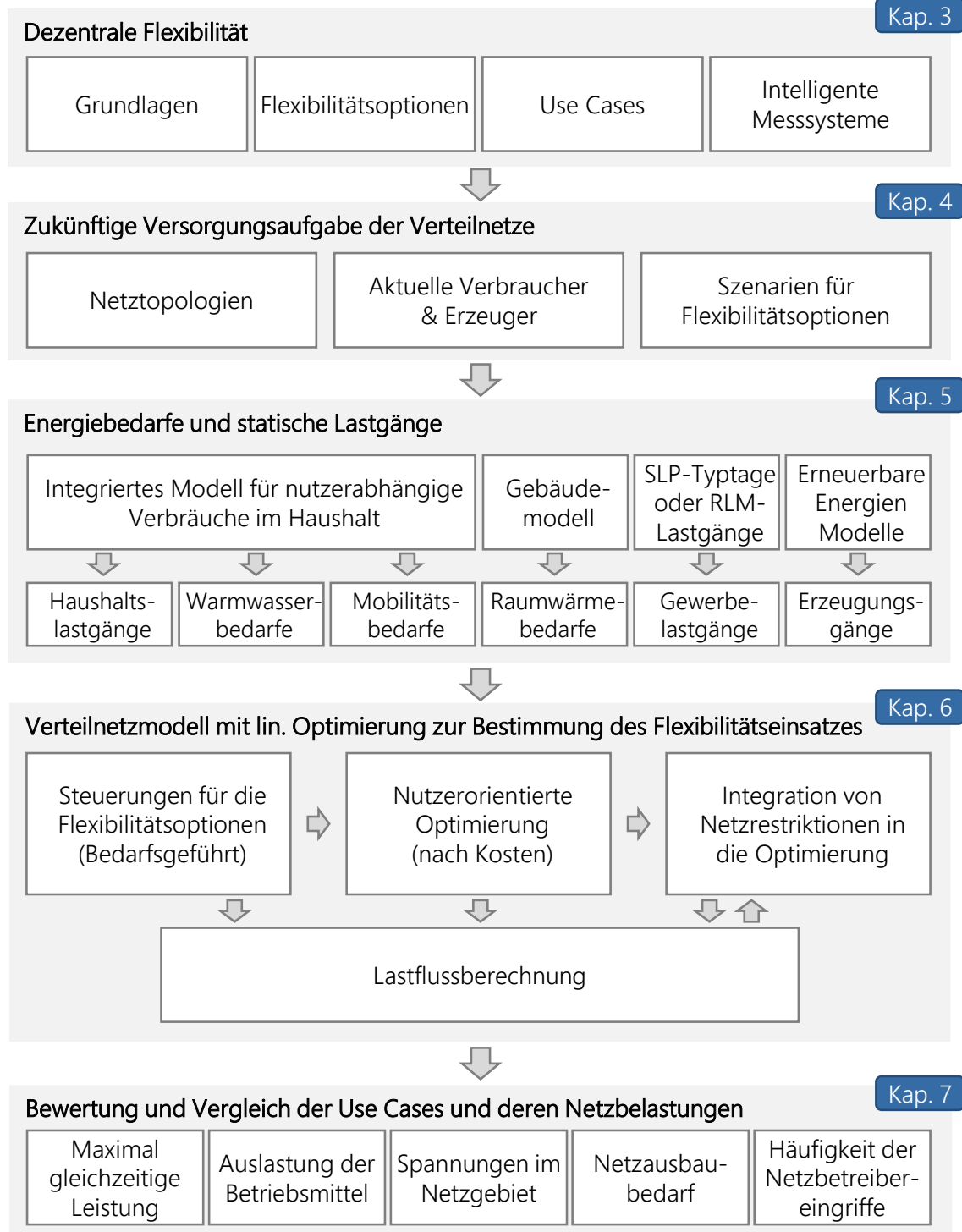


Abbildung 2-1: Gesamtmethodik der Arbeit zur Bewertung der Auswirkungen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung

In Kapitel 7 werden die Ergebnisse der Szenarien und Use Cases beschrieben und eingeordnet. Neben dem Markthochlauf der Flexibilitätsoptionen und den damit verbundenen neuen Anforderungen an die Stromnetze werden im Detail auch die unterschiedlichen Use Cases und die daraus resultierenden gleichzeitigen Leistungen der Elektrofahrzeuge sowie die Netzurückwirkungen analysiert. Aufbauend auf den Ergebnissen der nutzerorientierten Optimierungen werden die Möglichkeiten des netzdienlichen Einsatzes der Flexibilitätsoptionen evaluiert und diskutiert. Es werden sowohl präventive als auch kurative Maßnahmen betrachtet.

Abschließend folgen eine Zusammenfassung und die Beantwortung der Forschungsfragen sowie die Einordnung der Ergebnisse. Zudem wird ein Ausblick auf weitere offene Forschungsfragen gegeben.

In Abbildung 2-2 sind ausgewählte Veröffentlichungen des Autors mit engem Bezug zur vorliegenden Dissertation aufgeführt. Die Darstellung orientiert sich am Aufbau der Gesamtmethodik und zeigt die Verortung in den jeweiligen Kapiteln. Eine vollständige Liste der Veröffentlichungen des Autors ist am Ende dieser Arbeit zu finden.

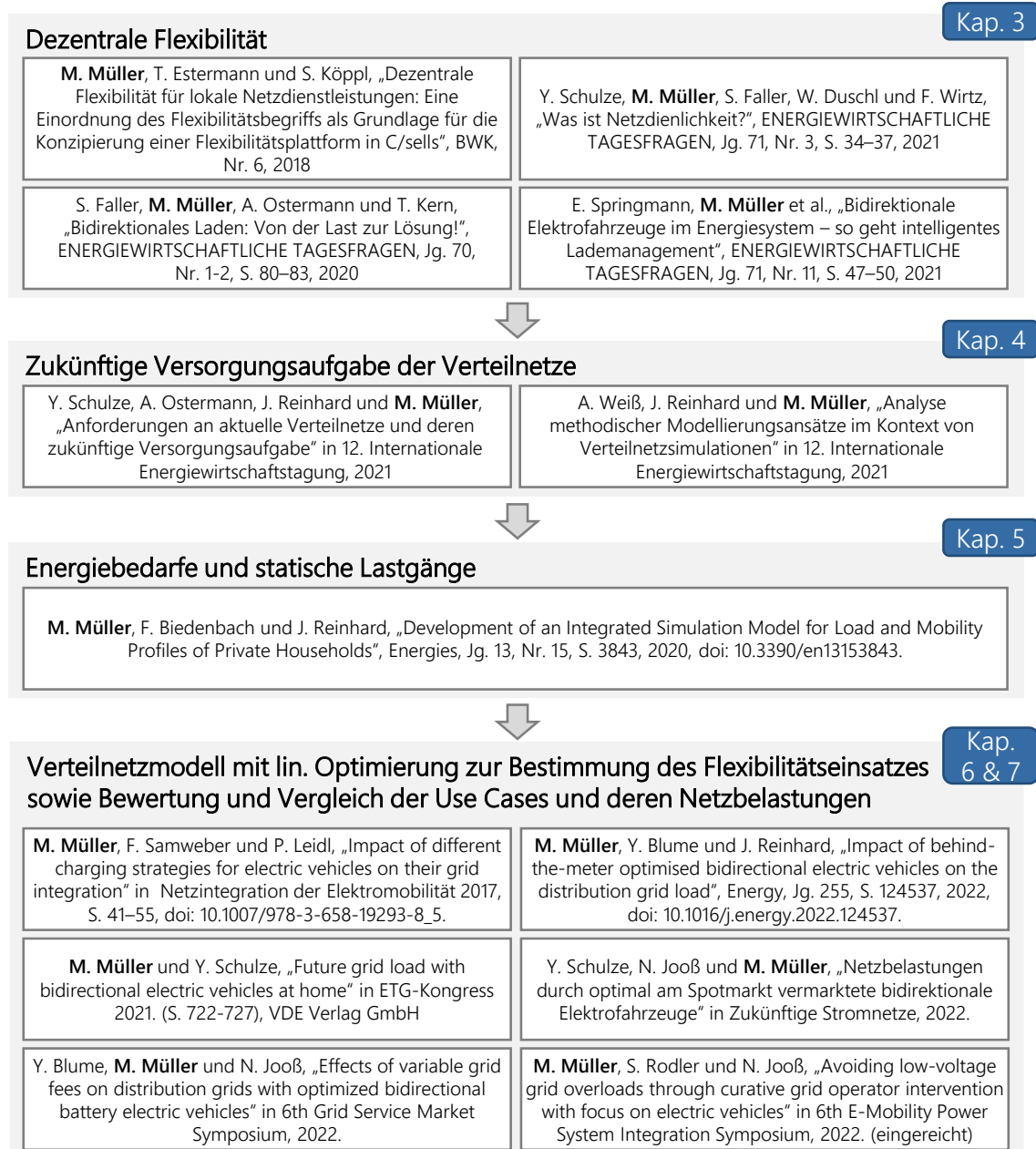


Abbildung 2-2: Ausgewählte Veröffentlichungen des Autors

## 3 Dezentrale Flexibilität

Der Begriff Flexibilität ist aktuell im Bereich der Energiewirtschaft sehr präsent und es gibt nahezu keine Tagung oder Konferenz, auf der das Schlagwort nicht vorkommt. Obwohl der Begriff omnipräsent ist, wird dieser oftmals sehr allgemein und unspezifisch verwendet. In diesem Kapitel werden aus diesem Grund zunächst Flexibilität und weitere wichtige verwandte Begriffe definiert. Im Weiteren werden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen beschrieben. Aufbauend darauf werden Einsatzmöglichkeiten von dezentralen, kleinteiligen Flexibilitätsoptionen vorgestellt. Abschließend wird auf die Erschließung dieser Flexibilität mittels intelligenter Messsysteme eingegangen.

### 3.1 Definitionen

---

Zur Schaffung eines einheitlichen und klaren Verständnisses des Flexibilitätsbegriffes und weiterer damit zusammenhängender Begrifflichkeiten erfolgen im nächsten Abschnitt entsprechende Definitionen und Abgrenzungen.

#### **Definition Flexibilität**

Zunächst wird der Begriff Flexibilität beleuchtet und aufbauend darauf dessen Verwendung im Rahmen dieser Dissertation definiert. Im Allgemeinen bedeutet Flexibilität laut Duden entweder „flexible Beschaffenheit; Biagsamkeit, Elastizität“ [43] oder „Fähigkeit des flexiblen, anpassungsfähigen Verhaltens“ [43]. Die zweite Bedeutung beschreibt den Begriff, wie er auch in dieser Arbeit verwendet wird, also die Fähigkeit bzw. Möglichkeit sein Verhalten anzupassen. Diese Anpassbarkeit bezieht sich im Bereich der Energiewirtschaft im Allgemeinen auf Leistungsänderungen von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen und wurde von der Bundesnetzagentur (BNetzA) basierend auf [44] folgendermaßen definiert:

*„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsänderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“* [45, S. 6]

Für die Erschließung der Flexibilität und um diese beschreibbar zu machen sind neben der rein technischen Fähigkeit die genannten Parameter relevant. Die Parameter können auch von Nutzerbedürfnissen (z. B. Ladezustand eines Elektrofahrzeugs bei Abfahrt) abhängig sein. Hierzu werden in [46] folgende Parameter beschrieben:

- Maximale und minimale Leistung
- Maximale Leistungsänderung je Zeiteinheit
- Verschiebbare Energiemenge inkl. einer Zeitangabe
- Ort der Flexibilität

Die ersten drei Kennwerte beschreiben Randbedingungen bezüglich des Umfangs der Flexibilität und können auch unter der technischen Eignung zusammengefasst werden [47]. Der letzte Punkt hingegen zielt auf den Wirkort der Flexibilität ab und ist nur in bestimmten Einsatzfällen, wie beispielsweise der Vermeidung von Netzengpässen, relevant.

Weiterführend kann die Flexibilität nach der Art des Abrufs in aktive (zentrale) und passive (autonome oder lokale) Flexibilität unterschieden werden. Die aktive Flexibilität reagiert dabei auf ein Signal, wie beispielsweise einen Fahrplan. Ein Beispiel hierfür ist das Laden eines Elektrofahrzeugs auf Grund eines Fahrplans, welcher von einem Aggregator übermittelt wird. Ein Aggregator ist eine energiewirtschaftliche Rolle, die Flexibilitätsoptionen bündelt und vermarktet [48]. Im Gegensatz dazu beschreibt die passive Flexibilität die Möglichkeit einer Reaktion, welche auf einer Kennlinie oder Regelungsstrategie beruht und somit ohne externes Signal umgesetzt wird. Beispielhaft sei hier die PV-Eigenverbrauchs-erhöhung oder Erbringung von Primärregelleistung basierend auf einer lokalen Messung genannt. [46]

### **Definition Flexibilitätspotenziale**

Die vorhandenen Flexibilitätspotenziale der einzelnen Technologien oder Anwendungen lassen sich nach [49] in verschiedene Kategorien bezüglich der Erschließbarkeit einteilen. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Arten in Anlehnung an [50] definiert. Das „theoretische Potenzial“ beschreibt das gesamte langfristig erschließbare Potenzial einer Anwendung. Dabei werden keine technischen, organisatorischen oder sonstigen Einschränkungen beachtet. Durch die Berücksichtigung von technischen Restriktionen ergibt sich das verminderte „technische Potenzial“. Eine Teilmenge des technischen Potenzials stellt das „wirtschaftliche Potenzial“ dar, welches berücksichtigt, ob eine Maßnahme/Technologie wirtschaftlich für den Betreiber ist. Zusätzlich zum wirtschaftlichen Potenzial gibt es ein akzeptiertes Potenzial, welches die Teilmenge des technischen Potenzials beschreibt, die vom Nutzer akzeptiert wird. Die Schnittmenge aus dem wirtschaftlichen und dem akzeptierten Potenzial beschreibt das „realisierbare Potenzial“. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass im Privatkundenbereich die Wirtschaftlichkeit nicht immer das entscheidende Argument ist, sondern zahlreiche weitere Faktoren die Entscheidung beeinflussen. Die Zusammenhänge der Potenziale sind in Abbildung 3-1 dargestellt.

Übertragen auf unidirektionale Elektrofahrzeuge wäre das theoretische Potenzial die gesamte Ladeenergiemenge aller Elektrofahrzeuge. Da nicht jederzeit für jedes Fahrzeug eine Lademöglichkeit mit hoher Leistung vorhanden ist, ergibt sich daraus das reduzierte technische Potenzial. Das wirtschaftliche Potenzial würde in diesem Fall die verfügbare Ladeleistung und Anzahl der Ladepunkte weiter reduzieren, da eine entsprechend überdimensionierte Ladeinfrastruktur mit sehr hohen Leistungen nicht wirtschaftlich ist. Zudem werden die Fahrzeugnutzer es beispielsweise nicht akzeptieren, wenn die Batterien für anstehende Fahrten nicht ausreichend geladen sind und somit gewisse Nutzungen der Flexibilität nicht tolerieren.

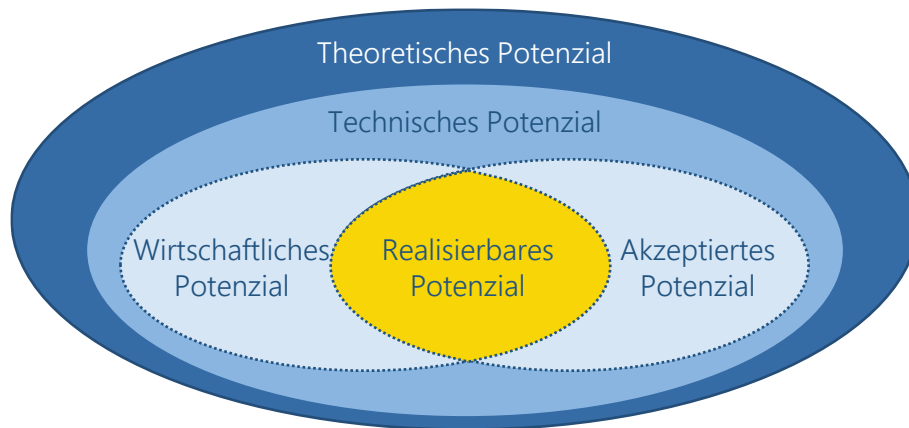


Abbildung 3-1: Abgrenzung und Zusammenhänge der unterschiedlichen Potenziale nach [51]

In dieser Arbeit werden im Weiteren mittels Szenarien, die neben den technischen Potenzialen unter anderem wirtschaftliche Faktoren beinhalten, die unterschiedlichen Flexibilitäten ins System integriert (siehe Abschnitt 4.3). Für die Erschließung der Flexibilität werden weitere Randbedingungen bezüglich der Akzeptanz im Modell abgebildet. Im Falle des beschriebenen Beispiels werden hierzu unterschiedliche Mindestladezustände (engl. State of Charge, SoC) z. B. 70 % bei Fahrtbeginn definiert. Somit werden durch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Restriktionen realisierbare Potenziale betrachtet.

### 3.2 Flexibilitätsoptionen

---

Nach den Begriffsdefinitionen werden im Weiteren die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen beschrieben. Die Liste möglicher Flexibilitätsoptionen ist sehr lang, da prinzipiell bei jedem steuerbaren Verbraucher oder Prozess Flexibilität durch Verschiebung bzw. Verlagerung des Verbrauchs bereitgestellt werden kann. In [52] werden insgesamt 26 mögliche Flexibilitätserbringer aufgeführt, welche in folgende Kategorien unterteilt sind:

- Lastmanagement in Haushalten (z. B. Steuerung von Wärmepumpen)
- Lastmanagement im Gewerbe (z. B. Kühlung)
- Lastmanagement in der Industrie (z. B. Aluminiumindustrie)
- Lastmanagement Elektromobilität
- Kraftwerke
- Speicher

Diese Liste kann an dieser Stelle in allen Kategorien beliebig weiter ausdifferenziert werden, da z. B. gerade in der Industrie die Flexibilität stark von den Prozessen und den Betriebsabläufen abhängig ist.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit liegt der Fokus auf den dezentralen Anlagen, welche aktuell in großer Anzahl in die Verteilnetze integriert werden [12]. Auch wenn diese Anlagen jeweils nur ein aus energiewirtschaftlicher Sicht kleines Potenzial von wenigen Kilowatt haben, ergibt sich durch die Erschließung von Hunderttausenden oder Millionen Anlagen

ein relevantes Potenzial [53]. Im Bereich der betrachteten Niederspannung kommen somit überwiegend die Kategorien Lastmanagement in Haushalten, im Gewerbe und Elektromobilität sowie Batteriespeicher in Frage. Im Rahmen dieser Arbeit sind automatisierte Steuerungen von Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern, welche keine direkte Nutzerinteraktion bedingen, im Fokus. Wie in [54] empfohlen, werden Lastmanagementmaßnahmen im Haushalt, wie beispielsweise das Verschieben von Waschvorgängen und sonstiger sogenannter weißer Ware (Kühlschränke etc.), auf Grund der geringen verschiebbaren Leistung nicht im Detail betrachtet. Ebenso wird auch Lastmanagement im Gewerbe-Sektor nicht weiter untersucht, da dies in der Niederspannungsebene überwiegend kleinere Gewerbe mit unterschiedlichsten Prozessen und individuellen Anforderungen sind, welche ein eher geringes Potenzial aufweisen. Neben dem Verschieben von Verbrauch (elektrischer Wärmebereitstellung) bzw. der Zwischenspeicherung von Energie in Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen wird als weitere Flexibilitätsoption die Abregelung von PV-Erzeugung betrachtet. PV-Anlagen können allerdings anders als konventionelle Kraftwerke den Strom nicht zu einem späteren Zeitpunkt erzeugen.

Bei Elektrofahrzeugen wird neben dem gesteuerten Laden, also dem Verschieben der Ladevorgänge, welches bereits heute Stand der Technik ist, auch das Entladen betrachtet. In diesem Fall dient die Batterie des Elektrofahrzeugs als Zwischenspeicher, der sowohl gelad als auch entladen werden kann. Dies wird üblicherweise als „bidirektionales Laden“ bezeichnet, da Energie in beide Richtungen fließen kann. Für die Rückspeisung von Strom aus dem Fahrzeug ins Stromnetz ist zudem der Begriff „Vehicle-2-Grid“ (V2G) gebräuchlich. Neben V2G sind auch die Begriffe „Vehicle-2-Home“ (V2H), wenn das Fahrzeug nur ins eigene Heimnetz (z. B. Gebäude) zurückspeist, oder „Vehicle-to-Business“ (V2B), für eine Rückspeisung in Liegenschaften mit registrierender Leistungsmessung (RLM), üblich (siehe Abschnitt 3.3). [55, 56]

Es handelt sich also bei den betrachteten Flexibilitäts-Erbringern und -Nutzern im Rahmen dieser Dissertation folglich um Verbraucher, die im Zuge der Energiewende durch Zubau einer PV-Anlage zu sogenannten Prosumern und nun zu Flexumern geworden sind und deren Anteil in den letzten Jahren stark gestiegen ist. Das Wort Prosumer setzt sich aus den Begrifflichkeiten Produzent (engl. producer) und Konsument (engl. consumer) zusammen. Aufbauend darauf wird in [11] der Begriff des Flexumers definiert, der seine Flexibilitätsoptionen vermarktet und so aktiv am Energiesystem teilnimmt. Der Flexumer wird dort als Treiber der Sektorkopplung durch Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrsbereichs beschrieben. [11, 57]

### 3.3 Relevante Use Cases für das Verteilnetz

---

Im Rahmen des Verbundforschungsprojekts „Bidirektionales Lademanagement“ (BDL) wurden in mehreren Workshops mit über 40 Expert:innen zahlreiche Use Cases für bidirektionale Elektrofahrzeuge identifiziert. Eine Auswahl davon ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Use Cases lassen sich nach Erlösart, Kundengruppe, Art der Regelung und Einsatzfelder unterscheiden.



Erlösart	Use Case	Kundengruppe	Regelung	Einsatzfeld
V2H 	Eigenverbrauchserhöhung	 	Lokal	Marktdienlich
	Tarifoptimiertes Laden/Entladen	 	Beides	Marktdienlich
V2B 	Spitzenlastkappung		Beides	Markt-/Netzdienlich
	Flottenmanagement		Beides	Marktdienlich
V2G 	Zeitliche Arbitrage	 	Zentral	Marktdienlich
	Primärregelleistung	 	Lokal	Systemdienlich
	Spitzenglättung	 	Lokal	Netzdienlich
	Variable Netzentgelte	 	Beides	Netzdienlich
	Redispatch	 	Zentral	System-/Netzdienlich
	Blindleistungsbereitstellung	 	Beides	System-/Netzdienlich
	Notstromversorgung	 	Lokal	
	Powerbox		Lokal	

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

Abbildung 3-2: Übersicht der Use Cases im BDL-Projekt unterteilt nach Erlösart, relevanter Kundengruppe, Ort der Regelung und Einsatzfeld nach [58]

Die möglichen Erlösarten sind V2G, V2H und V2B. Bei V2H und V2B werden die Einsparungen bzw. Erlöse direkt ohne weitere Verträge oder Handelsbeziehungen durch Veränderung des Lastgangs erzielt. In den V2G Use Cases bedarf es weiterer Akteure, wie beispielsweise Aggregatoren, die die Einsparungen oder Erlöse an die Fahrzeugbesitzer als Gegenleistung zur Flexibilitätsbereitstellung weitergeben.

Bei den Kundengruppen wird zwischen Privat- und Gewerbekunden, welche sich nur durch die entsprechende Netzentgeltsystematik unterscheiden, getrennt. Bei Gewerbekunden mit RLM, welche 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 [59].

Weiterhin wird beim Ort der Regelung zwischen einer lokalen Regelung, wie beispielsweise der PV-Eigenverbrauchserhöhung, bei der am Netzverknüpfungspunkt (NVP) eine Nulllastregelung stattfindet, und einer zentralen Steuerung/Regelung aus einem Backend, wie beispielsweise bei der zeitlichen Arbitrage, unterschieden.

Die Einsatzfelder von Flexibilität im Energiesystem lassen sich in die drei Hauptkategorien markt-, system- und netzdienlich unterteilen, wobei die Übergänge zwischen den Kategorien, vor allem den letzten beiden, fließend sind [47].

**Marktdienliche Flexibilität** beschreibt die Nutzung der Flexibilität zur Optimierung der Energiebeschaffungskosten bzw. zur Erzielung von Gewinnen durch Kauf und Verkauf von Energie zu unterschiedlichen Preisen. Die Vermarktung kann an verschiedenen Handelsplätzen oder mit unterschiedlichen Partnern erfolgen. Mögliche Use Cases sind das Ausnutzen von zeitlich unterschiedlichen Strompreisen (zeitliche Arbitrage) oder Stromtarifen (tarifoptimiertes Laden/Entladen) ohne Rückspeisung ins Netz.

**Systemdienliche Flexibilität** beschreibt die Nutzung der Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität überwiegend durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), welche nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Wahrung der Systemverantwortung verpflichtet sind. Hierunter fallen die Systemdienstleistungen Frequenz- und Spannungshaltung sowie die Betriebsführung und der Versorgungswiederaufbau (Primärregelleistung und Blindleistungsbereitstellung). Zu den Betriebsführungsaufgaben zählt auch das Einspeisemanagement, wozu nach § 14 EnWG auch Verteilnetzbetreiber (VNB) berechtigt sind. [60]

**Netzdienliche Flexibilität** beschreibt die Nutzung der Flexibilität durch Netzbetreiber zur Vermeidung kritischer Netzzustände bzw. Behebung von Netzengpässen, z. B. einer überlasteten Leitung. In diesem Fall ist somit auch der Wirkort bzw. der Anschlusspunkt der Flexibilität entscheidend, denn vereinfacht gesprochen kann nur eine Flexibilität hinter einem Engpass diesen lösen.

Da der Begriff Netzdienlichkeit vielschichtig verwendet wird und zahlreiche Parameter und Bestandteile davon betroffen sind, wurde in [60] vom Autor dieser Arbeit eine Definition vorgestellt. Diese beinhaltet, dass ein Flexibilitätseinsatz nur dann netzdienlich ist, wenn er in keinem anderen Netz zu einem zusätzlichen Engpass führt. Als Bezugsgröße wurden die Netzkosten gewählt, da diese sowohl die Kosten zur Reduktion von Engpässen und für den Netzausbau als auch die Betriebsführung beinhalten. Die Definition lautet wie folgt:

*„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.“* [60]

Der netzdienliche Flexibilitätseinsatz lässt sich je nach Zielsetzung in die drei Kategorien Vergleichmäßigung der Netzlast, präventive und kurative Engpassbehebung einteilen. Die Vergleichmäßigung der Netzlast erfolgt durch preisliche Anreize. Ein Beispiel hierfür sind Leistungspreise für die Jahreshöchstlast gemäß § 17 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung, welche von Verbrauchern mit registrierender Lastgangmessung zu bezahlen sind [61] (siehe Use Case Spitzenlastkappung). Ein weiteres Beispiel ist der Baukostenzuschuss, welchen Anschlussnehmer bei der Errichtung oder Verstärkung eines Netzanschlusses gemäß § 11 Abs. 3 Netzanschlussverordnung ab einer Anschlussleistung größer 30 kW zu tragen haben. Durch die Beteiligung an den Ausbaurkosten wird somit ein Anreiz zu einer sparsamen Netzanschlussdimensionierung gegeben. Die präventive Netzengpassbehebung hingegen versucht durch Prognosen der Netzauslastung und daraus abgeleiteten monetären Anreizen die prognostizierten Engpässe durch entsprechenden Flexibilitätseinsatz zu vermeiden. Eine mögliche Ausgestaltung hiervon sind variable Netzentgelte, welche entsprechend der prognostizierten Auslastung angepasst werden (siehe Use Case Variable Netzentgelte) [62]. Die dritte Möglichkeit der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung ist die kurative Netzengpassbehebung. Dabei wird die Flexibilität im Falle eines Netzengpasses verwendet, um diesen zu beheben. Hierzu wird vorab kontrahierte

Flexibilität durch den VNB abgerufen. Eine mögliche Umsetzung davon ist das Modell der Spitzenglättung (siehe Use Case Spitzenglättung), bei dem der VNB die Leistung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen reduzieren kann [63]. Eine Übersicht der drei unterschiedlichen netzdienlichen Flexibilitätsnutzungen und deren Einsatzreihenfolge ist in Abbildung 3-3 dargestellt. Zudem sind die unterschiedlichen Netzzustände gemäß dem BDEW-Ampelmodell gekennzeichnet [64, 65].

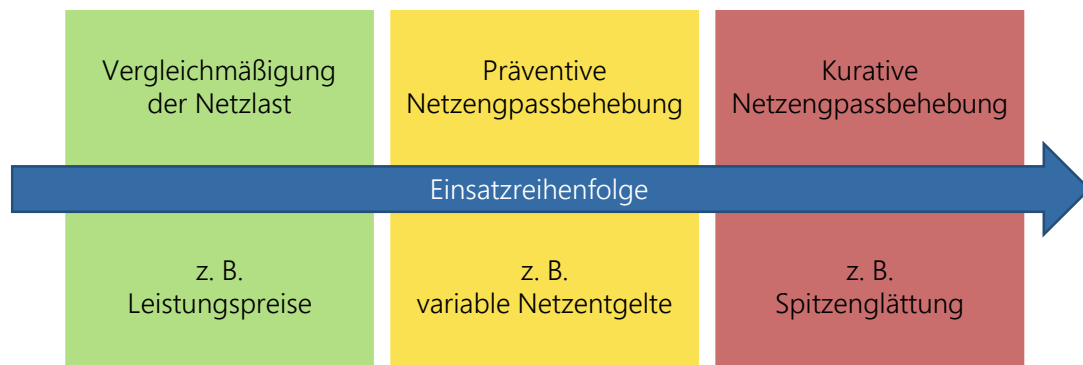


Abbildung 3-3: Arten der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung und deren Einsatz entsprechend der BDEW Ampelphasen nach [65]

Da nicht alle beschriebenen Use Cases relevant für die Netzbelastung im Verteilnetz sind, werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Use Cases nachstehend genauer definiert und beschrieben. Die Use Cases lassen sich weiterhin in zwei Gruppen unterteilen. In der ersten Gruppe erfolgt die Optimierung bzw. der Flexibilitätseinsatz rein aus Nutzersicht (PV-Eigenverbrauchserhöhung, tarifoptimiertes Laden/Entladen, zeitliche Arbitrage und Spitzenlastkappung) und unabhängig von der lokalen Netzsituation. In der zweiten Gruppe wird zusätzlich der Netzzustand berücksichtigt und Möglichkeiten zur Vermeidung von Netzengpässen betrachtet (variable Netzentgelte und Spitzenglättung). Beim Use Case Blindleistungsbereitstellung wird je nach Ausgestaltung der aktuelle Netzzustand in Form der Spannung berücksichtigt oder nicht.

### PV-Eigenverbrauchserhöhung

Der erste betrachtete Use Case ist die PV-Eigenverbrauchserhöhung und wird im Weiteren als V2H bezeichnet, da in dieser Arbeit der Fokus auf Elektrofahrzeugen liegt. Durch den entsprechenden Einsatz der Flexibilitäten wird versucht möglichst viel selbsterzeugte PV-Energie direkt zu verbrauchen oder für einen späteren Zeitpunkt zwischenspeichern. Dieser Use Case ist für alle Besitzer von PV-Anlagen interessant, deren Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unter den aktuellen Stromkosten liegt. Auf Grund der stetig sinkenden EEG-Vergütung und den im Gegensatz dazu steigenden Strompreisen ist dieser Use Case für eine zunehmende Anzahl von Kunden wirtschaftlich attraktiv. Seit 2012 ist der durchschnittliche Haushaltsstrompreis höher als die entsprechende EEG-Vergütung, weswegen bei neueren PV-Anlagen ein Direktverbrauch gegenüber einer Volleinspeisung wirtschaftlich vorteilhaft ist [58]. Dieser Zeitpunkt, an dem Strompreis und EEG-Vergütung gleich hoch sind, wird auch als Netzparität bezeichnet.

### **Tarifoptimiertes Laden/Entladen**

In diesem Use Case wird analog zur PV-Eigenverbrauchserhöhung durch die Nutzung der Flexibilität ein Preisunterschied im Stromtarif ausgenutzt. Im einfachsten Fall ist dies ein Tarif mit zwei unterschiedlichen Tarifstufen (Hoch-/Niedertarif), die zu festen Uhrzeiten gelten. In den letzten Jahren werden zudem auch vermehrt variable Tarife angeboten, welche die Börsenpreise abbilden und jeweils einen Tag im Voraus bereitgestellt werden [66, 67]. Für beide Formen sind spezielle Stromzähler (Zwei-Tarifzähler bzw. intelligente Messsysteme) notwendig, welche eine entsprechende Erfassung der Energiemenge in der Auflösung der geltenden Preise ermöglichen. Auf Grund der unterschiedlichen Strompreisbestandteile, wobei die Energiebeschaffung für mittlere Haushaltskunden nur 26,3 % des Strompreises bzw. 8,59 ct/kWh ausmacht, ist eine Rückspeisung ins öffentliche Netz in diesem Use Case wirtschaftlich nicht vorteilhaft. Die weiteren Strompreisbestandteile sind Netzentgelte, Steuern (Stromsteuer und Umsatzsteuer), Abgaben (Konzessionsabgabe) und Umlagen (z. B. EEG, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) (kurz STAU) [68]. Es findet daher nur eine Rückspeisung in die Kundenanlage zu Zeiten mit hohen Bezugspreisen statt. Im Weiteren wird dieser Use Case, da er auch in Kombination mit der PV-Eigenverbrauchserhöhung durchgeführt werden kann, als V2H+ bezeichnet.

### **Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)**

Dieser Use Case basiert ebenfalls auf variablen Strompreisen. Im Gegensatz zum tarifoptimierten Laden/Entladen wird in diesem Use Case allerdings von einem angepassten regulatorischen Rahmen ausgegangen, bei dem für rückgespeiste Energie eine STAU-Befreiung gilt und somit bei ausreichend großen Preisunterschieden eine Rückspeisung ins öffentliche Netz aus Kundensicht wirtschaftlich attraktiv ist [69]. Die Umsetzung dieses Use Cases führt aus Systemsicht zu einer Glättung der Börsenpreise und indirekt zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energien, welche häufig mit niedrigen Börsenpreisen korrelieren [70]. Aus den genannten Gründen wird dieser Use Case in den folgenden Szenarien V2G genannt.

### **Spitzenlastkappung**

Das Ziel dieses Use Cases ist es die Jahreshöchstlast durch gesteuertes Laden/Entladen zu minimieren. Die Senkung der Jahreshöchstlast ist insofern wirtschaftlich interessant, da Verbraucher mit einer registrierenden Leistungsmessung gemäß § 17 Abs. 2 Stromnetz-entgeltverordnung einen Leistungspreis hierfür zu bezahlen haben [59]. Durch Reduktion der Jahreshöchstlast ergeben sich somit Einsparungen bei den Leistungskosten. Dies kann erreicht werden, indem in Zeiten mit der höchsten Last die Elektrofahrzeuge entladen und zu Zeiten mit geringerer Last (wieder) geladen werden.

### **Variable Netzentgelte**

Bei variablen Netzentgelten handelt es sich um zeitlich unterschiedlich hohe Netzentgelte, welche im Allgemeinen in die drei Klassen zeitlich variabel, engpassorientiert und marktpreisgekoppelt unterteilt werden können [62]. Im Rahmen dieser Arbeit werden (wie in [71] empfohlen) engpassorientierte Netzentgelte, welche basierend auf der Transformatorauslastung bestimmt werden, betrachtet (siehe Abschnitt 6.5.1). Es wird somit die Anwendung

von Preisanreizen zur Reduktion von kritischen Netzbelastungsfällen durch Vergleichmäßigung der Last analysiert. Durch die variablen Netzentgelte wird die vorhandene Flexibilität genutzt um den Verbrauch in Zeiten mit niedrigen Netzentgelten zu verschieben und in Zeiten mit hohen Netzentgelten die Last ggf. durch Ausspeicherung zu reduzieren.

### **Spitzenglättung**

Der Use Case Spitzenglättung ist eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG (steuerbare Verbrauchseinrichtung in der Niederspannung) [63]. Er erlaubt es dem Verteilnetzbetreiber in kritischen Netzsituationen bzw. in der roten Ampelphase des BDEW-Ampelmodells die Leistung von Flexibilitäten zu reduzieren [64]. In [63] werden verschiedene Ansätze und Entwicklungsstufen bezüglich der Steuerbarkeit vorgestellt, welche in Branchendialogen diskutiert wurden. Die Ansätze unterscheiden sich darin, ob die Leistungsbegrenzung nur für die flexiblen Anlagen (teilflexibler Kunde) oder für den kompletten Hausanschluss (vollflexibler Kunde) gilt. In letzterem Fall ist die Begrenzung vom Anschlussnehmer beispielsweise durch ein Heim-Energiemanagement-System (HEMS) einzuhalten. Ein weiterer Diskussionspunkt ist, wie häufig und in welchem Umfang (z. B. maximal zwei Stunden pro Tag) die Leistungsbegrenzung erfolgen darf sowie mit welcher Vorlaufzeit diese anzukündigen ist. Prinzipiell lässt sich dieser Use Case mit den obigen nutzerorientierten Use Cases kombinieren, da die Netzbetreibereingriffe nur selten und zeitlich stark begrenzt auftreten sollten.

### **Blindleistungsbereitstellung**

Zahlreiche neue Komponenten, welche über Umrichter verfügen, ermöglichen ein gesteuertes Blindleistungsverhalten. Im Bereich der Erzeugungsanlagen gibt es von den Netzbetreibern Vorgaben bezüglich des Blindleistungsverhaltens (vgl. VDE-AR-N 4105) [72]. Dieses Potenzial der Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung besteht auch bei Batteriespeichern und Gleichstrom-Ladestationen für Elektrofahrzeuge, in welchen ein Umrichter verbaut ist. Somit kann die Netzintegration dieser Komponenten erleichtert werden. Alternativ zu verpflichtenden Regelungen wird auch die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung diskutiert [73]. An solch einem Blindleistungsmarkt könnten auch die Flexibilitätsoptionen teilnehmen.

Die weiteren in Abbildung 3-2 dargestellten Use Cases werden im Rahmen dieser Arbeit aus den folgenden Gründen nicht detaillierter betrachtet:

1. Das Marktvolumen des Use Cases ist begrenzt und somit eine flächendeckende Anwendung von zahlreichen Flexibilitätsoptionen sehr unwahrscheinlich. Eine niedrige Teilnahmequote an einem Use Case hat auf Grund der geringen resultierenden Gleichzeitigkeit keinen großen Einfluss auf die Netzbelastung, sofern keine lokalen Häufungen auftreten (Primärregelleistung, Redispatch).
2. Die Use Cases werden nur im Falle von Stromausfällen (Notstromversorgung) oder abseits des Stromnetzes (Powerbox) angewendet.

In der Praxis ist oftmals eine Kombination mehrerer Use Cases, Multi-Use genannt, möglich. Beispielsweise ist eine Kombination von PV-Eigenverbrauchserhöhung mit tarifoptimierten Laden naheliegend. Dabei wird die aus dem Netz bezogene Energie in Zeiten mit niedrigen

Preisen nachgeladen bzw. die Speicher in Zeiten hoher Strompreise entladen. Zusätzlich kann parallel der Use Case Spitzenglättung umgesetzt werden. In Abhängigkeit der Use Case Ziele und der aktuellen Netzsituationen kann es jedoch auch zu Zielkonflikten bei Multi-Use Anwendungen kommen. Im genannten Beispiel kann es lokal in einzelnen Netzen trotz niedriger Strompreise (globale Preise) zu Überlastungen kommen. Somit ergibt sich ein Konflikt zwischen dem Ziel des Use Cases tarifoptimiertes Laden (Erhöhung der Last) und der Anwendung der Spitzenglättung (Reduktion der Last). In solchen und ähnlichen Fällen ist es wichtig eine Priorisierung der Use Cases durchzuführen. In diesem Fall hat der Use Case Spitzenglättung Priorität, da die Reduktion der Leistung vertraglich geregelt ist. Eine Analyse von möglichen Konflikten wird in [74] diskutiert. Falls die Use Cases aus Netz- und Systemsicht eine gleiche Priorität haben, würde sich ein Kunde für die monetär vorteilhaftere Variante entscheiden.

### 3.4 Erschließung mittels intelligenter Messsysteme

---

Ein wesentlicher Baustein für die Integration der erneuerbaren Energien und der Flexibilitätsoptionen in das Energiesystem ist die Digitalisierung. Die Grundlage für eine flächendeckende Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur bildet das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW) aus dem Jahr 2016 [75]. Ein Kernelement darin ist das Thema Smart Metering. Ein intelligentes Messsystem (iMSys) (oft auch Smart Meter genannt) setzt sich aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW) zusammen. Die moderne Messeinheit ist ein digitales Messsystem zur Erfassung des Elektrizitätsverbrauchs und ersetzt den bisher üblichen Ferraris-Zähler. Das SMGW dient als Kommunikationseinheit und ist unter anderem für die Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung und Speicherung von Messwerten zuständig.

Das iMSys ermöglicht die Umsetzung unterschiedlicher Funktionen wie beispielsweise eine detaillierte Messwerterhebung oder die Übermittlung von Schaltbefehlen. Für die Messwerterfassung sind bislang 14 verschiedene Tarifierungsfälle (TAFs) definiert, wovon aktuell sieben zur Verfügung stehen. Die TAFs unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich der Messgrößen, Zeitauflösung, Versandhäufigkeit und Gültigkeit [76]. Diese TAFs ermöglichen somit auch die Abrechnung von variablen Tarifen mit unterschiedlichen Preisstufen und sind die Basis für einige der beschriebenen Use Cases.

Zudem können über das SMGW Steuerbefehle an steuerbare lokale Systeme (Controllable Local Systems, kurz CLS) versandt werden, wodurch über diese Infrastruktur beispielsweise Erzeugungsanlagen oder Flexibilitätsoptionen gesteuert werden können [76]. Diese Möglichkeit soll nach § 21 Abs. 1 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zukünftig für die Übertragung von Steuersignalen, beispielsweise bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (nach § 14a EnWG), verwendet werden. Somit soll sukzessive die bisherige unidirektionale Steuerung durch ein digitales, bidirektionales Kommunikationssystem ersetzt werden. Eine Übersicht über die technischen Spezifikationen und Anforderungen sowie die Kommunikationsinfrastruktur ist in [77] zu finden.

Die iMSys werden gemäß § 29 Abs. 1 MsbG bei allen Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh sowie bei steuerbaren Verbrauchern nach § 14a EnWG und bei

Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung über sieben Kilowatt verpflichtend eingebaut, sofern die technische Möglichkeit nach § 30 MsbG festgestellt wurde. Durch diesen Rollout werden zukünftig zahlreiche Letztverbraucher mit Flexibilitätsoptionen an diese Infrastruktur angeschlossen und deren Flexibilitätsoptionen somit darüber steuerbar sein.

### 3.5 Zusammenfassung

---

Als Grundlage wurde zunächst der Begriff Flexibilität im Kontext der Energiewirtschaft definiert. Es handelt sich verkürzt dargestellt um eine Leistungsänderung für einen definierten Zeitraum. Aufbauend auf dieser Definition wurden die unterschiedliche Potenzialbegriffe – theoretisches, technisches, wirtschaftliches, akzeptiertes und realisierbares Potenzial – eingeführt. Die Simulationen im Rahmen dieser Dissertation bilden durch die Erstellung von Szenarien und die Beachtung von Nutzerinteressen realisierbare Potenziale ab.

Im Anschluss an die Begriffsdefinitionen wurden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen beschrieben und die davon relevanten für die weiteren Analysen ausgewählt. Mit Fokus auf die Niederspannungsebene sowie den dort vorhandenen Flexibilitätsoptionen und deren Steuerungsmöglichkeiten, werden im Weiteren (bidirektionale) Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und Anlagen zur elektrischen Wärmebereitstellung sowie PV-Anlagen betrachtet. Für diese Flexibilitätsoptionen werden in Abschnitt 4.3 Szenarien entwickelt und in Kapitel 5 die Grundlagen (Energiebedarfe und Randbedingungen) für deren flexible Modellierung in den Abschnitten 6.4 und 6.5 beschrieben.

Im Abschnitt 3.3 wurden unterschiedliche Use Cases vorgestellt und diskutiert. Hierzu wurden die Kategorien markt-, system- und netzdienliche Flexibilität eingeführt. Da der Begriff Netzdienlichkeit vielschichtig verwendet wird, erfolgte hierzu eine weitere Begriffsdefinition. Die netzdienlichen Flexibilitätseinsätze lassen sich je nach zeitlichem Vorlauf und Zielsetzung in die drei Arten Vergleichmäßigung der Netzlast sowie präventive und kurative Netzengpassbehebung einteilen. Im Weiteren wurden die Use Cases im Detail beschrieben, welche potenziell einen relevanten Einfluss auf die Netzbelastung in der Niederspannungsebene haben. Dies sind die Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung, tarifoptimiertes Laden/Entladen, zeitliche Arbitrage, Spitzenlastkappung, variable Netzentgelte und Spitzenglättung (als Weiterentwicklung des § 14a EnWG). Diese Use Case Beschreibungen dienen als Grundlage für die entsprechenden Modellweiterentwicklungen, welche in den Abschnitten 6.4 und 6.5 beschrieben werden.

Abschließend wurden die Möglichkeiten zur Erschließung der Flexibilitätsoptionen und Use Cases mittels intelligenter Messsysteme dargestellt. Hierzu wurden die gesetzlichen Grundlagen für den Rollout der iMSys sowie deren Möglichkeiten hinsichtlich der Abrechnung und Steuerung beschrieben.

## 4 Zukünftige Versorgungsaufgabe der Verteilnetze

Das deutsche Stromnetz lässt sich in das Übertragungs- und Verteilnetz unterteilen. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung großer Energiemengen über weite Strecken, wohingegen das Verteilnetz für die Verteilung der Energie bis zu den Kunden zuständig ist. Weiterhin lassen sich die Netzebenen in die vier Spannungsebenen Höchst- (220/380 kV), Hoch- (60 – 110 kV), Mittel- (6 – 30 kV) und Niederspannung (230 / 400 V) unterteilen, wobei letztere drei dem Verteilnetz zugeordnet sind. Die unterschiedlichen Netzebenen sind über Transformatoren bzw. Umspannwerke, in denen die Spannung entsprechend umgewandelt wird, miteinander verbunden. Hierdurch ergeben sich somit insgesamt sieben Netzebenen, wobei Netzebene eins die Höchst- und sieben die Niederspannung ist.

Historisch wurde das Netz so konzipiert, dass in wenigen großen Kraftwerken, wie beispielsweise Kohle- oder Kernkraftwerken, die Energie erzeugt und dann über die Netze zu den Verbrauchern transportiert und in den unteren Spannungsebenen verteilt wurde. Es herrschte folglich ein bekannter Energiefluss von einigen zentralen Punkten zu den Verbrauchern. Durch den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise Windenergie- oder PV-Anlagen, welche dezentral Energie erzeugen, haben sich in den letzten Jahren die Anforderungen an die Stromnetze stark verändert. Dies gilt insbesondere für die Verteilnetze, an die der Großteil der PV-Anlagen angeschlossen ist. [78]

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors wird sich die Lastsituation im Verteilnetz in den nächsten Jahren stark verändern. Besonders betroffen sind hiervon die Niederspannungsnetze, in denen die meisten dezentralen Flexibilitätsoptionen angeschlossen werden. Elektrofahrzeuge mit, im Vergleich zu klassischen Haushaltsverbrauchern, hohen Ladeleistungen und Wärmepumpen, auf Grund Ihrer Temperaturabhängigkeit mit tendenziell hoher Gleichzeitigkeit, sorgen für hohe Leistungszuwächse, auf welche das zukünftige Verteilnetz entsprechend ausgelegt werden muss [12, 79]. Aus diesen Gründen liegt der Fokus der Arbeit auf den Netzebenen sechs und sieben, also dem Transformator zwischen Mittel- und Niederspannung, häufig als Ortsnetztransformator (ONT) bezeichnet, und dem Niederspannungsnetz, das gewöhnlicherweise Wohngebäude und Gewerbe versorgt.

Zur Untersuchung dieser Fragestellungen werden im Rahmen dieser Arbeit mehrere tausend Niederspannungsnetze für das verwendete Simulationsmodell aufbereitet (siehe Abschnitt 4.1). Im nächsten Schritt werden die Netztopologien, bestehend aus den elektrotechnischen Kennwerten, mit der aktuell herrschenden Belastungssituation verknüpft. Hierzu werden sowohl Last- (Energieverbrauch) als auch Erzeugungsdaten verwendet (siehe Abschnitt 4.2). Eine Übersicht der Methodik für die Netzdatenkonvertierung und die Zuweisung der Verbraucher und Erzeuger ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Zur Validierung, ob das Netz rechenfähig ist und die zugewiesenen Erzeuger und Verbraucher plausibel sind, wird für jedes Netz eine Validierungssimulation, sowohl im Starklastfall als auch im Einspeisefall, durchgeführt.



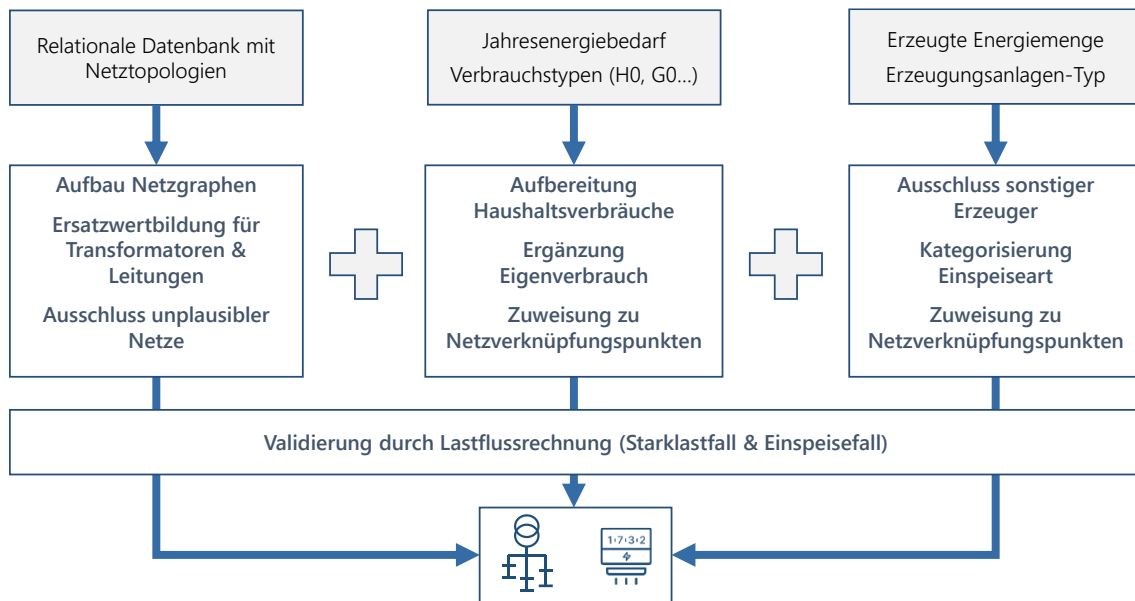


Abbildung 4-1: Methodik zur Erzeugung der Netzgraphen und Verknüpfung dieser mit den aktuellen Erzeugungsanlagen und Energieverbräuchen nach [80]

Aufbauend darauf werden regional hochaufgelöste Szenarien für die Belastungssituation für die Jahre 2025 – 2050 in Fünf-Jahresschritten für die Netze erstellt (Abschnitt 4.3). Der Fokus der Szenarien liegt auf Erzeugungsseite auf PV-Dachanlagen. Auf der Verbrauchsseite werden Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge detailliert betrachtet. Zusätzlich werden Batteriespeicher und elektrische Speicherheizungen berücksichtigt. Teile der folgenden Abschnitte wurden bereits in [80] veröffentlicht.

#### 4.1 Netztopologien

Zur Untersuchung zukünftiger Netzbelastungen ist eine fundierte Datengrundlage und je nach Ziel der Untersuchung eine angepasste Herangehensweise essenziell. In [81] sind hierzu verschiedene Herangehensweisen aufgeführt. Prinzipiell lassen sich die Untersuchungen in der Literatur in drei Klassen unterteilen. Erstens „Generische Netze“, welche aus statistischen Kennwerten gebildet werden. Zweitens „Typnetze“ oder „Repräsentative Netze“, welche mittels Clusterverfahren erstellt werden. Je Cluster wird am Ende des Verfahrens ein tatsächlicher Repräsentant, z. B. der Cluster-Mittelpunkt oder ein synthetischer Repräsentant, basierend auf den typischen Kennwerten, ausgewählt. Drittens die Abbildung realer Netzgebiete.

Für die erste Variante spricht die Einfachheit und die Möglichkeit zur Erstellung von Netzen auch bei geringer Datengrundlage. In diesem Fall werden basierend auf statistischen Werten, wie beispielsweise der typischen Netzlänge, Anzahl der Stränge und Anzahl der Verbraucher, mittlere Netze synthetisiert. Auf Grund der zahlreichen Annahmen, die zu treffen sind, ist allerdings eine reale Netzabbildung mit den unterschiedlichen in der Realität vorkommenden Ausprägungen nur begrenzt möglich. Dieser Ansatz wird beispielsweise in [82] oder [83] verwendet.

In der Literatur findet oft der zweite Ansatz Anwendung, da durch eine geeignete Auswahl an typischen Netzen die Anzahl der zu berechnenden Netze wesentlich reduziert werden kann und sich somit mit geringerem Rechenaufwand aussagekräftige Ergebnisse erzeugen lassen können. Eine detaillierte Übersicht zur Erstellung und Differenzierung typischer bzw. repräsentativer Netze ist in [84] beschrieben. Beispiele für typische Netze sind darüber hinaus in [85] oder [86] zu finden. Ein Nachteil bei typischen Netzen hingegen ist es, dass meist nur die Netztopologie bekannt ist und somit keine Verknüpfung mit der aktuellen Belastungssituation möglich ist.

Aus den genannten Gründen und den stetig steigenden Rechenkapazitäten werden im weiteren reale Netztopologien, welche von der Bayernwerk Netz GmbH (Bayernwerk) zur Verfügung gestellt wurden, entsprechend aufbereitet. Das prinzipielle Verfahren lässt sich mit dem aus [78] vergleichen, wobei, auf Grund der Qualität der bereitgestellten Daten auf den ersten Schritt, die Digitalisierung der Daten, verzichtet werden konnte.

### 4.1.1 Datengrundlage

---

Im Rahmen des BDL-Projekts wurde vom Bayernwerk zur Analyse der zu erwartenden Netzbelastungen eine Stichprobe von ca. 6.400 Niederspannungsnetzen inkl. ihren elektrischen Kennwerten bereitgestellt. Die Netzgebiete stammen aus verschiedenen Regionen Bayerns und bei der Auswahl wurde darauf geachtet, dass unterschiedliche Versorgungssituationen, wie beispielsweise ländliche, vorstädtische und städtische Gebiete enthalten sind. Eine Übersicht über das Netzgebiet des Bayernwerks und der räumlichen Verteilung der bereitgestellten Daten ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Hierbei wird ersichtlich, dass die Stichprobe über das gesamte Versorgungsgebiet verteilt ist. Das Versorgungsgebiet umfasst weite Teile Bayerns mit Ausnahme der Regierungsbezirke Mittelfranken und Schwaben sowie zahlreichen großen Städten in denen regionale Stadtwerke (z. B. München) die Stromnetze betreiben. Es sind somit keine Netze aus Großstädten in der Stichprobe enthalten.

Zusätzlich sind in Abbildung 4-2 zwei detaillierte Ausschnitte dargestellt. Der obere zeigt, dass die Stichprobe aus räumlich zusammenhängenden Transformatoren mit unterlagerten Netzgebieten besteht. Die zweite Detaildarstellung zeigt exemplarisch den Verlauf von Leitungen in einem Wohngebiet.

Die Daten wurden in Form von relationalen Datenbanktabellen je Netz-Komponente (Transformatoren, Transformatoren-Sammelschienen, Verteilerkästen-Sammelschienen, Leitungen, Hausanschluss-Leitungen (HA-Leitungen), Netzverknüpfungspunkte und Einspeisepunkte) zur Verfügung gestellt und durch Verknüpfung der Tabellen zu rechenfähigen Netzmodellen aufbereitet.

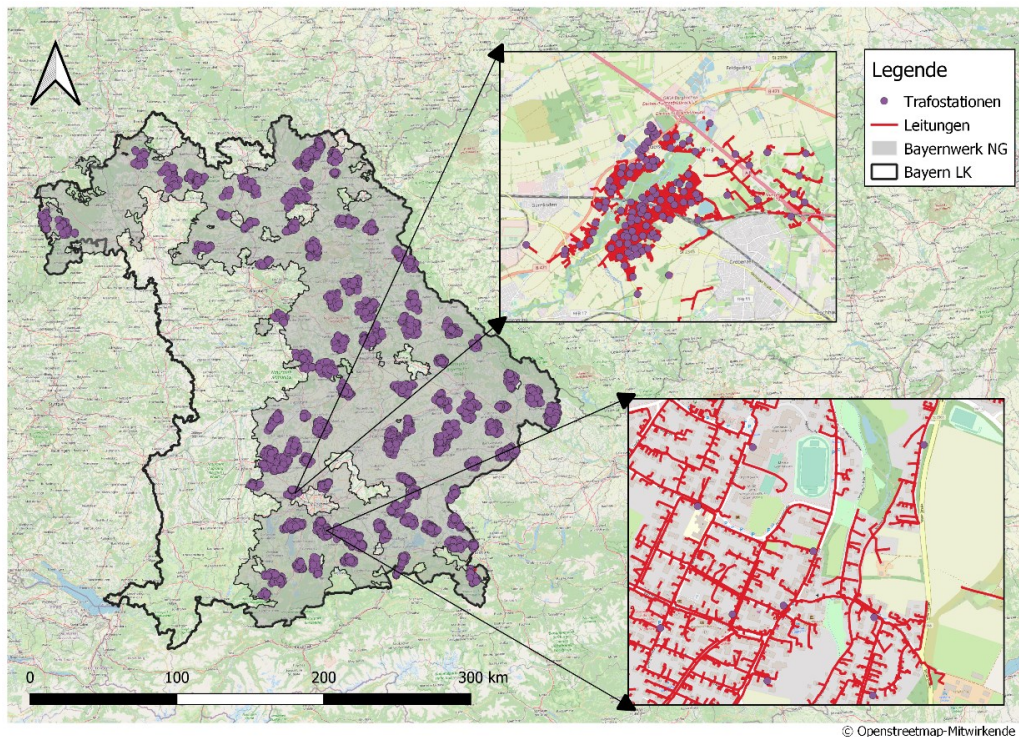


Abbildung 4-2: Darstellung des Bayernwerk Netzgebiets und der räumlichen Verteilung der bereitgestellten Netzdaten, sowie ein exemplarischer Ausschnitt mehrerer zusammenhängender Netzgebiete

#### 4.1.2 Erstellung der Netzgraphen

Ziel der Erstellung der Netzgraphen ist es rechenfähige Netzmodelle als textbasierte Knoten-Kantenmodelle für das Lastflussberechnungsmodell OpenDSS zu erzeugen [87]. Hierzu sind die unterschiedlichen Datenbanktabellen entsprechend logisch zu verknüpfen. Im Folgenden wird der Prozess zur Aufbereitung an einem Netz beschrieben.

Ein vereinfachtes Netz mit allen wesentlichen Komponenten ist in Abbildung 4-3 dargestellt. Beginnend mit der Transformatorstation wird zunächst überprüft, ob in dieser Station nur ein Transformator vorhanden bzw. eine klare Zuordnung zu einem Niederspannungsnetzgebiet möglich ist und ob dessen Scheinleistung bekannt ist. Falls einer der Punkte dieser Überprüfung nicht zutrifft, wird das Netzgebiet ausgeschlossen, da einerseits die Verschaltung mehrerer Transformatoren nicht automatisiert ausgelesen werden kann und andererseits die Scheinleistung ein essenzieller Wert für die folgende Bewertung der Netzauslastung ist. Im zweiten Schritt wird der Transformator mit der zugehörigen Sammelschiene verknüpft und von dort sukzessive der Leitungsbaum durch Verknüpfung der einzelnen Teilleitungen über die Knoten vervollständigt. Zwischen den einzelnen Leitungen können Verteilerkästen inkl. zugehöriger Sammelschienen verbaut sein. Des Weiteren wird in den Daten zwischen Leitungen und HA-Leitungen unterschieden. HA-Leitungen führen im Normalfall zu einem Verbrauchs- oder Einspeiseknoten, im weiteren als Netzverknüpfungspunkt oder Hausanschluss bezeichnet. Für die Simulation ist deren Unterscheidung jedoch nicht weiter relevant. Bei den Verteilerkästen ist das entscheidende, dass die richtigen Leitungen verknüpft und somit die Netzgraphen korrekt aufgebaut werden.

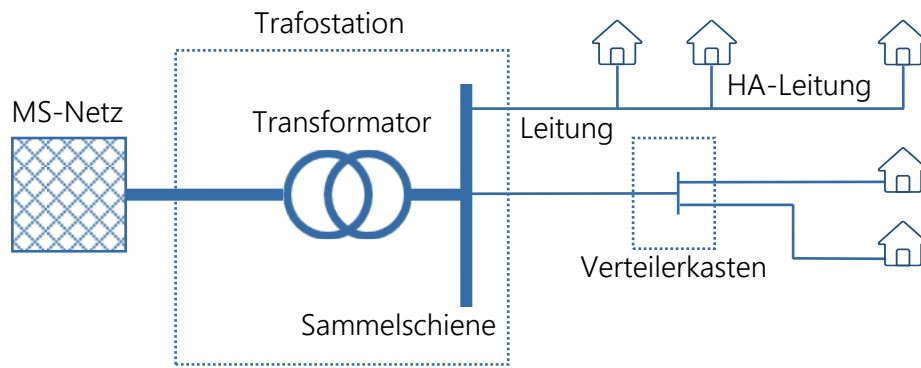


Abbildung 4-3: Vereinfachte Darstellung eines Niederspannungsnetzes mit den wesentlichen Komponenten

Zur Überprüfung wird nach dem Erstellen des Netzgraphen geprüft, ob weitere Leitungen oder NVPs, die nicht elektrisch verknüpft werden konnten, diesem Netzgebiet zugeordnet sind. Falls dies der Fall ist, wird die Konvertierung des Netzgebiets als fehlerhaft markiert und für die weitere Betrachtung ausgeschlossen.

#### 4.1.3 Elektrische Kennwerte der Netzbetriebsmittel

---

Im Anschluss an die Erstellung des vollständigen Netzgraphen erfolgt die Zuweisung der elektrischen Kennwerte je Betriebsmittel aus den bereitgestellten Datenbanken.

Bei 83,8 % der Transformatoren waren alle elektrischen Kennwerte (z. B. Kurzschlussspannung, Kurzschluss- oder Leerlaufverluste) vorhanden und plausibel. Die restlichen 16,2 % der Transformatoren werden in Abstimmung mit Bayernwerk durch abgeleitete Standardtransformatoren je Leistungsklasse modelliert, da die elektrischen Kennwerte von Transformatoren im Gegensatz zu denen von Leitungen nur einen geringen Einfluss auf den Spannungsabfall im jeweiligen Netz haben. Zudem sind bei 18,1 % der Transformatoren deren Schaltgruppe nicht eindeutig erfasst bzw. werden diese nicht vom Simulationsmodell unterstützt. Die Schaltgruppen dieser Transformatoren werden mit der verbreitetsten Schaltgruppe „Dyn5“ abgebildet.

Bei den Leitungen sind weitere Tabellen mit den entsprechenden Informationen zu den ca. 420 verschiedenen Leitungstypen zu verknüpfen, da in den Haupttabellen nur das Material (z. B. NAYY-J, NAY2Y-J), der Querschnitt (z. B.  $4 \times 150 \text{ mm}^2$ ,  $4 \times 50 \text{ mm}^2$ ) und Art (Kabel/Freileitung) vermerkt sind. Da nicht alle Kennwerte immer vollständig gepflegt sind, werden, wenn möglich, die fehlenden Werte aus Leitungsbibliotheken oder Ersatzleitungen ergänzt. Die Ergänzung mit Ersatzleitungen erfolgt unter der Prämisse, dass dadurch keine künstlichen Engpässe geschaffen werden sollen. Somit werden unbekannte Querschnitte mit dem größten Querschnitt desselben Materials im Netz ersetzt. Falls weder Material oder Querschnitt bekannt ist, wird die Leitung mit dem Leitungstyp, der den größten Nennstrom hat, nachgebildet. Falls in einem Netzgebiet mehr als 10 % der Leitungsabschnitte oder der Gesamtleitungslänge mit Ersatzleitungen ausgestattet werden müssten, wird dieses von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

In Abbildung 4-4 sind wesentliche Kennwerte der für die Simulation verwendeten 1.206 Netztopologien zusammengefasst. Oben links ist die Häufigkeit der Transformatorgrößen

dargestellt. Die am häufigsten vorkommende Leistungsklasse ist 250 kVA (30 %), gefolgt von 400 kVA (24 %). Die Leistungsbandbreite liegt zwischen 50 und 1.000 kVA, wobei zwei Drittel der Transformatoren in der Leistungsklasse bis 250 kVA liegen. Auch die Anzahl der Netzverknüpfungspunkte je Netzgebiet (rechts oben) variiert stark von einem einzelnen bis hin zu 327. Wobei 95 % der Netze weniger als 111 Anschlüsse versorgen. Der Mittelwert liegt mit 39,4 deutlich über dem Median von 30 versorgten NVPs je Netzgebiet. Eine weitere wichtige Netzkenngroße ist die Länge des längsten Netzausläufers, welche stark von wenigen Metern bis hin zu 1.600 m variiert (links unten). Im Mittel ist der längste Strang 472 m lang. Abschließend ist rechts unten die summierte Leitungslänge je Netzgebiet dargestellt, welche von wenigen Metern bis zu 16 km reicht. Die mittlere Netzlänge beträgt 2,5 km und in 95 % der Netze ist die Gesamtlänge kleiner als 6 km. Zudem weist die Stichprobe mit über 94 % der Leitungslänge einen sehr hohen Verkabelungsgrad auf. In 70 % der Netze sind ausschließlich Kabel und keinerlei Freileitungen verbaut. [80]

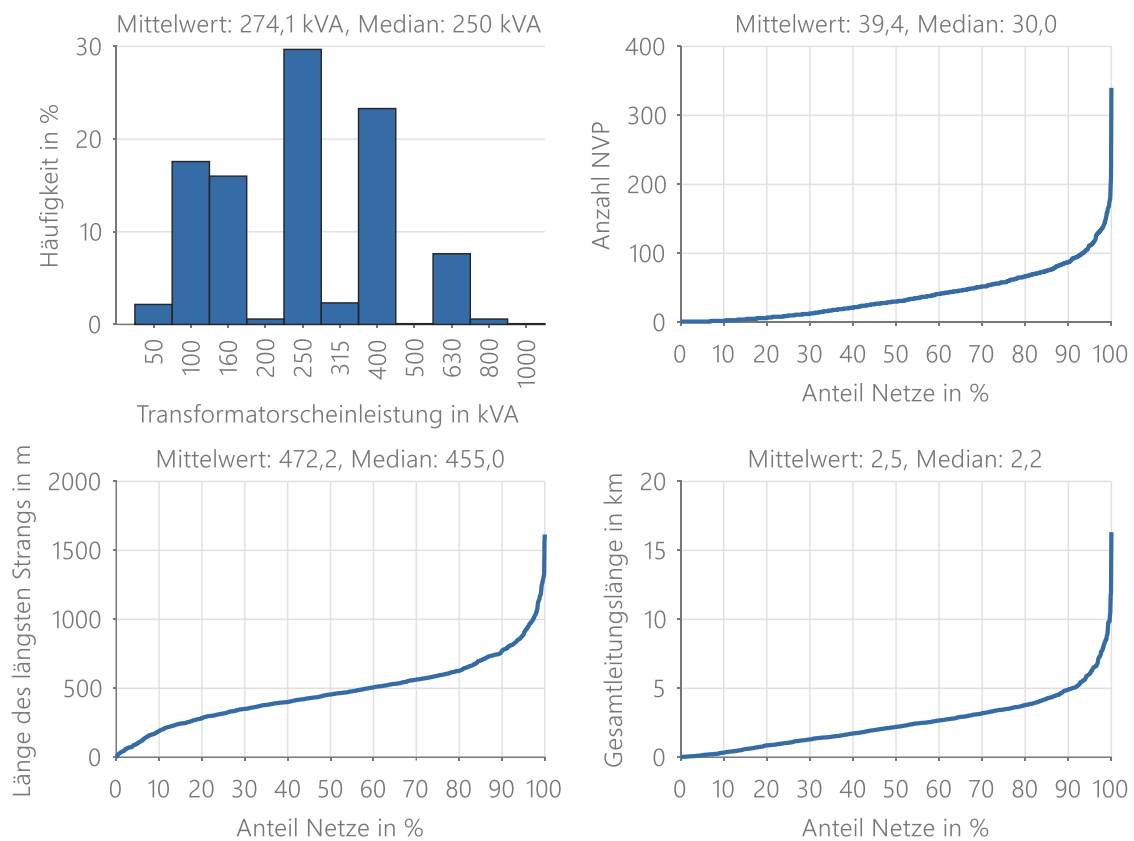


Abbildung 4-4: Übersicht relevanter Kennwerte der verwendeten 1.206 Netztopologien: Verteilung der Transformator-Scheinleistung (links oben), Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (rechts oben), Länge des längsten Strangs (links unten), Leitungslänge je Netzgebiet (rechts unten) [80]

### 4.1.4 Zusammenfassung

---

Insgesamt können unter den beschriebenen Annahmen von den 6.409 bereitgestellten Netzgebieten 3.883 (61 %) in rechenfähige Netztopologien konvertiert werden. Die folgende Auflistung beschreibt eine kurze Zusammenfassung der Hauptausschlusskriterien auf Grund der Netztopologie. Die Prozentangaben in Klammern beziehen sich auf die 2.526 ausgeschlossenen Netze:

- Mindestens eine Leitung in Netzgebiet nicht elektrisch verbunden (39 %)
- Mehr als 10 % der Leitungsabschnitte oder -länge unbekannt (38 %)
- Mehr als ein Transformator in der Station (12 %)
- Keine Leitung mit Transformator verknüpfbar (8 %)
- Scheinleistung des Transformators unbekannt (1 %)

Im nächsten Schritt wird diese Stichprobe auf Grund von unklaren Zuweisungen der Verbraucher, welche im Folgenden beschrieben werden, auf 1.206 reduziert.

Die verwendete Stichprobe der 1.206 Netze mit 3.016 Leitungskilometern entspricht ca. 3,0 % der Leitungslänge in der Niederspannungsebene im Netzgebiet des Bayernwerks (100.269 km) und ca. 0,24 % bezogen auf Deutschland (1,26 Mio. km) [68, 88]. Die Netze enthalten 44.628 NVPs, mit insgesamt 80.495 Entnahmestellen (Haushalte, Gewerbe oder Wärmestromzähler), was ca. 3,4 % der Entnahmestellen in der NS-Ebene und MS/NS-Ebene im Bayernwerksgebiet entspricht [88].

## 4.2 Aktuelle Verbraucher und Erzeuger in den Netzen

---

Für die konvertierten Niederspannungsnetzgebiete werden im folgenden Schritt die Daten zum aktuellen Energieverbrauch und zur -erzeugung aufbereitet. Zunächst werden die bereitgestellten Daten und Aufbereitungsschritte der Verbraucher erläutert und im Anschluss die der Erzeugungsanlagen. Abschließend wird die Verknüpfung dieser Daten mit den Netztopologien beschrieben.

### 4.2.1 Aufbereitung der Verbrauchsdaten

---

Zur Verknüpfung der Netzdaten mit den aktuellen Verbräuchen wurden zusätzlich die Energieverbräuche aller Messlokationen der Jahre 2017, 2018 und 2019 bereitgestellt. Diese Verbräuche sind aus Abrechnungsgründen in Kategorien, sogenannte Standardlastprofile, eingeteilt. Eine Messlokation beschreibt den Ort, an dem die Energie gemessen wird [89]. Die vorhandenen Kategorien in den bereitgestellten Daten waren H0 für Haushalte, G0 – G6 für unterschiedliche Gewerbearten (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, kurz: GHD, siehe auch Abschnitt 5.5) und L0 für Landwirtschaftsbetriebe sowie temperaturabhängige Lastprofile (TLP) für elektrische Speicherheizungen oder Wärmepumpen [90, 91]. Sonstige Profile und Verbraucher wie beispielsweise Straßenbeleuchtung oder Funkmasten werden aufgrund geringer Relevanz bei der Aufbereitung vernachlässigt. Bei Entnahmestellen mit

registrierenden Leistungsmessung (RLM), wurden zusätzlich zu den Energieverbräuchen auch die entsprechenden Lastgänge in 15-Minuten Auflösung bereitgestellt.

In Vorbereitung auf die spätere Integration der Lastgänge in das Simulationsmodell GridSim (siehe 6.3) werden die Eingangsdaten weiter aufbereitet. Zunächst werden bei allen SLP-Daten die drei Jahreswerte entsprechend ihrer Aktualität nach Formel (4-1) gewichtet.

$$E_{\text{gewichtet}} = \frac{E_{2017} * 1 + E_{2018} * 2 + E_{2019} * 3}{6} \quad (4-1)$$

Die Abbildung der Haushalte erfolgt mittels Lastgängen, welche basierend auf einem modifizierten Markow-Prozess erzeugt werden (siehe Kapitel 5) und jeweils einen Haushalt abbilden. Oftmals befindet sich jedoch gerade in Mehrparteienhäusern zusätzlich ein Zähler für den Allgemeinstrom (zur Beleuchtung der Gänge, Versorgung der Heizungsteuerung etc.), über welchen meist nur geringe Jahresenergieverbräuche abgerechnet werden. Da die Anzahl der Haushalte für die Zuweisung der Elektrofahrzeuge in den Szenarien eine wichtige Kenngröße ist, werden die Daten entsprechend bereinigt. Bei der Bereinigung werden alle Energieverbräuche bei H0-Verbrauchern, welche unter 500 kWh liegen, zu einem Wert zusammengefasst und falls die Summe weiterhin unterhalb der Grenze liegt auf die restlichen Profile verteilt. Ebenfalls werden Jahresenergieverbräuche über 9.000 kWh aufgeteilt, da diese hohen Energieverbräuche ungewöhnlich sind und auf mehrere Haushalte schließen lassen. Das Vorgehen zur Datenaufbereitung wurde mit Expert:innen bei Bayernwerk diskutiert und abgestimmt. [80]

Bei den Gewerbeprofilen werden alle Verbrauchswerte je Kategorie an einem NVP aufsummiert da diese im weiteren Verlauf mittels SLP-Verfahren abgebildet werden

Bei den RLM-Daten werden die Lastgänge aus dem Jahr 2019 verwendet, da dies die aktuellsten aus dem Datensatz sind. Eine Mittelung von drei Lastgängen aus verschiedenen Jahren ist nicht sinnvoll, da hierdurch Lastspitzen verringert und unterschiedliche Wochentage (z. B. Werktage und Sonntage) vermischt würden.

### 4.2.2 Aufbereitung der Erzeugungsdaten

---

Bei den Erzeugungsanlagen liegen je Marktlokation, also dem Ort an dem die Energie erzeugt oder verbraucht wird, die eingespeisten Energiemengen für die Jahre 2017 – 2019 vor [89]. Zusätzlich liegen aus dem Datensatz der Netztopologien die installierten Leistungen je Erzeugungsanlage vor. Insgesamt sind in dem Datensatz folgende Typen von Erzeugungsanlagen enthalten: PV-, Biomasse-, Kraft-Wärme-Kopplungs-, Wasserkraft- und Windenergie-Anlagen enthalten. Da der Fokus der Studie und Arbeit auf der Netz-Integration von neuen Verbrauchern überwiegend im Zusammenspiel mit PV-Anlagen liegt, werden alle weiteren Erzeugungsanlagen nicht weiter betrachtet und die Netzgebiete mit entsprechenden Anlagen für die weitere Betrachtung ausgeschlossen. [80]

Da ein Großteil dieser PV-Anlagen auf Gebäuden installiert ist und dort oftmals ein Anteil der Energie selbst verbraucht wird – im weiteren als Eigenverbrauch (EV) bezeichnet – werden die PV-Anlagen in die folgenden Kategorien bzgl. der Messkonzepte unterteilt:

Volleinspeisung: Diese PV-Anlagen speisen die gesamte erzeugte Energiemenge in das Netz der öffentlichen Versorgung ein. Dieses Messkonzept wird vor allem bei Anlagen, welche vor 2012 errichtet wurden, umgesetzt, da die garantierte Einspeisevergütung höher als der Strompreis ist [58]. Hierzu erfolgt die Messung der erzeugten Energie direkt an der PV-Anlage.

Überschusseinspeisung: Bei PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung wird nur die Energie eingespeist, die nicht direkt lokal verbraucht werden kann. Hierzu erfolgt die Messung der Einspeisung am NVP, wobei die Differenz aus zeitgleich erzeugter und verbrauchter Energie gemessen wird. Zusätzlich kann je nach Installationsjahr und dem entsprechend gelten EEG ab einer gewissen Anlagengröße ein zusätzlicher Zähler zur Ermittlung der Erzeugung vorgeschrieben sein, da auch für den selbstverbrauchten Strom eine reduzierte EEG-Umlage bezahlt werden muss(te). Diese Grenze lag beispielsweise bis 2020 bei 10 kW und wurde mit dem EEG 2021 auf 30 kW erhöht (vgl. § 61b EEG).

Somit ergeben sich in den verfügbaren Daten drei unterschiedliche Konstellationen:

- Volleinspeisung
- Überschusseinspeisung ohne Einspeisezähler
- Überschusseinspeisung mit Einspeisezähler

Aus den Ursprungsdaten kann jedoch nicht zwischen Voll- und Überschusseinspeisung ohne Erzeugungszähler unterschieden werden, da immer nur die Daten des einen Zweirichtungszählers vorhanden sind. Aus diesem Grund wird die Anlagenkategorie anhand der eingespeisten Energiemenge durch Anwendung der folgenden Methodik abgeschätzt. Bei den Anlagen mit Einspeisezähler lagen die Volllaststunden im Mittel bei 1000 h/Jahr bzw. der mittlere Jahresertrag pro kW installierter Leistung bei ca. 1.000 kWh. Dieser Wert, welcher auch gut mit der Literatur [92] übereinstimmt, wird für die Unterscheidung zwischen den Gruppen verwendet. Folglich werden die Anlagen mit weniger als 1.000 kWh/kW jährlicher Erzeugung als Überschusseinspeiser und Anlagen mit mehr entsprechend als Volleinspeiser klassifiziert. Für alle Überschusseinspeiser wird basierend auf den Anlagen mit Erzeugungsmessung mittels Formel (4-2) aus der erzeugten ( $E_{Erz}$ ) und der eingespeisten ( $E_{Einsp}$ ) Energie der Eigenverbrauchsanteil ( $X_{EV, Anteil}$ ) berechnet. [80]

$$X_{EV, Anteil} = \frac{E_{Erz} - E_{Einsp}}{E_{Erz}} = \frac{E_{EV}}{E_{Erz}} \quad (4-2)$$

Der mittlere Eigenverbrauchsanteil der untersuchten Anlagen lag in den drei betrachteten Jahren bei 24 %. Mittels des Eigenverbrauchsanteils und der bekannten eingespeisten Energiemenge kann basierend auf Formel (4-3) der Eigenverbrauch errechnet werden. [80]

$$E_{EV} = E_{Erz} - E_{Einsp} = \frac{E_{Einsp}}{1 - X_{EV, Anteil}} - E_{Einsp} \quad (4-3)$$

Dieser berechnete Eigenverbrauch wird nun anteilig auf die entsprechenden Jahresverbräuche der SLP-Kunden am NVP addiert. Die Zuweisung der einzelnen Profile zu den jeweiligen NVP wird im nächsten Abschnitt beschrieben. [80]



4.2.3 Zuweisung zu den Netzverknüpfungspunkten

Für die Verknüpfung der Netztopologien mit den Verbrauchs- und Erzeugungsdaten steht keine eindeutige Zuordnung zur Verfügung. Zwar ist jedem Eintrag eine Anschlussobjekt-Id (AO) zugewiesen, aber es kann sowohl ein NVP mehrere AOs haben als auch ein AO mehreren NVPs zugewiesen sein. In rund 95 % der Fälle kann die Zuweisung allerdings eindeutig im Rahmen des bereitgestellten Datensatzes durchgeführt werden. In den restlichen 5 % der Fälle herrschen 1:n, n:1 oder n:n Beziehungen. Hintergrund dieser teilweise unklaren Beziehungen ist, dass ein AO eine:n Rechnungsnehmer:in repräsentiert und somit oftmals PV-Anlagen, welche z. B. auf landwirtschaftlichen Gebäuden installiert sind, nicht eindeutig den unterschiedlichen Gebäuden bzw. Netzverknüpfungspunkten zugewiesen werden können. Aus diesem Grund werden je nach Profilart und Verhältnis der AOs und NVPs entsprechende Verteilungslogiken angewendet, welche in [80] im Detail beschrieben sind. Bei RLM-Verbrauchern wird keine zufällige Zuweisung vorgenommen, sondern bei Unklarheit das jeweilige Netz ausgeschlossen, da eine zufällige Verortung zu einem falschen NVP auf Grund des hohen Jahresenergieverbrauchs vermutlich zu unrealistischen Netzbelastungen und -überlastungen führt. Insgesamt sind in den betrachteten Netzen weniger als 1 % der Verbrauchsdaten nicht eindeutig zuordenbar. [80]

In Abbildung 4-5 sind alle Netze entsprechend der Aufteilung ihres aufbereiteten Energieverbrauchs auf die drei Hauptverbrauchsarten Haushalt, Gewerbe und Wärme dargestellt. Jedes Netzgebiet ist nach dem Verbrauch in den Kategorien eingruppiert. Ein Punkt in der Ecke links unten bedeutet beispielsweise, dass in diesem Netzgebiet nur Haushaltsverbrauch auftritt. Alle Punkte auf der unteren Achse repräsentieren Netzgebiete ohne explizit gemessenen Stromverbrauch für die Wärmebereitstellung (TLP-Verbraucher).

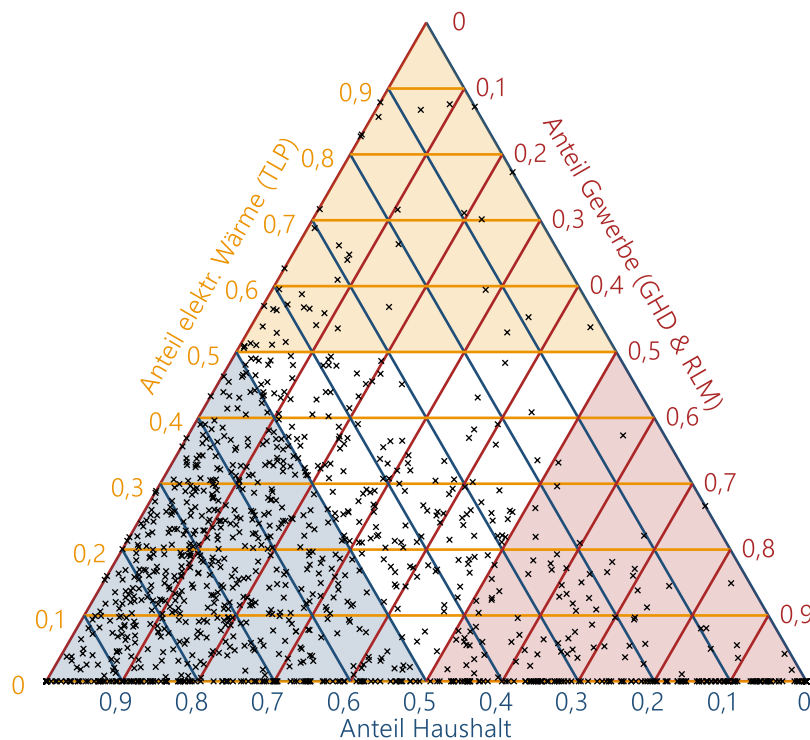


Abbildung 4-5: Zusammensetzung des Energieverbrauchs je Netzgebiet

Ein Punkt, welcher sich im Schwerpunkt des Dreiecks befindet, steht für ein Netz mit gleich hohem Verbrauch in allen drei Gruppen. Zur besseren Einordnung sind die Bereiche, in denen eine Kategorie mindestens 50 % Anteil hat, farblich markiert. Insgesamt dominiert in 58 % der Netze der Haushaltsverbrauch (blau markierter Bereich). Hingegen werden nur 24 % der Netze durch Gewerbelasten (rot) dominiert. In einer Vielzahl von Netzgebieten ist der Verbrauch durchmisch. Aktuell sind zudem in 31 % der Netze keine TLP-Verbraucher vorhanden. Insgesamt setzt sich der Energieverbrauch zu 57,9 % aus Haushalts-, zu 23,1 % aus Gewerbeverbrauch, wovon 3,2 % mittels RLM erfasst werden, und zu 19 % aus Strom für elektrische Wärmebereitstellung zusammen.

Für die Zuweisung der PV-Anlagen steht zusätzlich in den Netzdaten die installierte Leistung zur Verfügung. Somit werden die Anlagen bei nicht eindeutiger Zuordnung entsprechend der geringsten Abweichung der installierten Leistung aus den beiden Datensätzen zugewiesen. Falls die Leistungswerte sehr unterschiedlich sind, werden die Netze bzw. PV-Anlagen entsprechend aussortiert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass nicht beispielsweise große Freiflächen-PV-Anlagen, welche identische Rechnungsnehmer haben, aber in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) angeschlossen sind, fälschlicherweise mit dem NVP des Rechnungsnehmers in der NS-Ebene verknüpft werden. [80]

Zur Sicherung einer validen Datenbasis und zur Betrachtung der relevanten Netze werden auf Grund der Erzeuger- und Verbraucherdaten folgende Netze ausgeschlossen:

- Datengrundlage für Netzbelegung zu unsicher (34 %)
  - Mind. 20 % der NVPs wird keine Last oder Erzeugung zugewiesen
  - Mehr als fünf SLP können nicht eindeutig einem NVP zugewiesen werden
  - Mehr als 5 % der Energiemenge kann nicht eindeutig einem NVP zugewiesen werden
- Profilkonstellationen außerhalb des Betrachtungsrahmens (32 %)
- Weitere Erzeugungsanlagen neben PV-Anlagen (25 %)

Insgesamt ergibt sich somit eine Stichprobe von 1.206 Netzgebieten, die für die weitere Betrachtung verwendet wird.

### 4.3 Szenarien für Flexibilitätsoptionen in der Niederspannungsebene

---

Aufbauend auf den Netztopologien mit den aktuellen Verbrauchern und Erzeugern werden im nächsten Schritt Szenarien für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicherheizungen sowie für PV-Anlagen und Batteriespeicher, in diesen Netzgebieten entwickelt.

Hierzu werden die NVPs mit den Gebäuden aus OpenStreetMap (OSM) ([93]) verknüpft und mit weiteren Datensätzen, beispielsweise dem Zensus ([94]) verschnitten um die relevanten Gebäudekennwerte zu bestimmen. Eine Übersicht dieser Kennwerte und der Datenquellen ist in Abbildung 4-6 dargestellt. Im Folgenden werden die entsprechenden Datenquellen und Verknüpfungen beschrieben.



Abbildung 4-6: Datenquellen und Kennwerte zur Modellierung der Gebäude

Die NVPs aus den Netzplänen werden zunächst mit den Koordinaten der Gebäude aus OSM geographisch verschnitten. Hierzu werden sämtliche Gebäude der 187 Gemeinden, welche sich auf 48 Landkreise verteilen, abgebildet, da im Verlauf einzelne Kennwerte nur auf Landkreis- bzw. Gebäude-Ebene vorliegen. Bei der Verschnidung wird eine Toleranz von 5 m um die Gebäudegrenzen toleriert. Bei einer Überlappung der Radien wird der NVP dem nächstgelegenen Gebäude zugewiesen. Falls einem Gebäude mehrere NVPs zugewiesen werden, wird das Gebäude und die zugehörigen Kennwerte auf die NVPs aufgeteilt. Dies tritt vor allem bei großen Mehrfamilienhäusern (MFH) oder Reihenhäusern auf, welche teilweise mehrere Netzverknüpfungspunkte haben. Mögliche typische Ausprägungen wie ein Einfamilienhaus (EFH), ein Doppelhaus, ein Reihenaus mit fünf NVPs, welches entsprechend in fünf Gebäude unterteilt wird und ein Mehrfamilienhaus mit einem gemeinsamen NVP und fünf Wohneinheiten (WE), sind in Abbildung 4-7 dargestellt.

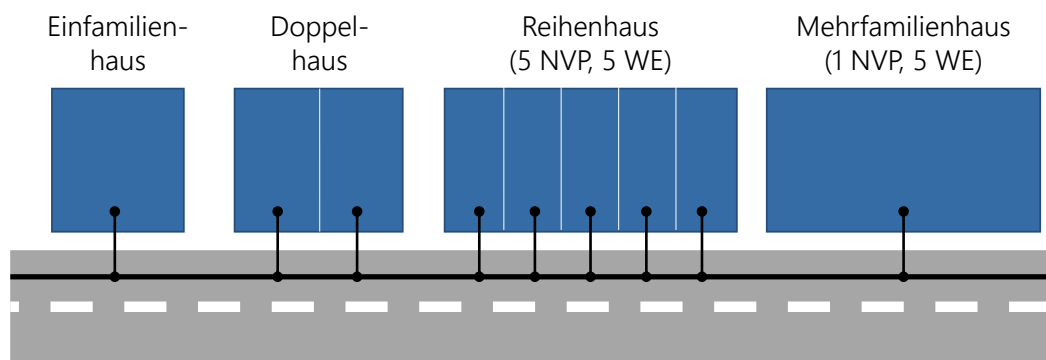


Abbildung 4-7: Typische Gebäude und deren Netzverknüpfungspunkte

Falls einem NVP kein Gebäude zugewiesen werden kann, werden ersatzweise die durchschnittlichen Kennwerte der zugehörigen Gemeinde verwendet. Detailanalysen haben gezeigt, dass oftmals Neubaugebiete noch nicht vollständig in OSM abgebildet sind und deswegen keine Verschnidung der Daten möglich ist. [80]

Nach der beschriebenen Verknüpfung der Gebäude aus OSM und den Netztopologie-Daten werden den Gebäuden die für die Modellierung der Wärmebereitstellung weitere Kennwerte zugewiesen. Aus OSM werden die Gebäudeabmessungen, die Grundfläche und die Anzahl der Hausnummern extrahiert (siehe Abbildung 4-6).

Mittels der Anzahl der Wohneinheiten aus den Energieverbrauchsdaten und der Klassifizierung aus [95] werden die Gebäude für die Bestimmung des Wärmebedarfs in sieben Gebäudetypen, welche in Tabelle 4-1 genannt sind, eingeteilt.

Tabelle 4-1: Betrachtete Gebäudetypen nach [95]

Gebäude-Typ	Bezeichnung
1	Einfamilienhaus
2	Doppelhaus
3	Reihenhaus
4	Kleines Mehrfamilienhaus (3-6 Einheiten)
5	Großes Mehrfamilienhaus (mehr als 6 Einheiten)
6	Nicht-Wohngebäude
7	Sonstige (z. B. Garage)

Da der Wärmebedarf zudem stark vom Baualter des Gebäudes abhängig ist, wird jedem Gebäude eine Baualterklasse (siehe Tabelle 4-2) zugewiesen. In den Zensus-Daten [94] liegen diese deutschlandweit in einem 100 x 100 m Raster vor.

Tabelle 4-2: Betrachtete Gebäudealter nach [94]

Bualter-Id	Bualter
1	< 1900
2	1900 – 1945
3	1946 – 1960
4	1961 – 1970
5	1971 – 1980
6	1981 – 1985
7	1986 – 1995
8	1996 – 2000
9	2001 – 2005
10	> 2005

Wie in [95] wird der Wärmebedarf je Gebäude aus dessen spezifischen Wärmebedarf und der Wohnfläche berechnet. Hierzu wird für jede Kombination aus Baualter und Gebäudetyp nach [96] der spezifische Wärmebedarf der Klasse bestimmt. Die Wohnfläche wird aus der Grundfläche ([93]), der Stockwerkszahl ([97]) und einem Faktor nach [98] für den Wohnflächenanteil an der Gesamtfläche bestimmt. Durch Multiplikation der Wohnfläche mit dem spezifischen Wärmebedarf ergibt sich der Wärmebedarf je Gebäude. Ebenfalls wird nach [95] ein Teil der Gebäude teilweise oder vollständig über die Jahre saniert. Die Eignung zur Beheizung eines Gebäudes mittels Wärmepumpe wird nach dem Modell aus [95] ermittelt, wobei je Gebäude unterschiedliche Aufstellorte und deren Schallausbreitungseffekte untersucht werden und geprüft wird, ob diese im zulässigen Bereich liegen. [80]

Sofern in den Verbrauchsdaten für Gebäude Stromverbräuche für Wärmepumpen oder Speicherheizungen enthalten sind, werden diese für die Berechnung der Wärmebedarfe verwendet. Für die Umrechnung der Strommengen der Wärmepumpen werden mittlere Jahresarbeitszahlen in Abhängigkeit der Gebäudetypen nach [99] verwendet.

Abschließend wird, basierend auf [97], die nutzbare Dachfläche je Gebäude für PV-Anlagen bestimmt, welche neben der Grundfläche, z. B. auch vom Gebäudetyp und dem Baualter abhängig ist. Diese dient als Eingangsgröße für die Zuweisung der PV-Anlagen.

Aufbauend auf den beschriebenen Gebäudekennwerten werden im Folgenden die Szenarien für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicherheizungen, sowie PV-Anlagen und Batteriespeicher beschrieben.

### 4.3.1 Elektrofahrzeuge

---

Die Verteilung der Elektrofahrzeuge stützt sich auf das solidEU-Szenario aus dem eXtremOS-Projekt [8]. Dieses europäische Szenario beschreibt eine gemeinschaftliche Erreichung der Klimaschutzziele [8]. Eine Darstellung der entsprechenden Entwicklung für Deutschland mit Bezug auf die aktuellen politischen Ziele aus 2022 ist in Abbildung 4-8 zu finden.

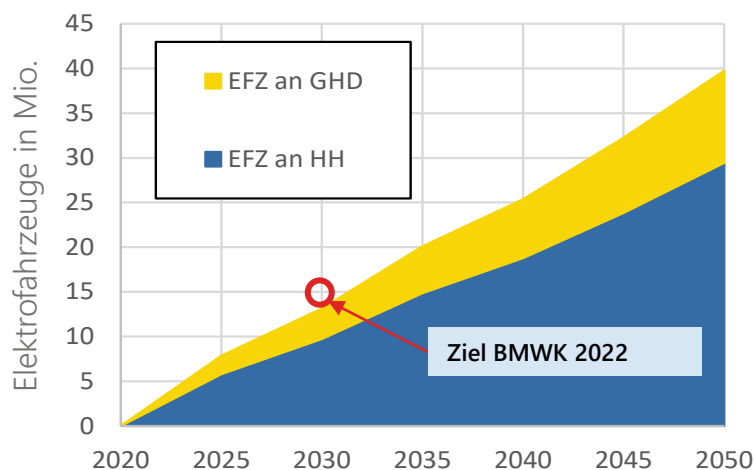


Abbildung 4-8: Szenario zum Hochlauf der Elektromobilität nach [8] und Ziel aus dem aktuellen Koalitionsvertrag [9]

Die Elektrofahrzeuge werden im Weiteren in drei unterschiedliche Kategorien eingeteilt [80]. Diese Kategorien unterscheiden sich im Hauptladeort, welcher zu Hause oder am Arbeitsplatz sein kann, und den zugehörigen Fahrprofilen, welche im Abschnitt 5.2 beschrieben sind. Die ersten beiden Kategorien sind Fahrzeuge mit Fahrprofilen von Privatpersonen und die dritte Kategorie bildet gewerbliche Fahrzeuge ab, welche nach [100] 14 % der Elektrofahrzeuge abdeckt. Da jedoch nicht alle Privatpersonen zu Hause laden können und nach [101] 27 % der Energiemenge an Gewerben geladen wird, werden 13 % der Fahrzeuge als Mitarbeiter-Fahrzeuge mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz eingestuft. Insgesamt werden 73 % der Elektrofahrzeuge Privathaushalten und 27 % Gewerbeeinheiten zugewiesen.

Somit ergeben sich für die Elektrofahrzeuge die folgenden drei Kategorien:

1. Privates Elektrofahrzeug mit Lademöglichkeit zu Hause (73 %)
2. Privates Elektrofahrzeug mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz (Mitarbeiter) (13 %)
3. Gewerbliches Elektrofahrzeug mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz (14 %)

Die Regionalisierung der privaten Elektrofahrzeuge basiert auf der Methodik der „Kurzstudie Elektromobilität“ [100], welche die Regionalisierung der Elektrofahrzeuge für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2035 [102] beschreibt. Die Verteilung erfolgt anhand der Parameter Verfügbarkeit von Garagen, typische Pendlerdistanz und deren Streuung, PV-Anlagen, mittlere Wohnfläche und mittleres Einkommen. Aus diesen Parametern werden mit Faktoren Verteilungsschlüssel berechnet und ein 100 x 100 m Raster über Deutschland gebildet, das die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten/Vorkommen von Elektrofahrzeugen vorgibt. Dieses normierte Raster wird im zweiten Schritt mit der Anzahl der Elektrofahrzeuge, welche zu Hause geladen werden, multipliziert. Innerhalb eines Rasters werden Elektrofahrzeuge den Haushalten zufällig zugewiesen. Es sind maximal zwei Elektrofahrzeuge pro Haushalt erlaubt. Für die Verteilung der gewerblichen Elektrofahrzeuge stehen nur die Anzahl pro Landkreis zur Verfügung. Da jedoch nicht immer der gesamte Landkreis mit den entsprechenden Netzen abgedeckt ist, wird über die privaten Elektrofahrzeuge ein Abdeckungsfaktor gebildet. Dieser wird aus dem Anteil der den Netzgebieten zugewiesenen und der Gesamtanzahl privater Elektrofahrzeuge je Landkreis bestimmt. Mit diesem Faktor wird die Anzahl der gewerblichen Elektrofahrzeuge multipliziert und den Gewerbeeinheiten zugewiesen. Die eine Hälfte wird über die Anzahl der Gewerbe und die andere Hälfte unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs der Gewerbeeinheiten verteilt. Dieses Verfahren wird gewählt, da weder in den bereitgestellten Daten noch in OSM ausreichend Zusatzinformationen für eine detaillierte Zuweisung nach Sektoren vorhanden sind. [80]

Die im Mittel resultierende Anzahl Elektrofahrzeuge je Hausanschluss in den Netzgebieten sind in Abbildung 4-9 dargestellt. Im Jahr 2030 ist in der Mehrzahl der Netze weniger als ein Elektrofahrzeug pro Hausanschluss verfügbar.

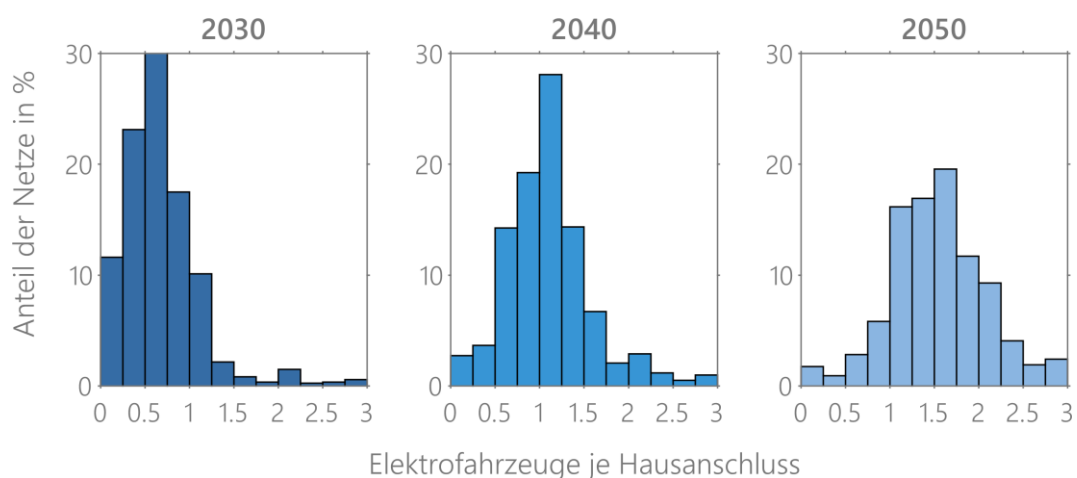


Abbildung 4-9: Mittlere Anzahl an Elektrofahrzeugen je Hausanschluss in den Netzgebieten

Im Jahr 2040 sind bereits im Schnitt 1,1 Elektrofahrzeuge pro Hausanschluss vorhanden. Nur noch in 2,7 % der Netze ist an weniger als jedem vierten Hausanschluss ein Elektrofahrzeug vorhanden. Dieser Trend setzt sich fort und im Jahr 2050 sind durchschnittlich 1,6 Elektrofahrzeuge pro Hausanschluss verfügbar.

Zusätzlich werden die Elektrofahrzeuge in die drei Fahrzeugtypen Klein- (27,6 %), Mittelklasse- (40,6 %) und Oberklassewagen (31,8 %) mit den zugehörigen Batteriekapazitäten von 38, 60 und 100 kWh eingeteilt [103, 104].

### 4.3.2 Wärmepumpen und Speicherheizungen

---

Neben den Elektrofahrzeugen nimmt zukünftig auch die elektrische Beheizung mittels Wärmepumpen zu. Ebenso wie die Szenarien für Elektrofahrzeuge basiert das Szenario für die Verteilung der Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen auf dem solidEU-Szenario [8]. Im Rahmen des Projekts wurden auf NUTS-3 Ebene, welche den deutschen Landkreisen entspricht, Endenergien je Sektor bestimmt. In [105] wird beschrieben wie Raumwärme- und Trinkwarmwasserlastgänge auf NUTS-3 Ebene bestimmt werden. Aus diesen Daten werden die Energieverbräuche der Wärmepumpen und Speicherheizungen für die entsprechenden Stützjahre berechnet.

Für die Speicherheizungen wurde nach der Verknüpfung mit den real existierenden Daten festgestellt, dass in den Netzen aktuell bereits weniger Anlagen vorhanden sind als mit der obigen Methode berechnet. Da in den nächsten Jahren ein weiterer Rückbau der Speicherheizungen angenommen wird, wurde in Abstimmung mit Expert:innen für den Rückbau der mittlere Wert in Deutschland berechnet. Ausgehend vom aktuellen Anlagenbestand werden diese schrittweise entsprechend rückgebaut. Für die Regionalisierung wird je Stützjahr die entsprechende Anzahl an Speicherheizungen zurückgebaut. Hierzu werden zufällig aus dem Bestand Anlagen ausgewählt. Insgesamt spielen die Speicherheizungen nur eine untergeordnete Rolle, da nur in ca. 2 % der Gebäude eine entsprechende Heizungsart vorhanden ist. [80]

Für die Wärmepumpen wird im solidEU-Szenario ein Anstieg des Endenergiebedarfs – sowohl für Raumwärme als auch Warmwasser – prognostiziert [8]. Zur Verknüpfung des elektrischen Endenergiebedarfs aus dem Szenario und den bekannten Wärmebedarfen der Gebäude (siehe Abschnitt 4.3) wird der Endenergiebedarf mit der mittleren Jahresarbeitszahl von 2,94 nach [99] multipliziert. Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis von erzeugter Wärme zu verbrauchter elektrischer Energie über ein Jahr. Durch diese Multiplikation ergibt sich der resultierende Raumwärmebedarf. Abschließend erfolgt die Umrechnung der Werte je Landkreis auf die Gebäude in den Netzgebieten wie in auch unter [80] beschrieben. Die Eignung der Gebäude für Wärmepumpen wird nach [95] beachtet. In diesem Prozess werden auch die bestehenden Wärmepumpen berücksichtigt und in die Szenarien überführt. [80]

Insgesamt steigt der Anteil der mit Wärmepumpen beheizten Gebäude von aktuell 6 % auf 60 % bis 2050 an. Die Verteilung innerhalb der Netze ist allerdings sehr heterogen und auch im Jahr 2050 sind noch in einzelnen Netzgebieten keine Wärmepumpen vorhanden. In Abbildung 4-10 sind je Netzgebiet die entsprechenden Anteile der Gebäude, welche über

eine Wärmepumpe verfügen, dargestellt. Aktuell sind in 78 % der Netze maximal 10 % der Gebäude elektrisch beheizt. Im Jahr 2030 verschiebt sich die Verteilung bereits deutlich und in über der Hälfte der Netzgebiete sind mindestens 20 % der Gebäude mit einer Wärmepumpe ausgestattet. Der Trend setzt sich über die Jahre fort und im Jahr 2040 gibt es zahlreiche Netzgebiete mit 20 – 60 % Wärmepumpenanteil. Bis zum Jahr 2050 verschiebt sich die Kurve weiter nach rechts und nur noch knapp 10 % der Netzgebiete weisen einen Anteil bis 10 % auf. Hierunter sind auch viele kleine Netzgebiete mit nur ein oder zwei Gebäuden, welche über keine Wärmepumpen verfügen.

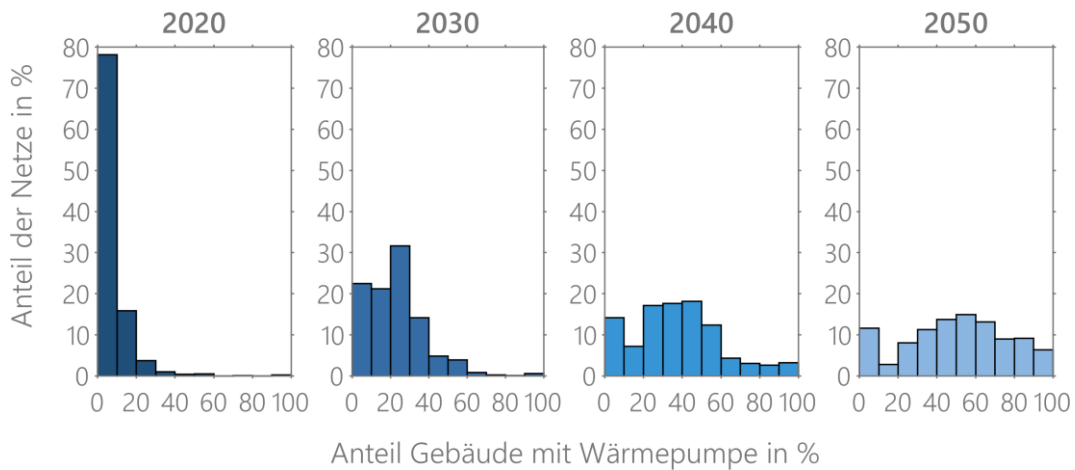


Abbildung 4-10: Mittlere Durchdringung der Netze mit Wärmepumpen

### 4.3.3 PV-Anlagen

Als Ausgangspunkt für die Szenario-Erstellung für die PV-Anlagen dient das Szenario 2035 B aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplan 2035 der Übertragungsnetzbetreiber ([102]), welcher von der BNetzA genehmigt wurde [106]. „Szenario B beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine relevante Rolle spielen. Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Daraus resultiert eine erhöhte Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen“ ([102], S. 27). Dies trifft somit die Untersuchungsziele der vorliegenden Arbeit. Bis zum Jahr 2035 sieht der NEP eine installierte PV-Leistung von 117,8 GW vor, was einer Steigerung um 240 % im Bezug zur installierten Leistung von 49,0 GW im Jahr 2019 entspricht. Im Weiteren werden jedoch auf Grund des Fokus auf die Niederspannungsebene nur Dachanlagen bis zu einer maximalen Leistung von 100 kW berücksichtigt. Bei größeren Anlagen wäre eine detaillierte Netzanschlussplanung durchzuführen, welche nicht Teil dieser Arbeit ist. Die Daten für die Jahre nach 2035, welche außerhalb des NEP-Planungshorizonts liegen, werden durch Extrapolation bestimmt.

Die Regionalisierung des Zubaus erfolgt nach der Methodik aus [107], wobei in den Regionen unterschiedliche Ausbaudynamiken berücksichtigt werden. Zusätzlich werden für den Ausbau der PV-Anlagen je Gemeinde für die Anlagenklassen 0 – 10 kW, 10 – 30 kW und 30 – 100 kW die Zielwerte nach [108] bzw. [109] berechnet. Entsprechend werden für alle Gebäude die Potenziale aus der nutzbaren Dachfläche und einer spezifischen PV-



Leistung von  $200 \text{ W/m}^2$  [110] berechnet. Die Mindestanlagenleistung wird auf 3 kW festgesetzt. [80]

Im nächsten Schritt wird je Gemeinde und Anlagenklasse der Zubaubedarf basierend auf den bereits installierten Anlagen, welche je NVP und somit Gebäude bekannt sind, und den im vorherigen Stützjahr bereits zugebauten PV-Anlagen berechnet. Somit kann eine Konsistenz der Szenarien aus dem Ausgangszustand über die unterschiedlichen Jahre gewahrt werden. Zur Erreichung des Zubaus werden so lange Gebäude mit entsprechendem und noch unerschlossenem PV-Potenzial zufällig aus dem Gebäudebestand gezogen und die entsprechende Anlage zugebaut. Dies wird so lange wiederholt bis das Potenzial ausgeschöpft ist. Falls die geeigneten Dachflächen einer Klasse nicht ausreichen, um das Ausbauziel zu erreichen, werden weitere Anlagen in der nächstgrößeren Klasse zugebaut. [80]

Auch falls nicht jede Klasse auf Grund der Gebäuderestriktionen immer exakt erfüllt werden kann und gerade in der letzten Leistungsklasse zwischen 30 und 100 kW nicht immer ausreichend Dächer zur Verfügung stehen, ist die Abweichung der installierten Leistung je Stützjahr der regionalisierten Anlagen immer kleiner 2 %.

Die Anzahl der PV-Anlagen verdoppelt sich bis zum Jahr 2050 nahezu, sodass demnach ca. jedes vierte Gebäude eine PV-Anlage hat. Der Zubau erfolgt im Modell verstärkt bis 2030 und flacht danach etwas ab. Auf Grund der Wahl der maximalen Anlagenleistung von 100 kW, nimmt die mittlere Anlagengröße von 15,2 kW auf 14,2 kW ab. Im Gegensatz dazu steigt allerdings der Median der installierten Leistung je Anlage von 8,9 kW auf 9,6 kW um 8 % an. Die durchschnittliche installierte Leistung je Gebäude steigt von 1,65 kW (2020), über 2,81 kW (2030), 3,04 kW (2040) auf 3,14 kW (2050). In Abbildung 4-11 sind die resultierenden mittleren Durchdringungsgrade der Netze mit PV-Anlagen für die betrachteten Jahre dargestellt.

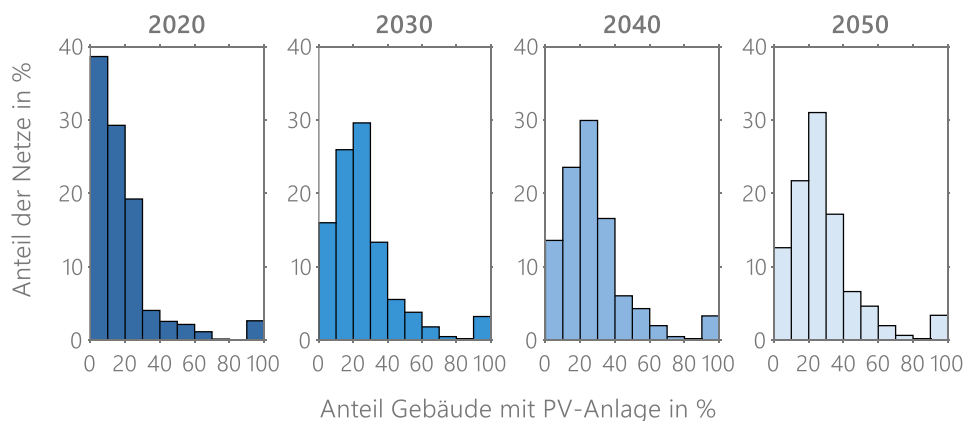


Abbildung 4-11: Mittlere Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen

#### 4.3.4 Batteriespeicher

Im letzten Schritt erfolgt in Anlehnung an das PV-Szenario die Verteilung der Batteriespeicher. Die Regionalisierung der Batteriespeicher basiert auf dem PV-Szenario und erfolgt nach der Methodik aus [53]. Als geeignet für einen Batteriespeicher gelten PV-Anlagen mit einer Nennleistung < 30 kW [111]. Batteriespeicher werden nur zu neuen PV-Anlagen oder solchen Anlagen zugebaut, die nach 20 Jahren keine weitere EEG-Förderung mehr erhalten. Insgesamt wird bei 55 % dieser PV-Anlagen zusätzlich ein Batteriespeicher installiert. Die resultierenden Durchdringungen der Netzgebiete sind in Abbildung 4-12 dargestellt. Insgesamt steigt der Anteil der PV-Anlagen mit zugewiesenem Batteriespeicher bis 2050 auf 41,7 % der PV-Anlagen bzw. 10,6 % der Gebäude.

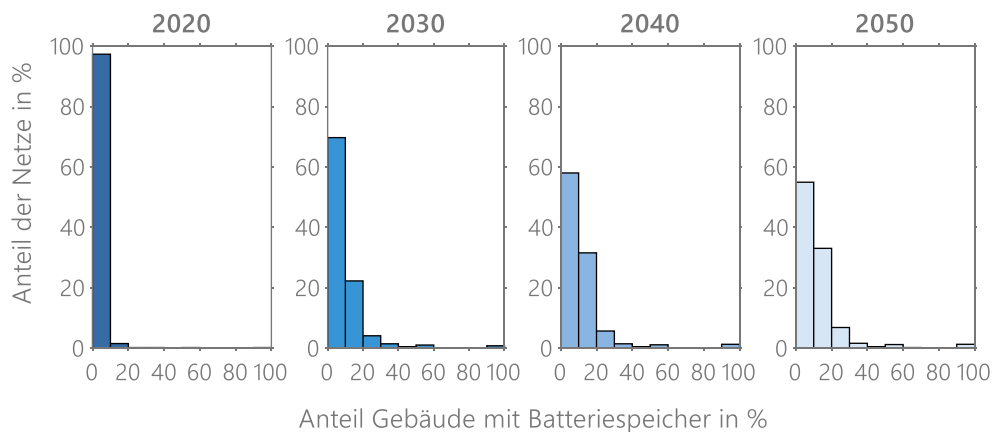


Abbildung 4-12: Mittlere Durchdringung der Netze mit Batteriespeichern

Die Dimensionierung der Batteriespeicher wird an die entsprechende PV-Anlage angepasst. Die installierte PV-Leistung entspricht dabei der Speicherkapazität in Kilowattstunden. Es wird also eine Kilowattstunde Speicher pro installiertem Kilowatt PV-Leistung zugewiesen. Zusätzlich wird die Speicherkapazität auf ein Maximum von 18 kWh begrenzt [92]. Die installierte Speicherleistung entspricht 44 % der zugewiesenen Speicherkapazität, basierend auf [112], für Speicher bis 30kW Leistung.

#### 4.3.5 Übersicht der Szenarien

Zusammenfassend sind in Tabelle 4-3 die zusätzlichen Komponenten in Bezug zu den insgesamt 44.628 betrachteten Gebäude für unterschiedlichen Stützjahre aufgeführt.

Tabelle 4-3: Anteile der Gebäude mit den entsprechenden Komponenten in den betrachteten Netzgebieten in % nach [80]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>EFZ HH</b>	0	36,0	52,8	74,5	91,0	111,9	134,3
<b>EFZ GHD</b>	0	6,0	9,4	13,8	17,9	22,8	27,7
<b>WP</b>	6,3	18,4	26,4	34,8	44,6	52,9	59,9
<b>ESH</b>	2,44	2,43	2,42	2,41	2,41	2,40	2,39
<b>PV-Anlagen</b>	13,4	20,9	22,4	23,8	24,4	24,9	25,4
<b>BS</b>	1,0	5,6	7,9	9,6	9,9	10,2	10,6

Zur Einordnung der Szenarien sind in Abbildung 4-13 die berechneten Jahresenergiemengen je Verbraucher/Erzeuger sowie die installierten Leistungen der flexiblen Komponenten dargestellt. Die Haushalts- und Gewerbeverbräuche werden innerhalb der Szenarien als konstant angenommen. In der linken Abbildung werden die Jahresenergiemengen je Hausanschluss und Jahr gezeigt. Über die Jahre steigt der Verbrauch von durchschnittlich 6,8 MWh pro Hausanschluss durch die Elektrifizierung um 150 % auf 17 MWh an. Während heute noch die klassischen Verbräuche im Haushalt und Gewerbe dominieren, sind im Jahr 2050 Wärmepumpen mit 40 % die Hauptverbraucher. Elektrofahrzeuge sind mit 23 % auch im Jahr 2050 noch hinter dem klassischen Verbrauch (35 %). Auf der Erzeugungsseite steigt die erzeugte Energiemenge je Hausanschluss von 1,5 auf 3,2 MWh an.

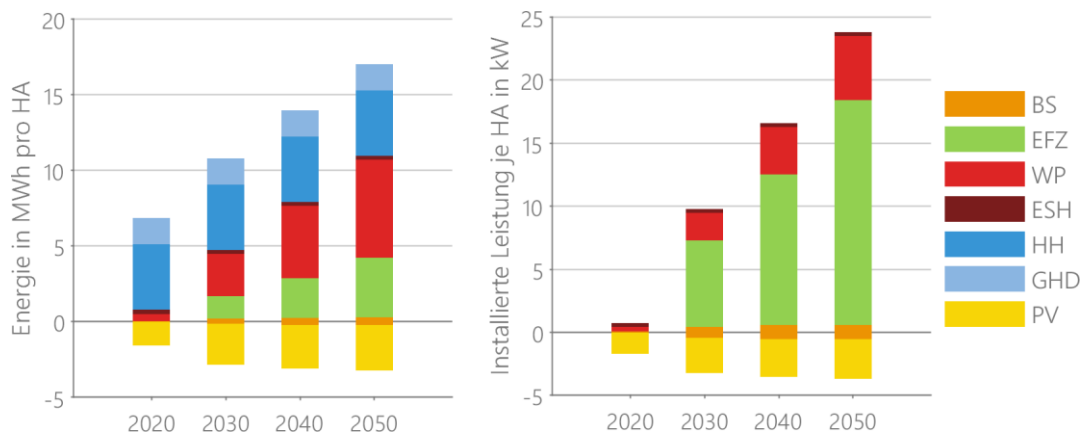


Abbildung 4-13: Energiebedarf nach Verbrauchsarten und installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen je Hausanschluss

Im rechten Teil der Abbildung 4-13 sind die installierten Leistungen der flexiblen Verbraucher und Erzeuger im Mittel je Hausanschluss dargestellt. Der starke Zuwachs an flexibler Leistung ist überwiegend (75 % in 2040) durch die Elektrofahrzeuge, welche im angenommenen Szenario jeweils über eine 11 kW Lademöglichkeit verfügen, begründet. Insgesamt steigt die flexible Leistung bis 2050 auf 23,8 kW je Hausanschluss. Auf der Einspeiseseite, bei Vernachlässigung der Rückspeisefähigkeit der Elektrofahrzeuge, wird ein Wert von 3,7 kW pro Hausanschluss erreicht. Somit bleibt die Lastseite dominierend. In der Abbildung wurde auf die Darstellung der installierten Leistung der Haushalte und Gewerbe verzichtet.

#### 4.4 Zusammenfassung und Einordnung

Zur Analyse und Bewertung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der Verteilnetze ist eine ausreichend breite und valide Datengrundlage notwendig, um eine möglichst große Vielfalt an unterschiedlichen Netzen, Belastungen und deren Entwicklung abdecken zu können. Mittels der bereitgestellten umfassenden Daten aus unterschiedlichen Regionen Bayerns konnten 3 % der Niederspannungsnetze Bayerns detailliert aufbereitet werden. In der Stichprobe befinden sich sowohl kleine Netzgebiete mit nur einem Hausanschluss und wenigen Metern Netzlänge als auch große Netzgebiete mit über 300 Hausanschlüssen und mehreren Kilometern Leitungslänge.

Die zusätzliche Bereitstellung von Verbrauchs- und Einspeisedaten sowie weiterer Meta-Informationen aus den Netzdaten ermöglicht es ein realitätsnahes Abbild der heutigen Netzsituation bis auf die Ebene einzelner Flexibilitätsoptionen zu erstellen. Durch die Verknüpfung der Datenquellen und anschließender Plausibilisierung konnte ein umfassender Datensatz von 1.206 Niederspannungsnetzen mit insgesamt 44.628 Hausanschlüssen erstellt werden. Für jeden dieser Hausanschlüsse sind die Energieverbräuche und bereits vorhandene Flexibilitätsoptionen bekannt. Eine Simulation im Ausgangszustand zeigt, dass die Niederspannungsnetze heute zu 78 % lastdominiert sind. Dies bedeutet, dass die betragsmäßig größte Leistung am Transformator im Last- und nicht im Einspeisefall auftritt. Die Hauptverbraucher heute sind Haushalte (58 %) und Gewerbe (24 %). Einschränkend bei der Interpretation der Verbrauchsdaten und aktuellen Verteilung der Flexibilitätsoptionen sei erwähnt, dass nur die bereitgestellten Daten verwendet werden konnten. So wurden beispielsweise nur die Wärmepumpen als solche betrachtet, die über einen separaten Zähler mit dem entsprechenden Profil abgerechnet werden. Ebenso lagen keine Daten zu Elektrofahrzeugen vor, weswegen in den Referenzsimulationen auf eine Betrachtung der bisher geringen Anzahl im Bezug zur Gebäudeanzahl verzichtet wurde. Weiterhin konnten nicht immer alle Verbräuche exakt zugewiesen werden, weshalb beispielsweise bei PV-Anlagen Annahmen bezüglich der tatsächlichen Zählkonzepte getroffen oder Netzgebiete ausgeschlossen werden mussten.

Abschließend wurden diese Daten mit einem Szenario, welches den Wandel des Energiesystems zur Erreichung einer CO<sub>2</sub>-Reduktion um 95 % gegenüber 1990 beschreibt, verknüpft. Die Herausforderung dieser Verknüpfung lag in der benötigten hohen räumlichen Auflösung. Hierzu wurden schließlich alle Gebäude mit den relevanten Kennwerten abgebildet und zusätzlich die Flexibilitätsoptionen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batteriespeicher und PV-Anlagen verteilt. Die Verteilung einzelner Komponenten erfolgt mittels diverser Parameter, um entsprechende Wahrscheinlichkeiten abzubilden. Letztlich ist jedoch die Entscheidung, ob sich eine Person zukünftig ein Elektrofahrzeug anschafft oder nicht, selbstverständlich von zahlreichen Faktoren abhängig, die nicht in einem Energiesystemmodell berücksichtigt werden können. Somit bildet die exakte Zuweisung der Einzelkomponenten nur ein mögliches Szenario ab. Durch die Vielzahl an abgebildeten Netzen lassen sich, auch wenn die Zukunft nicht exakt abgebildet werden kann, wertige Erkenntnisse ableiten.

Zur besseren Einordnung der im folgenden gezeigten Ergebnisse sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Szenario-Entwicklung bereits im Jahr 2020/2021 durchgeführt wurde und somit vor dem Amtsantritt der aktuellen Bundesregierung mit den wesentlich erhöhten Ausbauzielen [9]. Das verwendete Szenario für den Ausbau der PV-Dachanlagen, welches sich am Szenario 2035 B des Netzentwicklungsplan 2035 der Übertragungsnetzbetreiber ([102]) orientiert, wurde im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom 2037 deutlich nach oben korrigiert [113]. Das Ziel der installierten Leistung von PV-Dachanlagen bis zum Jahr 2040 wurde beispielsweise um 132 % angehoben [113]. Zur Einordnung ist im Anhang A.6 ein Vergleich des hier betrachteten Szenarios und dem aktualisierten PV-Szenario dargestellt.

## 5 Energiebedarfe und statische Lastgänge

Für die weiteren Analysen und Berechnungen sind detaillierte und konsistente Lastgänge der statischen (unflexiblen) Lasten, z. B. die klassische Haushaltslast, und der zugehörigen zeitaufgelösten Bedarfe der Sektoren Wärme und Mobilität notwendig. Diese sind wichtig, da die unterschiedlichen Sektoren durch die Nutzer miteinander verknüpft sind.

Die Betrachtung eines Einpersonenhaushalts verdeutlicht dies. Wenn beispielsweise die Bewohnerin mit ihrem Elektrofahrzeug fährt, ist folglich zeitgleich der Stromverbrauch zu Hause geringer, da niemand beispielsweise Haushaltsgeräte verwendet. In diesem Fall können lediglich Geräte, bei denen keine direkte Nutzerinteraktion benötigt wird, verwendet werden. Zudem besteht in diesem Fall zu Hause auch kein Warmwasserbedarf. Anders verhält es sich aber beispielsweise, wenn die Person nach einem Arbeitstag nach Hause kommt, das Elektrofahrzeug geladen wird, die Person duschen geht und sich im Anschluss etwas zu Essen kocht. Auf Grund dieser Verknüpfungen wurde ein Bottom-up Modell basierend auf dem Nutzerverhalten für diese drei Bereiche – Stromverbrauch, Warmwasserbedarf und Mobilität – entwickelt. Eine Übersicht über das Gesamtmodell sowie die zugehörigen Datenquellen ist in Abbildung 5-1 dargestellt.

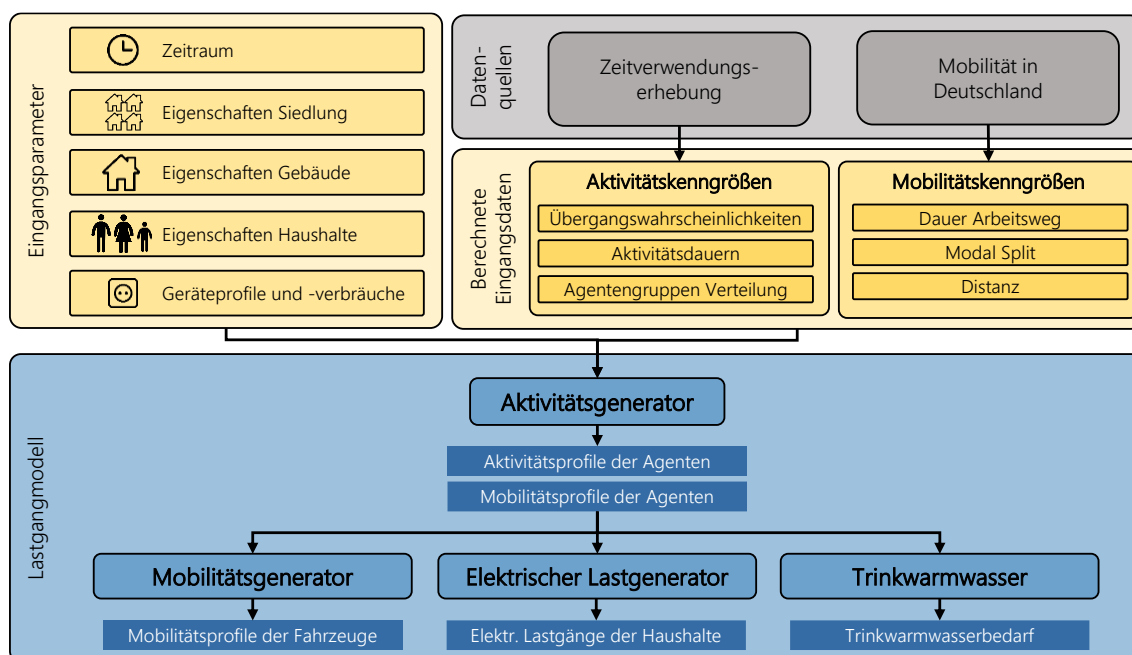


Abbildung 5-1: Übersicht des konsistenten Lastgangmodells für elektrische Lastgänge sowie zeitlich aufgelöste Warmwasser- und Mobilitätsbedarfe für Haushalte nach [13]

Dieses Modell besteht neben den allgemeinen Eingangsdaten zur Parametrisierung der zu erstellenden Haushalte und den Eingangsdaten bezüglich des Nutzerverhaltens aus der Zeitverwendungserhebung ([23]) und der Befragung Mobilität in Deutschland 2017 (MiD, [27]). Aus den ZVE-Daten werden zunächst Übergangswahrscheinlichkeiten berechnet, aus welchen mittels eines adaptierten Markow-Prozesses Aktivitäts- und

Mobilitätsprofile für einzelne Agenten berechnet werden. Das Aktivitätsprofil wird für die Bestimmung des elektrischen Lastgangs mit Geräten und entsprechenden Lastgängen verknüpft. Analoges gilt für die Warmwasserbedarfe, welche an die Aktivitäten gekoppelt sind. Mit dem Mobilitätsprofil und Daten aus der MID werden Wegeketten erstellt, um das Mobilitätsverhalten nachzubilden.

Das Modell ermöglicht die Abbildung verschiedener Haushaltsgrößen (von ein bis fünf Personen) und Bewohner-Typen (Vollzeitarbeitende, Teilzeitarbeitende, Rentner:innen und Kinder). Es wurde bereits in [13] veröffentlicht und basiert auf der vom Autor betreuten Masterarbeit [114]. Zur Erstellung der Lastgänge eines Netzgebiet wird das Modell für jeden Haushalt angewendet.

Im Folgenden wird zunächst das Aktivitätsmodell (Abschnitt 5.1), welches entscheidet was die unterschiedlichen Agenten im Laufe der Tage tun, beschrieben und aufbauend darauf die Modelle für das Mobilitätsverhalten (Abschnitt 5.2), elektrische Lastgänge (Abschnitt 5.3) und Wärmebedarfe (Abschnitt 5.4) erläutert. Weiterführend werden in diesem Kapitel die Erstellung der Gewerbelastgänge (Abschnitt 5.5) und der PV-Erzeugungsgänge (Abschnitt 5.6) beschrieben.

### 5.1 Nutzerverhalten als Grundlage für konsistente Lastgänge

---

Die Grundlage hierfür bildet das Aktivitätsmodell, welches das Nutzerverhalten nachbildet. Es wird für jeden Agenten ein zusammenhängendes Aktivitätsprofil über den Simulationszeitraum erstellt. Neben der Art der Aktivität wird zudem der Ort (zu Hause, am Arbeitsplatz, sonstiger Ort, Unterwegs) der Aktivität bestimmt und ein entsprechendes Mobilitätsprofil erstellt. Das Modell stützt sich auf Detail-Daten der ZVE-Studie (Scientific Use Files), welche im Folgenden erläutert werden [115].

#### 5.1.1 Eingangsdaten

---

Zeitverwendungserhebungen sind im Allgemeinen Statistiken, die Informationen darüber enthalten, wie Menschen ihre Zeit verbringen. In diesem Fall wird die Zeitverwendungserhebung des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2012/2013 verwendet [115]. Für die Erhebung wurden über 5.000 repräsentative Haushalte mit mehr als 11.000 Personen befragt. Die Interviews bestanden aus Haushaltsinterviews, persönlichen Interviews und Tagebüchern, die den detaillierten Tagesablauf der Befragten in Zeitschritten von zehn Minuten für drei Tage (zwei Wochentage und ein Wochenendtag) erhoben haben. Im Rahmen der Haushaltsbefragung wurden weitere Merkmale wie die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen und die Wohnfläche ermittelt. Persönliche Informationen wie Alter, Geschlecht, Familienstand und sozialer Status wurden durch persönliche Befragungen ermittelt. Die Aktivitäten aus den gesammelten Tagebüchern wurden in 165 definierte Aktivitätskategorien geclustert. Die Berufstätigkeit der Befragten wurde ebenfalls in Kategorien geclustert (Freiberufler:innen, Beamt:innen, Angestellte, Arbeiter:innen, Schüler:innen/Studierende, Rentner:innen, Arbeitslose). Zusätzlich enthält der Datensatz Informationen über die Arbeitssituation (Vollzeit, Teilzeit) jedes Befragten und darüber, ob die Person Schichtarbeit leistet.

Für die weitere Verwendung werden die Daten aufbereitet, zusammengefasst und Sonderfälle ausgeschlossen. Erstens wurden Aktivitäten, welche über einen gesamten Tag stattfanden, ausgeschlossen. Diese führen im Markow-Prozess in ein loses Ende da auf Grund der fehlenden Übergangswahrscheinlichkeit in die nächste Aktivität die aktuelle Aktivität nicht mehr beendet werden kann. Dieser Ausschluss betrifft jedoch nur 0,04 % (13 von 32.105 Tagesprofile) der Daten. Ebenso wurden die Aktivitäten „Fahrt zur Arbeit“ entfernt, da diese Pendelfahrten im späteren Prozess ersetzt werden, um eine gleichbleibende Fahrtdauer und Strecke bei allen Pendelfahrten eines Agenten zu erhalten. Dieses realistische Verhalten kann über den wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatz eines Markow-Prozesses nicht abgebildet werden. Weiterhin wurden die detaillierten 165 Tätigkeitskategorien der Studie, welche häufig nicht für die weitere Verwendung relevant sind, in 19 Überkategorien geclustert, welche in Tabelle 5-1 dargestellt sind. In der Tabelle sind zusätzlich auch die Orte der Aktivitäten (zu Hause: H; am Arbeitsplatz: A, an einem sonstigen Ort: S) aufgeführt. Weiterhin ist vermerkt, ob die Aktivitäten direkten (X) oder indirekten Einfluss (x) (z. B. Licht) auf den elektrischen Energieverbrauch oder den Warmwasserbedarf haben. Insgesamt ergeben sich somit für die weitere Modellierung, unter Beachtung der Zusatzkategorie Pendeln, 20 Aktivitäten.

Tabelle 5-1: Übersicht der verwendeten Aktivitäten und deren Einflüsse auf die weiteren Modellierungen

<b>Id</b>	<b>Aktivität</b>	<b>Ort</b>	<b>Elektr. Lastgang</b>	<b>Therm. Bedarf</b>
1	Schlafen	H	(x)	
2	Essen	H   A   S	(x)	
3	Waschen und Anziehen	H	X	X
4	Zubereitung Mahlzeiten	H	X	
5	Backen	H	X	
6	Geschirreinigung	H	X	X
7	Reinigen der Wohnung	H	X	X
8	Wäsche waschen	H	X	X
9	Bügeln	H	X	
10	Fernsehen	H	X	
11	Musik hören	H	X	
12	Computer benutzen	H	X	
13	Sonstige Aktivität zu Hause	H	X	
14	Arbeiten	H   A	(x)	
15	Bildung	H   S	(x)	
16	Soziale Kontakte	H   S	(x)	
17	Sonstige Aktivitäten	S		
18	Außer Haus	S		
19	Sonstiger Weg	S		
20	Pendeln	S		

Neben den Aktivitäten wurden auch die unterschiedlichen Personen nach den folgenden Kriterien in Agentengruppen zusammengefasst:

- Geschlecht: männlich/weiblich
- Berufstätigkeit: Angestellter, Arbeiter, Beamter, Selbstständiger, Schüler/Student, Rentner/Pensionär
- Umfang der Erwerbstätigkeit: Vollzeit/Teilzeit
- Schichtarbeit: Ja/Nein

Auf Basis dieser Kriterien werden die Tagesprofile aus der ZVE-Studie gefiltert. Bei Vollzeit arbeitenden Männern sind beispielsweise 57 % Angestellte, 13 % Freiberufler, je 12 % Beamte oder Arbeiter ohne Schichtarbeit und 6 % Schichtarbeiter. Eine detaillierte Beschreibung der Zuweisung zu den Agentengruppen ist [13] zu entnehmen.

### 5.1.2 Methodik des Aktivitätsmodells

---

Aufbauend auf diesen Kriterien und der Art des Tages wird in Anlehnung an [25] die Übergangswahrscheinlichkeit zum Wechsel von einer (aktuelle Aktivität:  $aA$ ) in eine zukünftige Aktivität ( $zA$ ) berechnet. Diese wird für die unterschiedlichen Uhrzeiten ( $t$ ), welche in der Studie im Zehnminutentakt erfasst wurden, und die Art des Tages, welche analog zu [21] in die vier Typtage ( $TT$ ) Montag – Donnerstag, Freitag, Samstag, Sonntag (Feiertag) eingeteilt wird, durchgeführt. Für die Berechnung werden durch Kombination der obigen Filter alle möglichen Aktivitätswechsel berechnet ( $n_{aA,t,TT}(zA)$ ) und diese durch alle Wechsel in eine andere Aktivität ( $n_{aA,t,TT}$ ), unter Beachtung der entsprechenden Filter, geteilt (siehe Formel (5-1)).

$$p_{U,aA,t,TT}(zA) = \begin{cases} \frac{n_{aA,t,TT}(zA)}{n_{aA,t,TT}} & , n_{aA,t,TT} \neq 0 \\ 0 & , n_{aA,t,TT} = 0 \end{cases} \quad (5-1)$$

Die resultierende Übergangswahrscheinlichkeit ( $p_{U,aA,t,TT}(zA)$ ) wird im nächsten Schritt für die weitere Verwendung zu einer kumulativen Übergangswahrscheinlichkeitsverteilung zusammengefasst. Diese wird für alle detaillierten Agentengruppen, alle Uhrzeiten und die 20 Startaktivitäten bestimmt. Insgesamt werden somit je detaillierter Agentengruppe 11.520 Übergangswahrscheinlichkeitsverteilungen bestimmt.

In einem typischen Markow-Prozess wird die folgende Aktivität mittels der Übergangswahrscheinlichkeiten für jeden Zeitschritt geprüft und dabei auch die Möglichkeit eines Verbleibs in der aktuellen Aktivität beachtet. Die Nachteile dieses Verfahrens für den gewählten Anwendungsfall lassen sich gut mit der Aktivität Schlafen beschreiben. Hierfür wird vereinfacht eine mittlere Übergangswahrscheinlichkeit von Schlafen zu Schlafen von 98 % in den Nachtstunden angenommen. In diesem Beispiel wäre die Wahrscheinlichkeit, dass für sechs Stunden, also 36 Zeitschritte, durchgängig die Aktivität Schlafen vorliegt, bei  $0,98^{36}$ , was einer Wahrscheinlichkeit von 48 % entspricht. Es würden also über die Hälfte der Agenten mindestens einmal pro Nacht in eine sonstige Aktivität wechseln. Aus diesem Grund wurde der Markow-Prozess modifiziert und neben der Übergangswahrscheinlichkeit eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Aktivitätsdauer ( $T$ ) bestimmt. Die Bestimmung



erfolgt analog zur Übergangswahrscheinlichkeit und ist in Formel (5-2) dargestellt. Mittels dieser Dauer wird die Länge der Aktivität bei Beginn dieser bestimmt und erst nach deren Ende eine neue Aktivität gestartet.

$$p_{D,zA,t,TT}(T) = \begin{cases} \frac{n_{zA,t,TT}(T)}{n_{zA,t,TT}} & , n_{aA,t,TT} \neq 0 \\ 0 & , n_{aA,t,TT} = 0 \end{cases} \quad (5-2)$$

Beide Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden als vierdimensionale Matrizen entsprechend den beschriebenen Filtern gebildet.

Im Weiteren wird für jeden Agenten, wie in Abbildung 5-2 dargestellt, ein zusammenhängendes Aktivitätsprofil gebildet. Hierzu wird nach Abschluss einer Startaktivität inkl. zugehöriger Dauer, die entsprechende kumulierte Übergangswahrscheinlichkeit in die 18 anderen Aktivitäten (ohne Pendeln) ausgewählt. Mittels einer (reproduzierbaren) gleichverteilten Zufallszahl zwischen 0 und 1 wird die zukünftige Aktivität bestimmt. Es wird die erste Aktivität gewählt, deren kumulierte Übergangswahrscheinlichkeit größer als die Zufallszahl ist. Im zweiten Schritt wird für diese Aktivität wiederum mittels einer Zufallszahl und analogem Vorgehen aus der kumulativen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Dauer die Aktivitätsdauer bestimmt. Dieses Verfahren wird so lange wiederholt, bis das Aktivitätsprofil den gesamten Betrachtungszeitraum abdeckt.

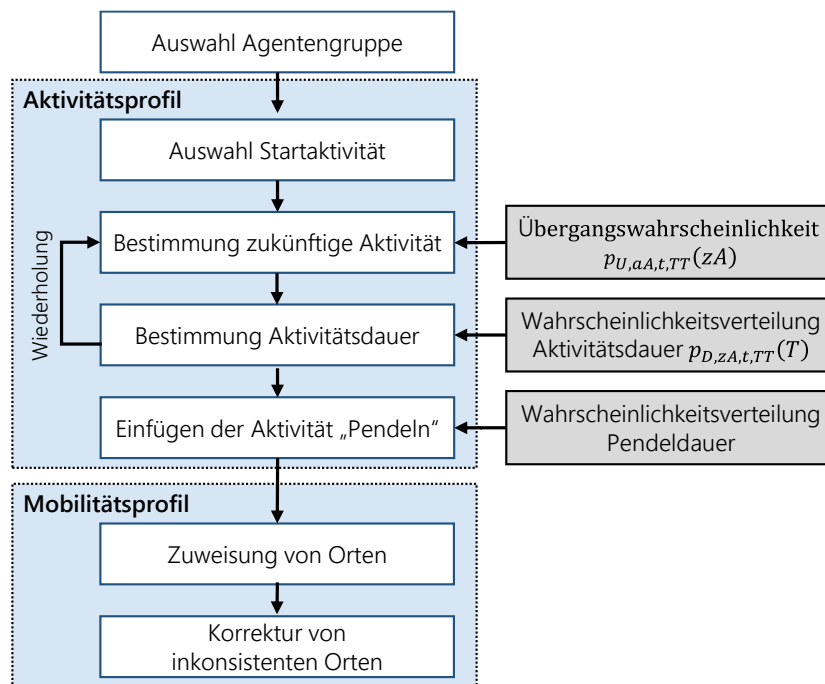


Abbildung 5-2: Ablaufdiagramm zur Erstellung des Aktivitäts- und Mobilitätsprofils

Im nächsten Schritt werden die fehlenden Fahrten zur Arbeit eingefügt, um gleichbleibende Dauern zu erhalten. Für alle Arbeitszeitblöcke, welche durch Pausen wie beispielsweise Essen unterbrochen werden können, werden der erste und der letzte Zeitschritt festgelegt. Falls die Arbeit nicht zu Hause stattfindet, wird dann entsprechend zu Beginn des Arbeitsblocks eine Fahrt, deren Dauer aus den MID-Daten stammt und abhängig von der gewählten Stadtkategorie ist, gewählt [27]. Dieselbe Fahrtdauer wird auch am Ende des

Arbeitsblocks eingefügt. Es werden folglich nur Änderungen in der Aktivität Arbeit vorgenommen.

Im Folgenden wird das Mobilitätsprofil gebildet. Hierzu werden die Aktivitäten mit Orten verknüpft. Das Modell unterscheidet zwischen den fünf Orten: zu Hause, am Arbeitsplatz, anderer Ort, sonstiger Weg und Pendeln. Das Pendeln umfasst den Weg zur und von der Arbeit. Die meisten Aktivitäten können explizit an einen Ort gekoppelt werden. Tabelle 5-1 enthält die angenommenen, möglichen Orte für jede Aktivität. Schlafen ist zum Beispiel explizit an den Ort zu Hause gekoppelt. Andere Aktivitäten wie Essen können nicht eindeutig einem Ort zugewiesen werden. Agenten können zu Hause, am Arbeitsplatz oder an anderen Orten essen. Das Modell ordnet diese nicht eindeutig definierten Orte zu, indem es die Orte vor und nach ihnen überprüft. Wenn der Agent beispielsweise vor und nach der Aktivität Essen am Arbeitsplatz ist, bleibt er dort, um zu Essen. Der Aufenthaltsort jedes Agenten zu jedem Zeitschritt wird in einem Aufenthaltsvektor gespeichert.

Für das Mobilitätsprofil ist ein konsistenter und stimmiger Aufenthaltsvektor wichtig, weshalb vermeintlich fehlerhafte Orte korrigiert werden. Generell gelten folgende Bedingungen für das Mobilitätsprofil:

- Übergänge zwischen zu Hause, Arbeitsplatz und einem sonstigen Ort erfordern einen Weg (Pendeln oder sonstiger Weg) dazwischen
- Direkte Übergänge von zu Hause zu einem sonstigen Ort und zurück sind erlaubt
- Die Dauer des sonstigen Wegs von zu Hause zu einem anderen Ort muss der Dauer der folgenden Fahrt zurück nach Hause entsprechen

Die erste Bedingung ist notwendig, um bei Wegeketten eine Verbindung zwischen den Orten zu gewährleisten. Dies stellt sicher, dass eine Abdeckung der Wegekette mit einem Fahrzeug möglich ist und das Fahrzeug nicht an einem Ort zurückgelassen wird. Ansonsten würde das Fahrzeug nicht für weitere Fahrten zur Verfügung stehen. Die zweite Bedingung erlaubt es aber, dass einzelne Aktivitäten an unterschiedlichen Orten ohne Zwischenwege verknüpft werden. Beispielsweise beinhaltet die Kategorie „sonstige Aktivität“ auch Joggen oder Spaziergehen, die an einem anderen Ort stattfinden, aber sowohl zu Hause beginnen, also auch enden können. Die letzte Anforderung stellt realistische Wegeketten sicher. Wenn beispielsweise eine Fahrt zu einem Ort 15 km lang ist, wird die direkte Rückfahrt gleich lang sein. Bei Wegeketten – mit Start und Ende zu Hause – muss die Summe der Wege nach der ersten Fahrt mindestens die Länge wie die erste Fahrt haben.

Falls einzelne Anforderungen nicht erfüllt werden, wird der Aufenthaltsvektor entsprechend angepasst und Fahrten korrigiert bzw. zusätzlich Fahrten eingefügt. Die Anpassung muss abschließend auch auf den Aktivitätsvektor übertragen werden, damit die beiden Vektoren konsistent sind. Immer wenn der Agent nicht zu Hause oder unterwegs ist, wird dieser als abwesend mit der Aktivitäts-Id 18 (Nicht zu Hause) belegt. Somit sind im finalen Aktivitätsprofil nur noch Tätigkeiten zu Hause (1 – 17), nicht zu Hause (18) und Wege (19, 20) enthalten.

5.1.3 Ergebnisse und Validierung des Aktivitätsmodells

Eine detaillierte Validierung des Aktivitätsmodells ist in [13] beschrieben. Hierzu werden die Ergebnisse des Aktivitätsmodells, also die Aktivitätsvektoren, mit den Eingangsdaten verglichen. Die Simulation wurde für 300 Gebäude mit 940 Haushalten basierend auf einer repräsentativen Verteilung für Deutschland durchgeführt. Die exakten Daten und Parameter sind in [13] beschrieben. Es werden die Häufigkeit der Aktivitätswechsel verglichen, welche im Mittel sowohl im Modell als auch in den Eingangsdaten bei 21 Aktivitätswechseln pro Tag liegen. Insgesamt sind die Verteilungen der Aktivitätswechsel je Tag und Agent in sehr ähnlichen Bereichen. Neben den Aktivitätswechseln werden zusätzlich die zeitlichen Anteile, welche die unterschiedlichen 20 Aktivitäten innerhalb eines Jahres ausmachen, verglichen. Abbildung 5-3 zeigt, dass die absolute Abweichung für nahezu alle Aktivitäten unter einem Prozent liegt. Die Abweichung bei der Aktivität Arbeiten stammt von der Restriktion, dass während mehrerer Arbeitsblöcke am Arbeitsort zwischenzeitlich keine Aktivitäten zu Hause möglich sind. Aus diesem Grund wird die Aktivität Arbeit leicht überschätzt und Aktivitäten zu Hause (z. B. Schlafen, sonstige Aktivitäten zu Hause) leicht unterschätzt. Das Einfügen der zusätzlichen Wege und Pendelstrecken geht etwas zu Lasten der Aktivität außer Haus. Insgesamt lässt sich aber zusammenfassen, dass die Nachbildung der Aktivitäten mittels des entwickelten Modells sehr gut mit den Eingangsdaten übereinstimmt. [13]

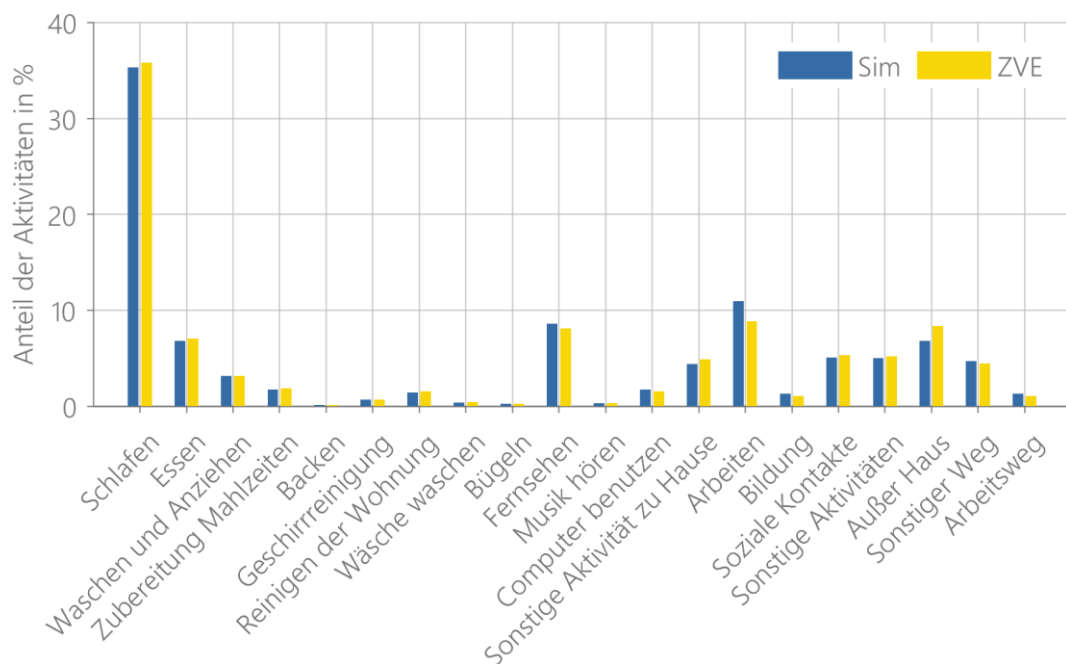


Abbildung 5-3: Jährlicher Anteil der einzelnen Aktivitäten innerhalb der Simulation und in den ZVE-Daten nach [13]

Neben der Anzahl der Aktivitätswechsel und den Anteilen der Einzelaktivitäten ist entscheidend, zu welchen Uhrzeiten die Aktivitäten auftreten. In Abbildung 5-4 ist der Verlauf der Aktivitäten an einem durchschnittlichen Wochentag dargestellt. Die obere Abbildung zeigt die Ergebnisse der Simulation und die untere Abbildung die der Vergleichsdaten. Die Darstellung zeigt über den Verlauf eines Tages (Abszisse), welche Aktivitäten die Agenten zu welchem Anteil ausführen (Ordinate).

Erwartungsgemäß dominiert zunächst die Aktivität „Schlafen“, welche im Verlauf des Tages von Arbeiten abgelöst wird. Je weiter der Tag voranschreitet, desto mehr verschiedene Aktivitäten treten auf. Der Vergleich der Abbildungen zeigt, dass das prinzipielle Verhalten gut dargestellt wird. Die Ergebnisse der Simulation sind etwas gleichmäßiger, da hierfür wesentlich mehr Tagesprofile gemittelt werden als in den Vergleichsdaten verfügbar sind. Zudem ist hervorzuheben, dass innerhalb der Eingangsdaten oftmals kleine Sprünge zu vollen Stunden erkennbar sind. Dies deutet darauf hin, dass die befragten Personen Aktivitätswechsel häufig zu vollen Stunden angaben. Dieses tendenziell unrealistische Verhalten tritt in den simulierten Daten nicht so stark auf.

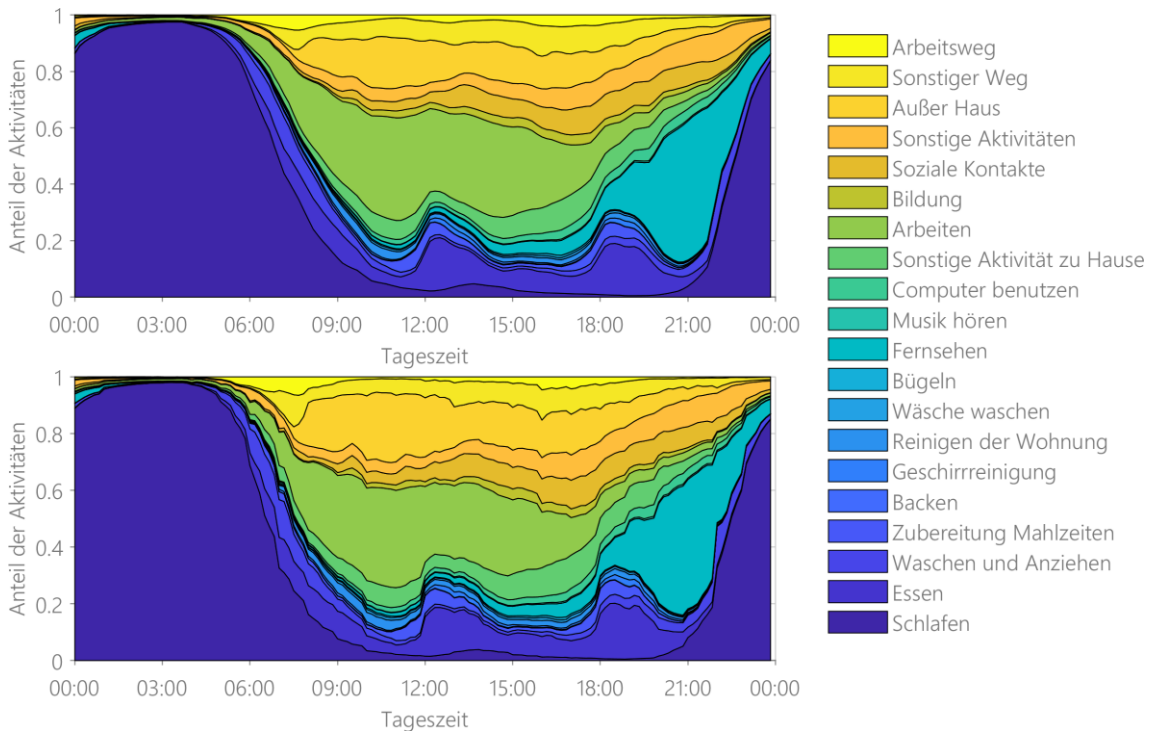


Abbildung 5-4: Mittlere geschichtete Aktivitätsverläufe für einen typischen Werktag (Mo – Do) der Simulation (oben) und der ZVE-Daten (unten) nach [13]

Abschließend lässt sich konstatieren, dass das entwickelte Modell die Anzahl der Aktivitätswechsel, die Häufigkeit der unterschiedlichen Aktivitäten und die Verteilung der Aktivitäten über den Tag gut nachbildet und somit für die geplante Verwendung geeignet ist.

## 5.2 Fahrprofile und Verbräuche der Elektrofahrzeuge

Das dritte Hauptmodul dient der Erstellung von Mobilitätsprofilen der Fahrzeuge und aufbauend darauf erfolgt die Berechnung der Energieverbräuche für diese Fahrten. Zunächst wird die Datengrundlage für die Bestimmung der Wege erläutert. Anschließend wird die Erstellung der Fahrzeugprofile basierend auf den Ergebnissen des Aktivitätsmodells beschrieben.

### 5.2.1 Eingangdaten

---

Der bereits beschriebene Datensatz der Zeitverwendungserhebung [23] enthält zwar die Dauer, die für die Wege benötigt wurde, aber keinerlei weitere Informationen wie beispielsweise die zurückgelegte Strecke oder die Art des Verkehrsmittels. Aus diesem Grund dient für das Mobilitätsmodell die bundesweite Mobilitätserhebung „Mobilität in Deutschland“ 2017 (MiD) [27] als Datengrundlage. In der MiD wird das Mobilitätsverhalten privater Haushalte in Deutschland untersucht. Die Studie wird seit 2002 ca. alle fünf Jahre im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (bzw. seit 2022 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) durchgeführt und ist Nachfolger der zuvor durchgeführten Studie „Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten“ (KONTIV). Zentrales Ziel der MiD ist es verlässliche und repräsentative Informationen über das alltägliche Verkehrsverhalten von Personen und Haushalten zu erhalten. Die für diese Arbeit verwendete Version aus dem Jahr 2017 enthält für 156.420 Haushalte mit 316.361 Personen detaillierte Angaben über das Mobilitätsverhalten an jeweils einem Tag. Insgesamt wurden 960.691 Wege erfasst. Die Studie besteht aus sieben Teildatensätzen, wovon in diesem Rahmen die Datensätze für Haushalte, Personen und Wege verwendet wurden. Der Datensatz für Personen enthält beispielsweise Informationen über die Erwerbstätigkeit der Person, aber auch Daten zur Größe der Gemeinde, in der die Person lebt. Der Fahrtendatensatz liefert Informationen über die Art des Verkehrsmittels, den Zweck, die Dauer und die Entfernung einer Fahrt.

Zur Verknüpfung mit dem Aktivitätsmodell werden die Daten entsprechend den folgenden Kriterien aufbereitet. Zunächst werden die Daten basierend auf der Stadtkategorie (ländlicher Raum: bis 50.000 Einwohner, Stadt: 50.000 – 450.000 Einwohner, Großstadt 450.000 – 650.000 Einwohner oder Metropole: ab 650.000 Einwohner) gefiltert. Im nächsten Schritt werden die Wegzwecke in „Pendeln“ und „Sonstiger Weg“ unterteilt und die Anzahl der Fahrzeuge im Haushalt berücksichtigt. Als Nächstes wird je Fahrt mittels einer Zufallszahl und einer zuvor bestimmten Häufigkeitsverteilung des Modal Splits entschieden, ob die Fahrt mit einem Auto oder einem anderen Verkehrsmittel stattfindet. Der Modal Split beschreibt die Anteile der unterschiedlichen Verkehrsmittel. Aufbauend darauf werden für die Autofahrten Häufigkeitsverteilungen in Abhängigkeit von der Fahrdauer und der Durchschnittsgeschwindigkeit erstellt. Die Fahrdauer wird hierfür in elf Zeitdauern (0-10, ..., > 100 Minuten) entsprechend den Zehnminuten-Intervallen der ZVE unterteilt. Mittels dieser Statistiken werden, wie im folgenden Abschnitt beschrieben, Mobilitätsprofile erstellt.

### 5.2.2 Erstellung der Mobilitätsprofile und Berechnung der Energiebedarfe

---

Die Mobilitätsprofile verbinden die aus dem Aktivitätsprofil stammenden fünf Ortsangaben (zu Hause, am Arbeitsplatz, sonstiger Ort, Pendeln und sonstiger Weg). Zunächst wird mittels der beschriebenen Daten der Pendelweg zur Arbeit bestimmt. Wie im Kapitel zum Aktivitätsmodell beschrieben, wird die typische Dauer für den Arbeitsweg je Agent einmal festgelegt und dann aus Konsistenzgründen beibehalten. Entsprechend dieser Dauer wird aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Modal Splits der aufbereiteten Mobilitätsdaten mittels einer Zufallszahl, analog zum Aktivitätsmodell, das Verkehrsmittel bestimmt. Der Arbeitsweg kann mit dem Auto, einem anderen Verkehrsmittel oder zu Fuß zurückgelegt

werden. Nach der Wahl des Verkehrsmittels wird entsprechend der Pendeldauer eine geeignete Distanz zugewiesen. Der Modal Split ist von der Stadtkategorie, also der Einwohneranzahl, und der Anzahl der Fahrzeuge im Haushalt abhängig. [13]

Zusätzlich zu den Arbeitswegen werden mittels der weiteren Wahrscheinlichkeitsverteilungen für jeden einzelnen Weg entsprechend der Dauer ein Fortbewegungsmittel und eine Distanz, welche aus der Dauer und mittleren Geschwindigkeit berechnet wird, bestimmt. Diese Berechnung erfolgt in Abhängigkeit der obigen Parameter (Anzahl Personen und Fahrzeuge im Haushalt und Stadtkategorie). Die Wahl des Verkehrsmittels wird nur beim Verlassen des Wohngebäudes neu entschieden und bis zur Rückkehr gleich belassen. Somit wird vermieden, dass eine Wegekette mit dem Auto „zu Hause“ beginnt und ohne Auto, welches dann an einem „sonstigen Ort“ bleiben würde, endet, da dieses Verhalten in der Realität nur selten auftritt und dies nicht der Modellfokus ist. Ebenso wird bei den Distanzen geprüft, dass sich logische Wegeketten ergeben. Daher wird bei Fahrten von zu Hause zu einem sonstigen Ort und im Anschluss wieder nach Hause der Rückfahrt dieselbe Distanz wie der Hinfahrt zugewiesen. Bei Fahrten mit mehreren Teilstrecken (1, 2, ..., n) wie beispielsweise von zu Hause (A) zu B und zu C, muss die Summe der folgenden Teilstrecken (2, ..., n) mindestens der Strecke der ersten Fahrt entsprechen. In diesem Beispiel muss also die Strecke A zu B (1) kleiner oder gleich lang sein wie die Summe der Strecken B zu C (2) und C zu A (3). Eine kürzere Strecke ist unter der Annahme, dass bei der ersten Strecke kein Umweg gefahren wurde, nicht möglich. [13]

Falls in einem Haushalt mehr Fahrzeugnutzer als Fahrzeuge sind, wird zusätzlich geprüft, ob es zu Nutzungskonflikten um das Fahrzeug kommt. In diesem Fall wird der Person mit der längeren Fahrzeit das Vorrecht auf dieses eingeräumt und die andere Person kann das Fahrzeug nur verwenden, wenn es nicht in Benutzung ist. Somit entsteht als Ergebnis dieses Moduls ein Mobilitätsprofil mit fünf Orten und entsprechenden Fahrten inkl. deren Distanz und mittlerer Geschwindigkeit. [13]

Abschließend werden die Energieverbräuche der Fahrten mittels eines Verbrauchsmodells basierend auf [116] berechnet. Hierzu werden die Dauer, Geschwindigkeit, Fahrzeugklasse und Außentemperatur berücksichtigt. Die Grunddaten der Modellierung sind aus [117] entnommen. Ein Überblick über die resultierenden Verbräuche in Abhängigkeit der Temperatur [118] und Geschwindigkeit wird in [70] vorgestellt. Es zeigt sich, dass die höchsten spezifischen Verbräuche bei niedrigen Temperaturen und geringer Geschwindigkeit auftreten, da das Heizen zeit- und nicht distanzabhängig ist. Ebenso steigt mit höherer Geschwindigkeit der spezifische Verbrauch in allen Temperaturbereichen an. Die geringsten spezifischen Verbräuche werden bei Temperaturen um 20 Grad Celsius und niedrigen Geschwindigkeiten erreicht.

### 5.2.3 Ergebnisse und Validierung des Mobilitätsmodells

Zur Validierung des Mobilitätsmodells werden die Ergebnisse einer repräsentativen Verteilung bezüglich der Stadtkategorien, in welcher die Agenten leben, in [13] mit den Eingangsdaten der MiD [27] und dem Mobilitätspanel (MOP) [119], einer weiteren jährlich

vom BMDV durchgeführten Mobilitätsuntersuchung, verglichen. Zur besseren Vergleichbarkeit werden auch aus dem MOP die Werte für das Jahr 2017 verwendet. Die Daten in Tabelle 5-2 zeigen, dass die Ergebnisse in allen betrachteten Kategorien im Bereich der beiden Mobilitätsstatistiken liegen. Im Modell sind 92,3 % der Agenten mobil, was bedeutet, dass sie mindestens einen Weg pro Tag zurücklegen. Dieser Wert liegt somit leicht über der MiD (85 %) und der MOP (91,3 %). Im Gegensatz dazu liegt die tägliche Reisezeit mit 91,6 Minuten zwischen den Literaturwerten von 82 (MOP) und 97 Minuten (MiD). Auch die Anzahl der Wege je Person und je mobiler Person liegen mit 3,2 bzw. 3,5 im Bereich der Studien. [13]

Tabelle 5-2: Mobilitätskenngrößen je Tag in MiD, MOP und dem entwickelten Modell [13]

Kenngröße	MiD [27]	MOP [119]	Modell
Anteil mobiler Personen in %	85,0	91,3	92,3
Reisezeit je Person in min	97	82	91,6
Anzahl Wege je Person	3,1	3,3	3,2
Anzahl Wege je mobiler Person	3,6	3,6	3,5

Neben den Mobilitätskenngrößen der Einzelpersonen ist der Aufenthaltsort der Fahrzeuge für die geplante Modellierung von Ladevorgängen ein entscheidendes Kriterium. Hierzu sind in Abbildung 5-5 die Aufenthaltsorte der Fahrzeuge über den Wochenverlauf nach den MiD-Daten und dem Modell dargestellt. Der Vergleich der beiden Aufenthaltsmatrizen zeigt ein sehr ähnliches Verhalten. Im Durchschnitt stehen immer über 50 % Prozent der Fahrzeuge (58 % nach MiD, 53 % im Modell) zu Hause. Die Anzahl der Fahrzeuge zu Hause wird somit im Modell leicht unterschätzt. Der zweite Hauptaufenthaltsort der Fahrzeuge ist der Arbeitsplatz. An Werktagen stehen ca. 30 % der Fahrzeuge am Arbeitsplatz, wobei der Wert im Modell leicht über den Eingangsdaten liegt. Die sonstigen Orte als Aufenthalt treten überwiegend tagsüber auf, vermehrt an den Wochenenden, und werden leicht unterschätzt. [13]

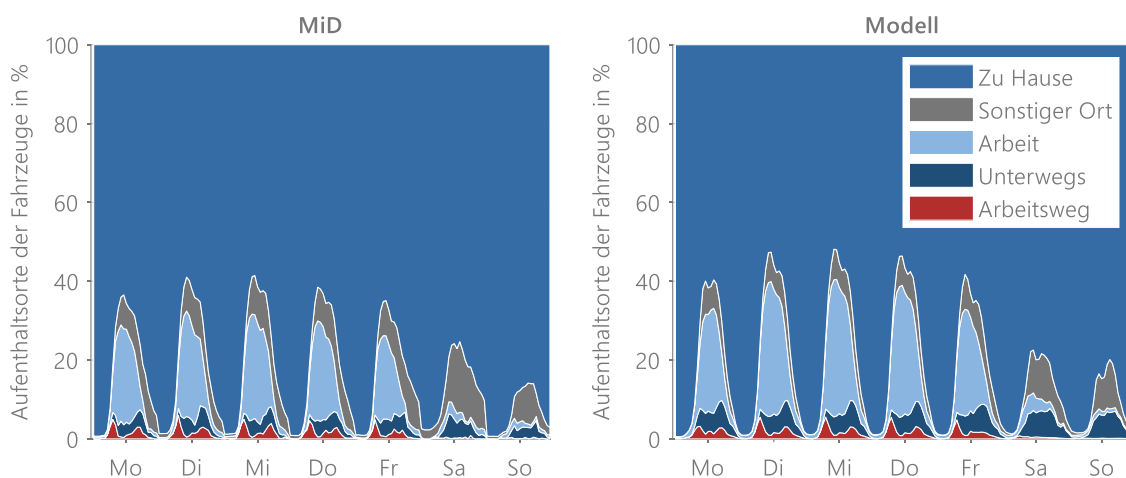


Abbildung 5-5: Aufenthaltsort der Fahrzeuge basierend auf den MiD-Daten ([27]) und den Ergebnissen des Modells nach [13]

Des Weiteren lässt sich erkennen, dass die Fahrten zur Arbeit überwiegend morgens (Hinfahrt) und abends (Rückfahrt) stattfinden und dazwischen, um die Mittagszeit, stark abnehmen. Auch der Anteil Unterwegs, also die sonstigen Fahrten, betrifft nur einen kleinen Teil der Fahrzeuge und tritt überwiegend tagsüber auf. Nachts sind über 97 % der Fahrzeuge zu Hause geparkt, wobei der Wert unter der Woche (So – Do) sogar bei nahezu 99 % liegt. Insgesamt werden das Verhalten der Fahrzeuge und die für die weitere Verwendung relevanten Parameter, wie die Anwesenheit an Ladeorten (zu Hause oder am Arbeitsplatz), gut abgebildet. [13]

Neben der Anwesenheit an einem Ladeort sind die gefahrenen Strecken die zweite relevante Ausgangsgröße, da diese den Ladebedarf bestimmen. Die umfangreiche Validierung in [13] zeigt, dass die Länge der Einzelfahrten im Modell leicht unterschätzt wird. Insgesamt sind lange Fahrten unterrepräsentiert. Im Modell wird nahezu 90 % der jährlichen Fahrleistung von Strecken bis 100 km verursacht, wohingegen in den MiD-Daten Fahrten bis 100 km nur für 78 % sorgen. Dies führt auch zu geringeren mittleren Jahresfahrleistungen im Modell, welche mit 10.700 km/Jahr deutlich unter den Werten der MiD mit 14.700 km liegen. Diese Abweichung lässt sich damit erklären, dass im Rahmen des Modells basierend auf den eintägigen ZVE-Daten keine Fahrten über mehrere Tage abgebildet werden. Somit werden beispielsweise Urlaubsfahrten, welche typischerweise lange Strecken beinhalten, nicht abgebildet. Bei der Detailanalyse der Ergebnisse der unterschiedlichen Stadtkategorien spiegelt sich dieses Verhalten erneut wider, da in Großstädten das Fahrzeug vermehrt für längere Fahrten verwendet wird und im Alltag oft auch auf andere Verkehrsmittel zurückgegriffen werden kann. Zudem sind die täglichen Strecken kürzer. Obwohl die modellierte Jahresfahrleistung die tatsächlichen typischen Jahresfahrleistungen unterschreitet, ist unter Berücksichtigung des Anwendungsfalls – Analyse der resultierenden Netzbelastungen im Verteilnetz – das Modell gut geeignet die täglichen Fahrten abzubilden. Auf langen Fahrten mit mehreren hundert Kilometern muss mit aktuellen Elektrofahrzeugen im Regelfall zusätzlich an einem weiteren Ladeort, welcher nicht Teil des Bilanzraums dieser Analysen ist, geladen werden. Aus diesem Grund sind die Abweichungen für den Anwendungsfall tolerierbar. [13]

### 5.2.4 Ladeorte privater Elektrofahrzeuge

---

Für die Modellierung der Netzbelastung wird jedes Elektrofahrzeug einem Hauptladeort, welcher im betrachteten Netzgebiet liegt, zugewiesen. Die modellierten privaten Elektrofahrzeuge bilden im Weiteren entweder klassische Privatfahrzeuge mit Ladeort zu Hause oder Mitarbeiterfahrzeuge mit Ladeort am Arbeitsplatz ab. Für die Betrachtung in der Netzberechnung werden je Elektrofahrzeug ein Verbrauchs- und ein Anwesenheitsvektor am Ladeort verwendet. Der Verbrauchsvektor enthält je Fahrt die benötigte Energiemenge, wobei die Verbräuche aller Fahrten zwischen Abfahrt und Rückkehr (Home-to-Home oder Business-to-Business) zusammengefasst werden. Der logische Anwesenheitsvektor wird aus dem Mobilitätsprofil des Fahrzeugs gebildet und entsprechend zu Hause oder Arbeit als Ladeort bei der Erstellung berücksichtigt. Dieser gibt somit an, ob das Fahrzeug am entsprechenden Ort ist oder nicht.



### 5.2.5 Gewerbliche Fahrzeuge

---

Die Modellierung der rein gewerblichen Fahrprofile, wie beispielsweise von Poolfahrzeugen für Dienstreisen, kann nicht mit dem vorgestellten Modell für Privatpersonen [13] abgebildet werden. Aus diesem Grund wird hierzu ein ähnliches Modell, welches auf der Mobilitäts-erhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (KiD) [120] beruht, angewendet. In dieser Studie liegt der Fokus auf gewerblich genutzten Kraftfahrzeugen und enthält Daten zu 70.249 Kraftfahrzeugen und insgesamt 117.377 Fahrten. Die Fahrdaten wurden in der Masterarbeit von Schulz [121] aufbereitet und aus diesen in der vom Autor mitbetreuten Masterarbeit von Franz [122] mittels berechneter Abfahrtswahrscheinlichkeiten und Wegelängen Fahrprofile erzeugt. Das Modell wurde in der ebenfalls vom Autor betreuten Masterarbeit von Jooß [123] weiterentwickelt und dieser Stand wird für die weiteren Berechnungen verwendet. Die Bestimmung der Energieverbräuche erfolgt analog zum Vorgehen in Abschnitt 5.2.2. Als Ergebnisse resultieren, wie im Modell für Privatfahrzeuge, jeweils ein Anwesenheits- und ein Verbrauchsvektor je Fahrzeug.

## 5.3 Modell zur Erstellung elektrischer Haushaltlastgänge

---

Das folgende Modell erstellt aufbauend auf dem Aktivitätsprofil einen elektrischen Lastgang für den entsprechenden Haushalt in zeitlicher Auflösung bis zu einer Minute. Zusätzlich ermöglicht das Modell eine Aufteilung der Last auf die in Deutschland üblichen drei Phasen. Im folgenden Kapitel werden zunächst die Eingangsdaten hierfür beschrieben. Aufbauend darauf wird die Modellierung erläutert und abschließend die Ergebnisse validiert und eingeordnet.

### 5.3.1 Eingangsdaten und -parameter

---

Neben den Aktivitätsprofilen sind die beiden Parameter Energieeffizienz und Ausstattungsgrad mit elektrischen Geräten wichtig. Die Energieeffizienz des Haushalts entscheidet im weiteren Verlauf, ob Geräte mit hoher oder niedriger Energieeffizienzklasse verwendet werden. Für das Modell können drei Abstufungen (niedrig, mittel oder hoch) gewählt werden. Der Ausstattungsgrad entscheidet über die Verfügbarkeit von elektrischen Geräten und ist ebenfalls in drei Kategorien unterteilt. Neben dem Ausstattungsgrad ist die Verfügbarkeit von elektrischen Geräten, welche detailliert betrachtet werden, auch von der Anzahl der Haushaltsbewohner:innen abhängig und schwankt zwischen elf (eine Person, niedriger Ausstattungsgrad) und 29 (fünf Personen, hoher Ausstattungsgrad) Geräten. Die Anzahl der Geräte orientiert sich an [124] und wurde auf Grund der Vielschichtigkeit des Modells erweitert. Typische Geräte je Haushalt sind Fernseher, Stereoanlage(n), Computer, Backofen, Wasserkocher, Geschirrspüler oder Kühlschrank.

Die Modellierung der Geräte erfolgt – sofern vorhanden – mit gemessenen Lastgängen der unterschiedlichen Geräte aus [125–127]. Falls keine Lastgänge vorliegen, werden alternativ plausible Lastprofile generiert oder die Geräte mit einer Grundlast und einem überlagerten Rauschsignal modelliert (Lastwert). Letzteres wird für Geräte angewendet, die entweder ein- oder ausgeschaltet sind, wie z. B. Fernsehgeräte. Eine Übersicht der Modellierung ist in Tabelle 5-3 dargestellt.

5.3.2 Methodik

Für die Modellierung der Lastprofile lassen sich alle Geräte mit Ausnahme der Beleuchtung hinsichtlich ihrer Nutzung generell in drei verschiedene Gruppen einteilen, welche in Tabelle 5-3 dargestellt sind.

1. Geräte, die immer eingeschalten sind (Grundlast): z. B. Router oder Kühlschrank
2. Geräte, die nur während einer Tätigkeit genutzt werden (direkt tätigkeitsabhängig): z. B. Staubsauger, Toaster oder Kaffeemaschine
3. Geräte, die bei einer Tätigkeit gestartet werden, danach aber weiterlaufen (indirekt tätigkeitsabhängig): z. B. Waschmaschine, Trockner oder Geschirrspüler

Tabelle 5-3 Übersicht der elektrischen Geräte, deren zugehörigen Aktivitäten, Modellierungsart und Datengrundlage nach [13]

<b>Id</b>	<b>Geräte</b>	<b>Aktivität</b>	<b>Modellierungsart</b>	<b>Datengrundlage</b>
1	Router		Grundlast	Lastwert
2,3	Kühlschrank		Grundlast	Lastgang
4	Gefrierschrank		Grundlast	Lastgang
5	Sonstige Geräte		Grundlast	Lastwert
6	Beleuchtung	Aktivität zu Hause	Anwesenheit	Lastwert
7	Föhn	Waschen und Anziehen	Direkt	Lastwert
8	Herd	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastgang
9	Ofen (Kochen)	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastgang
10	Wasserkocher	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastwert
11	Mikrowelle	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastwert
12	Toaster	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastwert
13	Kaffeemaschine	Zubereitung Mahlzeiten	Direkt	Lastwert
14	Ofen (Backen)	Backen	Indirekt	Lastgang
15	Spülmaschine	Spülen	Indirekt	Lastgang
16	Staubsauger	Reinigen der Wohnung	Direkt	Lastwert
17	Waschmaschine	Wäsche waschen	Indirekt	Lastgang
18	Trockner	Wäsche waschen	Indirekt	Lastgang
19	Bügeleisen	Bügeln	Direkt	Lastwert
20,21	Fernseher	Fernsehen	Direkt	Lastwert
22	DVD-Player	Fernsehen	Direkt	Lastwert
23	Spielekonsole	Fernsehen, Sonst. Akt.	Direkt	Lastwert
24,25	Stereoanlage	Musik hören	Direkt	Lastwert
26,27	Computer	Computer benutzen	Direkt	Lastwert
28-30	Laptop	Computer benutzen	Direkt	Lastwert

Die Erstellung der elektrischen Lastgänge des Haushalts beginnt mit der Auswahl der Gerätelastgänge in Abhängigkeit von deren Verfügbarkeit und der Effizienzklasse. Bei den als Grundlast modellierten Geräten werden diese direkt dem Lastgang zugewiesen. Alle anderen Geräte werden im Weiteren entsprechend der Aktivitätsprofile verwendet. Hierzu wird eine Tätigkeitsmatrix des Haushalts gebildet, die je Tätigkeit und Zeitschritt die Anzahl der Personen beinhaltet, die diese Tätigkeit zu Hause durchführen.

Anhand dieser Informationen beginnt der Abgleich der Aktivitäten und der Nutzung der elektrischen Geräte. Sobald ein Aktivitätswechsel im Haushalt stattfindet, wird geprüft, ob hierfür elektrische Geräte verwendet werden. Wenn dies der Fall ist, werden die für diese Tätigkeit relevanten Geräte berücksichtigt. Je nach Art der Aktivität sind die Geräte entweder direkt mit den Aktivitäten verknüpft, z. B. „Fernsehen“ mit dem Fernseher, oder mittels Wahrscheinlichkeiten, dass Geräte verwendet werden. Ein gutes Beispiel hierfür ist die Aktivität „Zubereitung Mahlzeiten“, da hier die Verwendung mehrerer Geräte möglich ist. Die Geräte Herd, Backofen, Wasserkocher, Mikrowelle, Toaster oder Kaffeemaschine weisen eine über den Tag variierende Wahrscheinlichkeit auf verwendet zu werden. Die tatsächliche Verwendung der Geräte wird dann über das Ziehen von Zufallszahlen je Gerät abgebildet. Je nach Zufallszahlen und den tageszeitlichen Wahrscheinlichkeiten sind also keine oder mehrere Geräte in Gebrauch. Um unrealistisches Verhalten zu vermeiden, sind weitere Restriktionen notwendig. Der Backofen beispielsweise, welcher sowohl für die Aktivität Zubereitung Mahlzeiten als auch Backen verwendet werden kann, darf nicht in beiden Aktivitäten gleichzeitig genutzt werden. Wenn der Backofen also zum Backen benutzt wird, kann er nicht gleichzeitig zum Kochen verwendet werden und andersherum.

Die Verwendungsdauer der Geräte ist davon abhängig, ob es sich um eine direkte oder indirekte Abhängigkeit handelt. Die Geräte mit direkter Aktivitätsabhängigkeit werden mit dem Wechsel in die nächste Aktivität beendet, wohingegen die indirekt abhängigen Geräte, wie beispielsweise die Waschmaschine, auch über den Aktivitätswechsel für eine definierte Zeit, z. B. die Dauer des Waschvorgangs, weiterlaufen.

Die Beleuchtung unterscheidet sich auf Grund der Vielzahl an Beleuchtungsquellen in der Art der Modellierung. Im Weiteren wird unterschieden, ob die Beleuchtung aktivitätsabhängig ist oder nicht. Die aktivitätsunabhängige Beleuchtung ist von der Anzahl der Personen abhängig, die zu Hause und wach sind. Die aktivitätsabhängige Beleuchtung wird durch die Aktivitäten der Bewohner:innen beeinflusst. Daher ist jede Aktivität zusätzlich mit einem Strombedarf für Beleuchtung, der auch von der Effizienzklasse des Haushalts abhängt, verknüpft. Zusätzlich wird die globale Sonneneinstrahlung berücksichtigt, um zu entscheiden, ob Beleuchtung notwendig ist. Hierfür wird je Haushalt ein individueller Schwellenwert der Einstrahlung bestimmt, unterhalb dessen die Beleuchtung eingeschaltet wird. Der Schwellenwert wird für jeden Haushalt nach dem Zufallsprinzip mit einer Gauß'schen Verteilung um den Mittelwert von  $50 \text{ W/m}^2$  mit einer Standardabweichung von  $10 \text{ W/m}^2$  gewählt. Liegt die globale Einstrahlung unter diesem Schwellenwert, wird das Licht eingeschaltet. Liegt der Wert über dem Schwellenwert, wird die Beleuchtung auf einen gleichverteilten Wert zwischen 0 – 7 % reduziert, um zu modellieren, dass einige Lichter während des Tages eingeschaltet sein können, obwohl es draußen hell ist. Die genannten Werte wurden während des Entwicklungsprozesses des Modells durch ein iteratives Vorgehen ermittelt.

Nicht explizit modellierte Geräte, wie z. B. Handys, Drucker, elektrische Zahnbürsten, weitere Küchengeräte etc., werden durch eine konstante Last berücksichtigt. Pro Verbrauchsstufe und Bewohner werden hierfür 6 W angenommen. Zusätzlich sind für einige Geräte wie Mikrowelle, Fernseher, Stereoanlage etc. Standby-Lasten implementiert.

Diese variieren zwischen 1 und 2 W und wirken sich nur aus, wenn die entsprechenden Geräte ausgeschaltet sind.

Zur Erstellung des Gesamtlastgangs werden die Lastgänge der Geräte zu einem Haushaltslastgang aufsummiert. Zusätzlich werden je Gebäude, welches wiederum mehrere Haushalte beinhalten kann, die elektrischen Lastgänge von Heizungspumpen hinzugefügt. Die Modellierung der Zirkulations- und Umwälzpumpen erfolgt in Abhängigkeit des Heizbedarfs nach [128] und ist in [86] beschrieben.

Die entsprechenden Geräte werden mit Ausnahme des Herdes, welcher dreiphasig angeschlossen wird, jeweils einer Phase zugewiesen. Die Geräte werden dafür auf entsprechende Räume verteilt bzw. in Klassen zusammengefasst und diese jeweils zufällig einer Phase zugewiesen, um systematische Unsymmetrien durch gleiche Phasenbelegungen zu vermeiden.

### 5.3.3 Ergebnisse und Validierung

---

Zur Validierung der elektrischen Lastgänge wird dieselbe Simulation wie für die Modellierung der Aktivitätsprofile verwendet. Zunächst werden einzelne Lastgänge betrachtet, um deren Verlauf mit einem Standardlastprofil zu vergleichen. Im Folgenden wird dann die gesamte Stichprobe der 940 Haushaltslastgänge betrachtet, um zu zeigen, dass eine große Anzahl die bekannten statistischen Kennwerte wie Jahresverbrauch im Bezug zur Personenanzahl, typischer Verlauf oder resultierende Gleichzeitigkeit erfüllt.

In Abbildung 5-6 sind zwei erstellte Lastgänge und das Standardlastprofile nach [16] dargestellt. Es wird ersichtlich, dass einzelne Lastgänge stark vom gemittelten SLP des Verbands der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) abweichen. Insbesondere treten deutliche höhere Lastspitzen in den Einzelprofilen auf, welche jedoch meist nur kurz andauern. Entsprechende Spitzen sind z. B. im Lastgang 1 zwischen 12:00 und 13:00 Uhr gut zu erkennen. Diese Lastspitzen sind auch der Hauptgrund, weswegen SLPs nicht für detaillierte Betrachtungen von wenigen Verbrauchern bzw. kleinen Netzgebieten geeignet sind. [13]

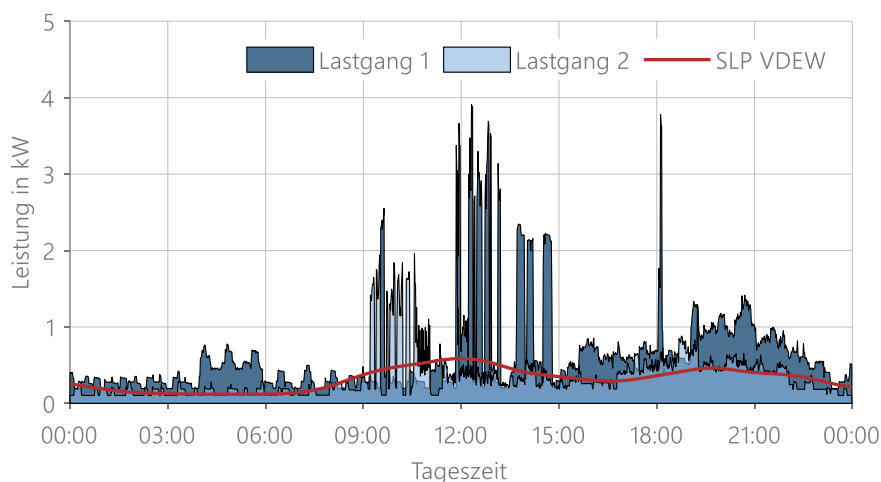


Abbildung 5-6: Vergleich Lastgänge mit dem VDEW-Standardlastprofil [16] nach [13]

Im Weiteren erfolgt der Vergleich der 940 modellierten Lastgängen mit statistischen Daten zum Stromverbrauch unterschiedlicher Haushaltsgrößen. In Tabelle 5-4 sind Vergleichswerte aus drei unterschiedlichen Studien dargestellt. In [129] wurden 2015 in Nordrhein-Westfalen 522.000 Haushalte befragt. Neben dem Gesamtverbrauch wurden auch die Verbräuche der einzelnen Gerätegruppen detailliert erfasst. Ein Vergleich dieser Ergebnisse mit dem entwickelten Modell ist in [13] enthalten und zeigt, dass die Verbräuche der einzelnen Geräte gut mit der Literatur übereinstimmen. In [130] wurde zusätzlich zur Haushaltsgröße auch unterschieden, ob es sich um ein Ein- oder Mehrfamilienhaus handelt, da der Stromverbrauch je Wohneinheit in einem EFH höher ist. Für diese Analysen wurden über 226.000 Haushalte betrachtet. In der letzten Vergleichsquelle des statistischen Bundesamts [131] wurden die Verbräuche aus statistischen Daten für Deutschland berechnet. Eine Unterteilung erfolgte lediglich in die Klassen ein, zwei oder drei und mehr Personen je Haushalt. Die Vergleichsdaten zeigen, dass die Werte in der Literatur stark schwanken und die Ergebnisse des Modells in allen fünf Haushaltsgrößen innerhalb der Grenzen der Literatur liegen. In der Literatur verbraucht beispielsweise ein Fünf-Personenhaushalt 1,8 – 2,6-mal so viel Strom wie ein Ein-Personenhaushalt. Im Modell liegt dieser Wert bei 2,5. Somit werden die unterschiedlichen Haushaltsklassen valide abgebildet. [13]

Tabelle 5-4: Jahresstromverbrauch in Kilowattstunden pro Haushaltskategorie in der Literatur und im Modell

Quelle	1-P HH	2-P HH	3-P HH	4-P HH	5-P HH	Jahr
[129]	1.714	2.812	3.704	4.432	5.317	2015
[130] EFH	2.300	3.000	3.600	4.000	5.000	2019
[130] MFH	1.500	2.100	2.600	3.000	3.600	2019
[131]	1.958	2.684	4.919	4.919	4.919	2019
Modell	1.730	2.760	3.412	4.390	5.040	

Neben den Energieverbräuchen ist auch das Summenprofil einer großen Anzahl von Lastgängen für die geplanten Anwendungen des Modells relevant. Aus diesem Grund sind in Abbildung 5-7 die mittleren Lastprofile der unterschiedlichen vier Typtage dargestellt. Zum Vergleich sind zusätzlich das VDEW-SLP (hier sind Montag bis Freitag identisch) ([16]) und die berechneten Typtage aus den 74 gemessenen repräsentativen Lastgängen der HTW Berlin aus [132] abgebildet

Alle drei Profile weisen grundsätzlich einen ähnlichen Verlauf auf. Der Energieverbrauch ist in den Morgenstunden am geringsten und steigt ab ca. 6:00 Uhr an. In der Mittagszeit ist gut die sogenannte „Kochspitze“ erkennbar, welche überwiegend auf das Kochen zurückzuführen ist. In den Abendstunden erreicht die Last gegen 19:00 Uhr ihr Maximum. Der Vergleich der beiden Referenzprofile zeigt, dass auch diese voneinander abweichen und es somit kein „richtiges“ Vergleichsprofil zur Validierung gibt. Die größten Unterschiede treten von Montag bis Freitag zur Mittagszeit auf, da zu dieser Zeit im SLP ein deutlich erhöhter Verbrauch gegenüber den anderen Lastgängen erkennbar ist. Da das SLP bereits über 20 Jahre alt ist, kann die Ursache für die verminderte Last in den neueren Profilen auch in der Änderung des typischen Tagesablaufs liegen. Das modellierte Profil liegt an den

diesen Tagen meist zwischen den beiden Vergleichskurven und tendenziell näher am Profil der HTW. Lediglich in den Morgenstunden steigt die Last etwas langsamer an und in den Abendstunden ist die Last etwas höher. An Samstagen weist das modellierte Profil eine niedrigere Mittagsspitze, aber eine höhere Last in den Nachtstunden ab 20 Uhr, auf. Insgesamt kommt das simulierte Profil den Referenzprofilen für Samstag sehr nahe. In der letzten Teilabbildung, dem Sonntag, ist die Mittagsspitze im Gegensatz zu den anderen Profilen etwas unterschätzt. [13]

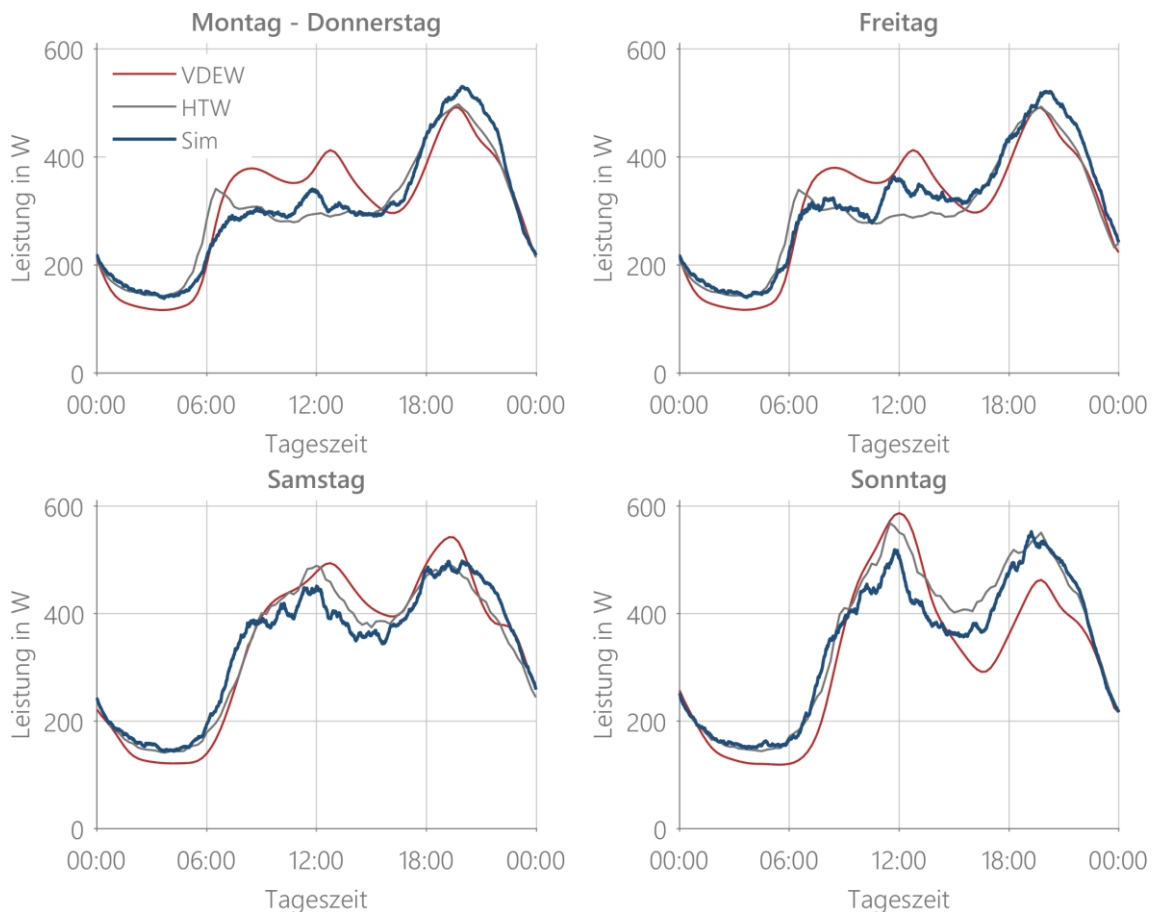


Abbildung 5-7: Vergleich des gemittelten Lastgangs mit dem VDEW-SLP [16] und Vergleichsdaten aus [132] für die unterschiedlichen Typtage nach [13]

In [13] werden zudem die gleichzeitige Leistung in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte mit den Referenzwerten und weiteren Literaturwerten verglichen. Hierzu wird nach [133] das 95 %-Perzentil der gleichzeitigen Leistung aus 10.000 Kombinationen der Lastgänge ermittelt. Dieser Wert beschreibt also die maximal gleichzeitig auftretende Leistung, welche bei der Kombination von 100 Lastgängen nur maximal fünf Mal auftritt. Die berechneten Werte werden zudem mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor aus der Literatur [134], der mit dem Wert von 14,5 kW für einen Haushalt der DIN 18015 [135] multipliziert wird, verglichen und in Abbildung 5-8 dargestellt. Die Simulationsergebnisse liegen für wenige Haushalte leicht über der theoretischen Kurve. Zwischen 10 und 30 Haushalten sind die Kurven nahezu deckungsgleich. Ab mehr als 30 Haushalten liegen die berechneten gleichzeitigen Leistungen minimal unterhalb der Literaturwerte. Die berechneten Gleichzeitigkeiten aus den HTW-Daten [132] sind bis ca. 10 Haushalte oberhalb der beiden Kurven und nähern sich mit zunehmender Anzahl an Haushalten an die beiden anderen Kurven an.

Somit lässt sich festhalten, dass die resultierenden gleichzeitigen Lasten valide sind. Die gleichzeitige Leistung sinkt von 17,1 kW bei einem Haushalt um über 80 % auf 3,3 kW bei zehn Haushalten und fällt danach weiter ab. [13]

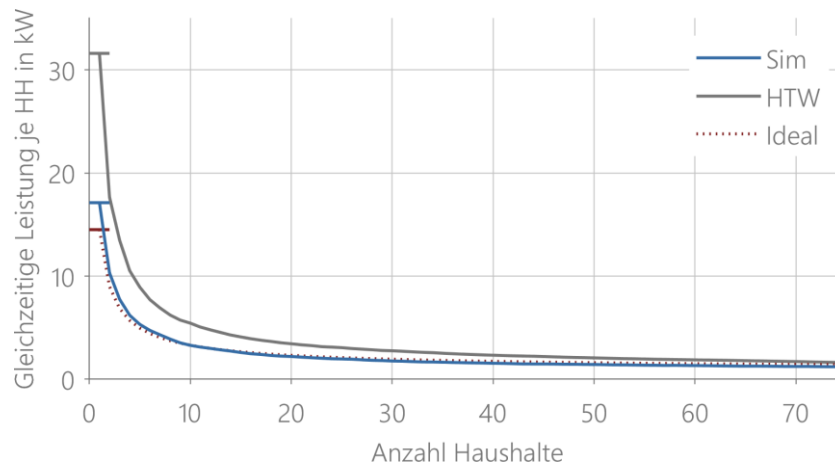


Abbildung 5-8: Gleichzeitige Leistung je Haushalt in Abhängigkeit der Stichprobengröße nach [13]

Zuletzt werden in [13] die von einem Zeitschritt zum nächsten auftretenden Lastgradienten mit den gemessenen Lastgängen von [115] verglichen. In beiden Fällen liegen über 70 % der Laständerungen im Bereich von  $\pm 10$  W und die Häufigkeitsverteilungen sind sehr ähnlich. Somit lässt sich festhalten, dass auch dieses Kriterium als gut abgebildet eingestuft werden kann.

Zusammenfassend wird gezeigt, dass die Ergebnisse des Lastgangmodells die gewünschten Haushaltsgrößen gut abbilden. Die Einzelprofile weichen stark voneinander ab, aber ergeben bei Betrachtung einer großen Anzahl ein valides Summenprofil. Zudem sind die die gleichzeitigen Maximalleistungen und Lastgradienten mit denen von gemessenen Lastgängen vergleichbar. Somit erfüllt das Modell alle gestellten Anforderungen. [13]

### 5.4 Wärmebedarfsgänge

---

Als nächstes erfolgt die Erstellung von zeitlich aufgelösten Wärmebedarfsgänge. Es werden sowohl Trinkwarmwasserbedarfe, welche auf dem beschriebenen Aktivitätsmodell basieren, als auch Räumwärmebedarfe bestimmt.

#### 5.4.1 Trinkwarmwasser

---

Das Modell für die Bestimmung der Trinkwarmwasserprofile ist analog zum Modell für die elektrischen Lastgänge aufgebaut und basiert auf dem Aktivitätsprofil der Agenten. Anstelle der Wahrscheinlichkeiten für die Nutzung elektrischer Geräte werden hier jedoch Entnahmewahrscheinlichkeiten der einzelnen Warmwasserzapfstellen verwenden. Die Verbrauchswerte pro Entnahmeereignis, d. h. Volumenstrom und Entnahmedauer, werden aus [136] übernommen. Der Wärmebedarf ergibt sich aus dem Volumenstrom und der Entnahmetemperatur, die von der jeweiligen Entnahmestelle abhängig ist. Zur Wahrung der Realitätsnähe werden in Anlehnung an die Nutzungshäufigkeiten in [137] die Nutzung

der Dusche oder Badewanne pro Person auf maximal einmal pro Tag begrenzt. Darüber hinaus werden Kalibrierungsfaktoren zur Anpassung des Verbrauchs ermittelt, um die Werte aus [138] zu erreichen. [13]

#### 5.4.2 Raumwärme

Zur Erstellung von Raumwärmebedarfsgängen wird das in [86] beschriebene Verfahren verwendet. Der Raumwärmebedarf je Tag wird basierend auf dem Jahresenergiebedarf, dem Gebäudetyp, dem Baualter (siehe Abschnitt 4.3) und der Allokationstemperatur ( $T_{Allokation}$ ) nach [139, 140] bestimmt. Die Allokationstemperatur wird gemäß Formel (5-3) aus der Temperatur der drei Tage zuvor ( $T_{-1}, T_{-2}, T_{-3}$ ) und dem aktuellen Tag ( $T_0$ ) berechnet. Die verwendeten Temperaturen stammen vom Deutschen Wetterdienst [118].

$$T_{Allokation} = \frac{T_0 + 0,5 \cdot T_{-1} + 0,25 \cdot T_{-2} + 0,125 \cdot T_{-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (5-3)$$

Die Berücksichtigung der vergangenen Tage dient dazu die Gebäudeträgheit abzubilden. Bei der Aufteilung auf die Tage werden auch die in Abhängigkeit des Baualters unterschiedlichen Heizgrenztemperaturen (13 bis 15 °C) berücksichtigt. Die Heizgrenztemperatur beschreibt die Temperatur, ab der das Gebäude nicht mehr beheizt werden muss.

Nach der Aufteilung des Energiebedarfs auf die einzelnen Tage des Jahres wird im nächsten Schritt nach [141] mittels einer Verteilungsfunktion in Abhängigkeit von der Temperatur und des Gebäudetyps über den Tag dynamisiert. Die Tagesverläufe der Profile zeigen einen starken Anstieg in den frühen Morgenstunden, bis gegen 6:00 Uhr die Maxima erreicht sind. Anschließend sinken die Verbräuche bis zum Nachmittag, woraufhin erneute Anstiege bis ca. 20:00 Uhr folgen. Danach fällt der Bedarf auf das Minimum ab, welches in den Nachtstunden vorherrscht. Die Tagesverteilung ist in Abbildung 5-9 exemplarisch für ein neues EFH dargestellt ist.

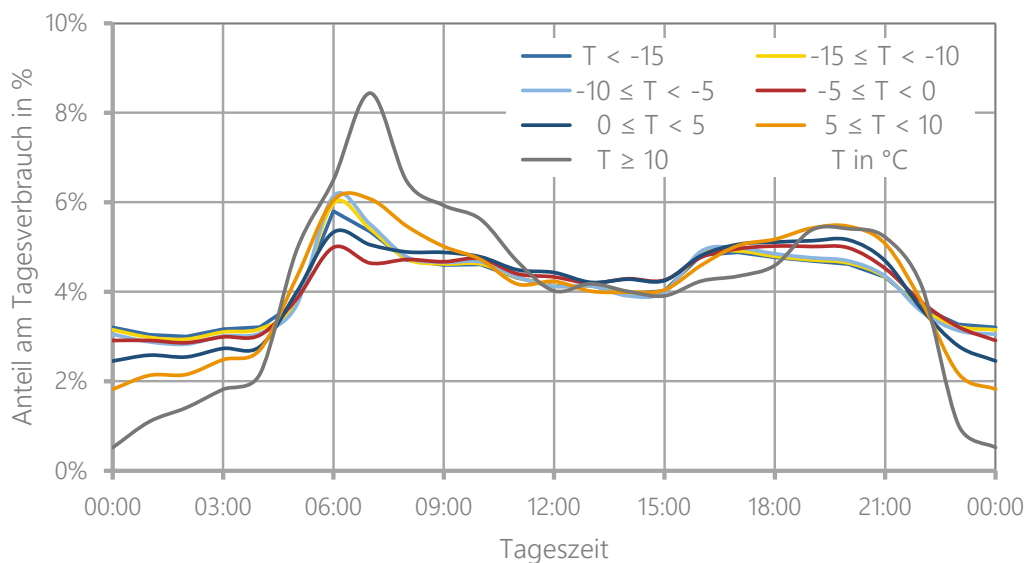


Abbildung 5-9: Aufteilung des Tagesverbrauchs auf die Stunden des Tages eines neuen EFHs bei unterschiedlichen Temperaturen nach [142]



## 5.5 Gewerbelastgänge

Die Gewerbelastgänge werden abhängig von der verfügbaren Datenlage entweder über die bereitgestellten RLM-Lastgänge oder über Standardlastprofile abgebildet. Die RLM-Lastgänge werden hierzu entsprechend in das Wetterjahr der Simulation 2012 verschoben und die Wochentage entsprechend angepasst. Bei den SLP-Kunden werden aus dem Jahresenergiemengen mit den zugehörigen Profilen, welche sich in sieben GHD- (G0 – G6) und ein Landwirtschaftsprofil (L0) unterteilen, Lastgänge berechnet. Die GHD-Profile lassen sich, basierend auf [16], in die folgenden Klassen einteilen [91]:

- G0: Gewerbe allgemein
- G1: Gewerbe, werktags 8-18 Uhr (Büros, Arztpraxen, Werkstätten ...)
- G2: Gewerbe, überwiegender Verbrauch in den Abendstunden (Abendgaststätten, Freizeiteinrichtungen, Sportvereine, Fitnessstudios, Solarien ...)
- G3: Gewerbe durchlaufend (Kühlhäuser, Pumpen, Gemeinschaftsanlagen ...)
- G4: Gewerbe, Läden aller Art, Friseur
- G5: Gewerbe, Bäckerei mit Backstube
- G6: Gewerbe, Wochenendbetrieb (Schwerpunkt) (Gaststätten, Ausflugslokale ...)

Für diese Gruppen werden nach [143] aus den neun Typ-Tagen Lastgänge gebildet. Die Typtage setzen sich aus den Kombinationen der drei Jahreszeiten Sommer (15.05. – 14.09.), Winter (01.11. – 20.03.) und Übergang (21.03. – 14.05. und 15.09. – 31.10.) sowie den drei charakteristischen Tagen Werk-, Sams- und Sonn-/Feiertag zusammen. Für diese neun Tage stehen Datensätze in 15-Minuten Auflösung bereit, welche entsprechend dem Betrachtungsjahr aneinandergesetzt und mit der gewünschten Energiemenge skaliert werden. Die bereitgestellten Profile sind zu diesem Zweck auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert. Zur Abbildung eines Gewerbes mit 5.000 kWh Jahresverbrauch muss das Profil also mit dem Faktor fünf skaliert werden.

Exemplarische Lastgänge, skaliert auf einen Jahresverbrauch von 5.000 kWh für die Jahreszeit Winter, sind in Abbildung 5-10 dargestellt. Links sind die drei unterschiedlichen Typtage des G0-Profiles und rechts die Profile G0 bis G3 für die Werktag abgebildet.

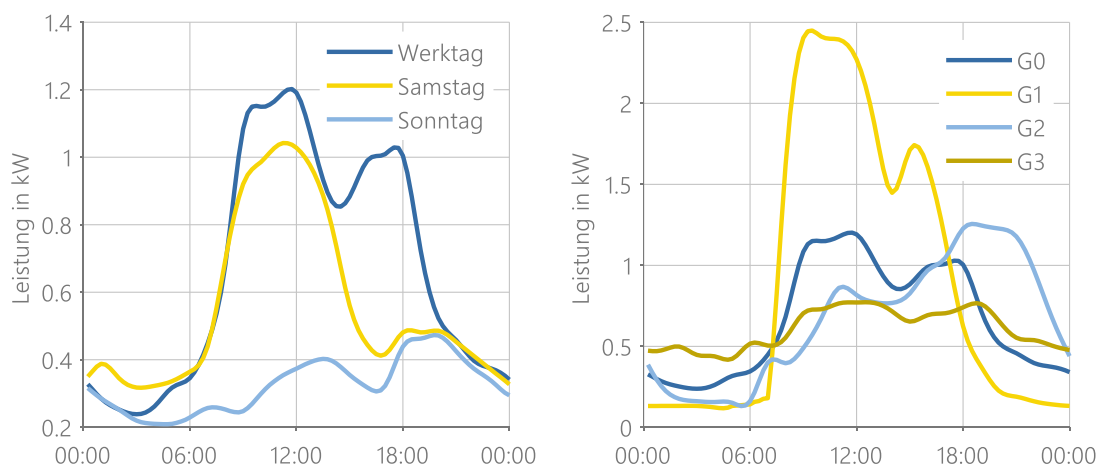


Abbildung 5-10: Vergleich der Verläufe unterschiedlicher GHD-SLPs [16]. Links: G0 für die Typtage im Winter, Rechts: Werktag im Winter für G0 – G3

Bei den Typtagen zeigt sich, dass im G0-Profil werktags der Verbrauch höher ist als an den Sams- und Sonntagen. Der Hauptverbrauch tritt zu den üblichen Arbeitszeiten zwischen 06:00 und 18:00 Uhr auf. Beim Vergleich der unterschiedlichen Profiltypen zeigen sich deutliche Unterschiede, wann im Tagesverlauf die Höchstlasten auftreten.

## 5.6 PV-Erzeugungsgänge

Die Modellierung der PV-Erzeugungsgänge erfolgt basierend auf dem in [144] beschriebenen Modell unter Verwendung von Wetterdaten und gewissen technischen Eigenschaften der PV-Anlagen, wie z. B. dem Wechselrichterwirkungsgrad. Aus dem „Copernicus Atmosphere Monitoring Service“ [145] werden die Strahlungsdaten, welche in Global- und Diffusstrahlung unterteilt sind und in zeitlicher Auflösung von 15 Minuten vorliegen, verwendet. Die weiteren Wetterdaten, wie beispielsweise Umgebungstemperatur und Albedo werden aus dem COSMO-EU Model [118] bezogen. Mittels dieser Eingangsdaten werden je Landkreis unterschiedliche Lastprofile berechnet. Für die Abbildung der PV-Anlagen werden je Landkreis Lastprofile für die beiden Modulneigungen  $30^\circ$  und  $45^\circ$ , sowie für die Ausrichtungen Ost, Südost, Süd, Südwest und West gebildet. Exemplarische Tagesgänge und ein Jahresverlauf sind in Abbildung 5-11 dargestellt. Diese Methode zur PV-Lastgangerstellung wurde im Rahmen des Forschungsprojekts Modell-experimente in der operativen Energiesystemanalyse mit den Modellen anderer Forschungsinstitute verglichen und erzielte vergleichbare Ergebnisse [146].

Für die Bestimmung der Kennwerte Modulneigung und Ausrichtung wird das Marktstamm-datenregister (Stand 2019) analysiert [147]. Hierfür werden die PV-Anlagen in verschiedene Größenklassen ( $< 10$  kW, 10 bis 30 kW, 30 bis 100 kW,  $> 100$  kW) unterteilt, die entsprechenden Anteile der möglichen Kombinationen aus Modulneigung und Ausrichtung bestimmt und den genannten Klassen zugewiesen. Die Zuweisung der Neigungen und Ausrichtungen der einzelnen PV-Anlagen erfolgt mittels reproduzierbarer Zufallszahlen und der beschriebenen Statistiken.

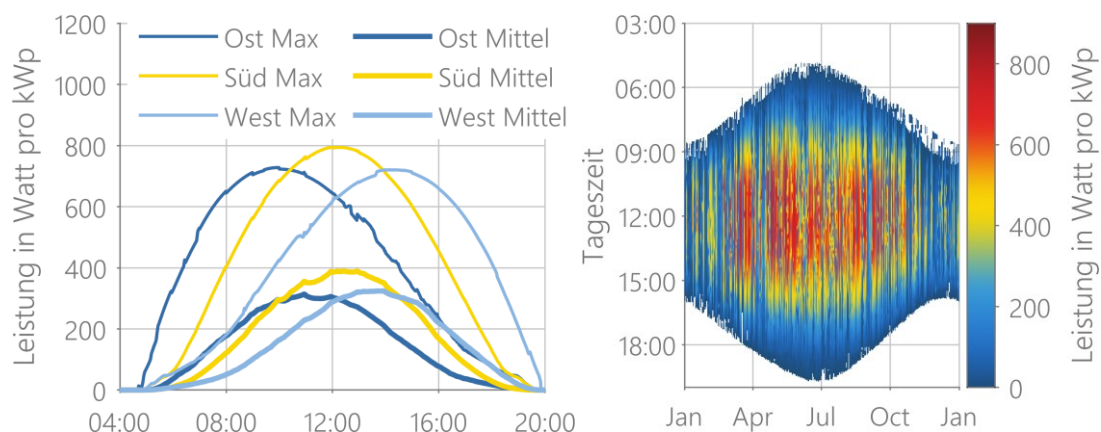


Abbildung 5-11: Maximale und mittlere PV-Tagesgänge für unterschiedliche Ausrichtungen bei einer Modulneigung von  $30^\circ$  (links) und Jahresgang der Südausrichtung (rechts) für den Standort München basierend auf dem Wetterjahr 2012

## 5.7 Zusammenfassung und Einordnung

---

In diesem Kapitel wurden die benötigten Eingangsdaten für die Modellierung der Flexibilitätsoptionen und die Bestimmung der resultierenden Netzbelastung im Verteilnetz beschrieben. Das entwickelte Modell zur Erstellung von Mobilitätsprofilen, elektrischen Haushaltslastgängen und Wärmebedarfen basierend auf Aktivitätsprofilen der Agenten erfüllt dabei die gestellten Anforderungen. Die relevanten Kenngrößen der erzeugten Mobilitätsprofile wie Reisezeit, Anzahl Wege je Person und der Aufenthaltsorte liegen in den Bereichen der Originaldaten (MiD [27]) und weiterer Mobilitätsumfragen (MOP [119]). Die Jahresfahrleistungen werden mit 10.700 km im Gegensatz zu 14.700 km in der MiD [27] zwar unterschätzt, dies ist aber vertretbar, da Mehrtagesfahrten und vor allem Urlaubsfahrten mit Ladevorgängen an anderen Orten auch im weiteren Modell zur Bestimmung der Netzbelastung nicht berücksichtigt werden. Die erstellten elektrischen Lastgänge der Haushalte bilden die gewünschte Variabilität ab und liegen bei Betrachtungen von ausreichend vielen Lastgängen wieder im gewünschten Bereich. Des Weiteren wurden Modelle für die Integration der Wärmebedarfe in Abhängigkeit von den Gebäuden (Raumwärme) und den Aktivitäten der Personen beschrieben. Diese Aktivitätsprofile dienen auch als Eingangsgrößen für das Mobilitätsverhalten und die elektrischen Lastgänge. Außerdem wurde die Modellierung der gewerblichen Fahrzeuge und Lastgänge, basierend auf den Standardlastprofilen, vorgestellt. Abschließend wurde zudem ein Modell zur Erstellung von unterschiedlichen PV-Erzeugungsgängen je nach Anlagenstandort und -ausrichtung beschrieben.

Mittels dieser Modelle können alle für die weiteren Analysen benötigten Last- und Erzeugungsgänge sowie Energiebedarfe abgebildet werden. Somit liegen elektrische Lastgänge für Haushalte und Gewerbe, Erzeugungsgänge für PV-Anlagen, Energiebedarfe für Wärme (Trinkwarmwasser und Raumwärme) sowie Mobilität (privat und gewerblich) bzw. die entsprechenden Modelle zur Erstellung vor. Diese Eingangsdaten/Modelle dienen als Grundlage für das im Folgenden beschriebene Verteilnetzmodell und ermöglichen die Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes in den unterschiedlichen Use Cases.

## 6 Verteilnetzmodell mit linearer Optimierung zur Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes

Aufbauend auf den Beschreibungen der Möglichkeiten der Flexibilitätsoptionen (Kapitel 3), den zukünftigen Versorgungsaufgaben im Verteilnetz (Kapitel 4) und den Ausführungen zur Erstellung der statischen Komponenten-Lastgänge und Energiebedarfe (Kapitel 5) wird im Folgenden das Optimierungsmodell und die Integration dessen in das bestehende Energiesystem- und Verteilnetzmodell „GridSim“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) beschrieben. Zunächst wird das Modell GridSim und die unterschiedlichen Möglichkeiten zur Lastgang-Erstellung für die Flexibilitätsoptionen erläutert. Aufbauend darauf wird das integrierte Optimierungsmodell zur kostenoptimalen Bestimmung der Energieflüsse je Netzverknüpfungspunkt beschrieben. Abschließend wird die Umsetzung der Use Cases vorgestellt, bei welchen zusätzlich Netzrestriktionen beachtet werden. Dies sind einerseits variable Netzentgelte als präventive Maßnahme und andererseits Leistungs-Limitation, welche als Randbedingungen in das Optimierungsmodell eingehen, als kurative Maßnahme zur Engpassbehebung.

### 6.1 Energiesystemmodell für Verteilnetze – GridSim

---

Das Energiesystemmodell für Verteilnetze GridSim wurde zur Bestimmung der zukünftigen Anforderungen an Verteilnetze mit Fokus auf die zunehmende dezentrale Energieerzeugung aus Photovoltaik und die zusätzliche Last durch Elektrofahrzeuge in [148] entwickelt. Ziel des Modells ist neben der Ermittlung der Netzzustände auch eine energetische Bewertung und Analyse der unterschiedlichen Szenarien, weshalb nicht nur einzelne Zeitschritte, sondern Zeiträume bis hin zu ganzen Jahren, betrachtet werden können. Da zahlreiche Komponenten in der Niederspannung nicht symmetrisch dreiphasig mit dem Netz verbunden sind, ist das Modell dreiphasig umgesetzt und ermöglicht somit auch Unsymmetrie Betrachtungen. Zur Ermittlung der zukünftigen Netzbelastung werden Niederspannungsnetze von Wohngebieten mit Flexibilitätsoptionen wie PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen und stationären Speichern kombiniert und unterschiedliche Regelungen der neuen Komponenten implementiert und verglichen. Ziel dieser Regelungen sind einerseits die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs durch Ladung der Elektrofahrzeuge mit Überschussstrom und andererseits eine netzdienliche Regelung, bei der die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge bei zu niedrigen Spannungen unterbrochen werden. Neben Wirkleistungsregelungen wurden in [149] auch unterschiedliche Blindleistungsregelungen, welche sich entweder auf die aktuelle Wirkleistung der Komponente oder auf die Spannung am Netzverknüpfungspunkt beziehen, in das Modell integriert. In [150] wurde das Modell um regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler, erweitert. Die Szenario-

Erstellung und Zuweisung der Komponenten erfolgte anteilig auf das gesamte Netzgebiet über Durchdringungsgrade. [148]

Im Rahmen des Projekts Merit Order Netzausbau (MONA) 2030 [86] und in [151] wurde das Modell um weitere Bestandteile ergänzt. Auf Verbrauchsseite wurde GridSim zur Abbildung der Wärmebereitstellung um elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen erweitert. Hierzu wurden auch zahlreiche Vorarbeiten zur Ermittlung des Wärmebedarfs in den unterschiedlichen typischen Gebäuden durchgeführt und in das Modell eingebunden [86, 152]. Zudem wurde in [153] ein Modul zum automatisierten Netzausbau und eine interaktive Kartenvisualisierung der Ergebnisse hinzugefügt.

Neben den beiden im Detail aufgeführten Dissertationen und den beschriebenen Projekten, wurde das Modell auch in weiteren Forschungsprojekten der FfE angewendet und durch zahlreiche studentische Arbeiten erweitert und verbessert. Im Folgenden wird das Modell im Detail vorgestellt und die Erweiterungen, welche im Rahmen dieser Dissertation integriert wurden, beschrieben. Zu diesen Erweiterungen zählen u. a. die Netzbelegung mittels Datenbanktabellen (6.2.1), die Aufteilung der Lastgangsarten in flexibel und statisch (unflexibel) sowie die Entwicklung und Integration eines Optimierungsmodells für Flexibilitätsoptionen aus Nutzersicht (6.4) und unter Beachtung von Netzrestriktionen (6.5).

### Modellaufbau

Der Aufbau des Simulationsmodells ist in Abbildung 6-1 dargestellt und lässt sich thematisch in sechs Hauptmodule unterteilen.

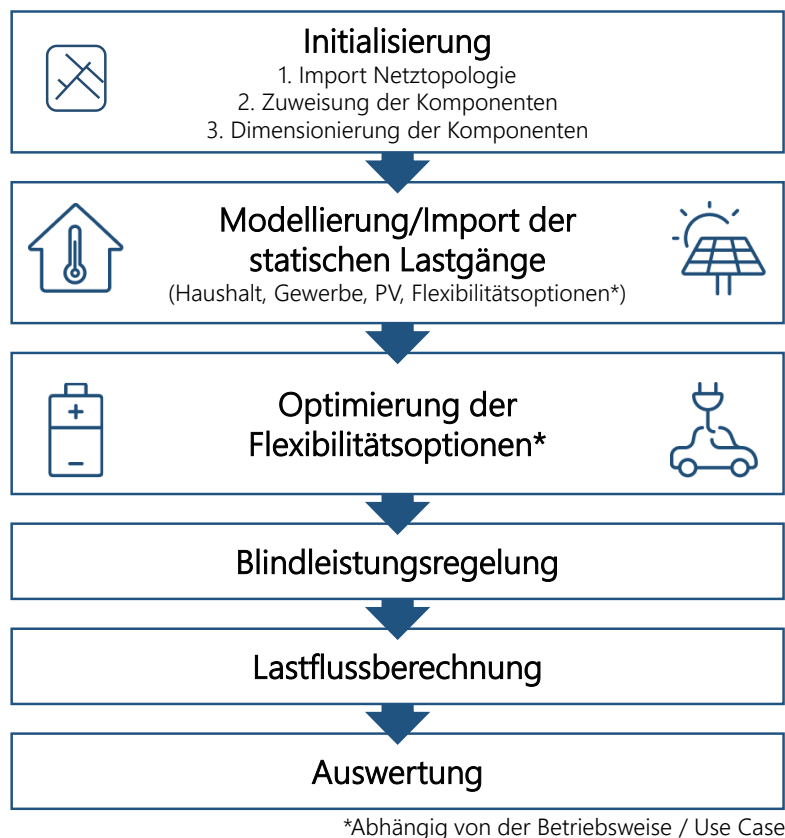


Abbildung 6-1: Übersicht des Simulationsmodells GridSim

Das erste Modul dient der Auswahl der Netztopologie und Verknüpfung dieser mit den entsprechenden Komponenten, wie beispielsweise Haushalten, PV-Anlagen oder Elektrofahrzeugen. Neben der Auswahl und Zuweisung dieser erfolgt in diesem Modul auch die Dimensionierung, beispielsweise der PV-Anlagen. Eine detaillierte Beschreibung erfolgt in Abschnitt 6.2.

Aufbauend auf den Kennwerten der Dimensionierung und den gewählten Betriebsweisen werden im nächsten Modul statische Lastgänge erzeugt oder importiert. Als statische Lastgänge werden sämtliche Lastgänge verstanden, die nicht von anderen Lastgängen (z. B. der Residuallast bei Speichern) abhängig sind oder flexibel beispielsweise kostenoptimal betrieben werden, sondern nur von fest vorgegebenen Randbedingungen oder dem Nutzerverhalten beeinflusst werden (Abschnitt 6.3).

Für die Bestimmung der Lastgänge der Flexibilitätsoptionen, also der nicht statischen Lasten, gibt es unterschiedliche Betriebskonzepte, welche in Abschnitt 3.3 dargestellt sind. Es werden bedarfsorientierte, regelungsbasierte und optimierte Betriebsweisen diskutiert. Die unterschiedlichen Optimierungsarten sind im Detail in den Abschnitten 6.4 (Nutzerorientiert ohne Netzrestriktionen) und 6.5 (Nutzerorientiert mit Netzrestriktionen) beschrieben.

Aufbauend auf den Wirkleistungen der einzelnen Komponenten werden im nächsten Modul unterschiedliche Blindleistungsregelungen angewendet, welche in Abschnitt 6.6 beschrieben sind.

Zur Ermittlung der Netzzustände erfolgt im nächsten Modul eine Lastflussrechnung des gesamten Netzgebiets je Zeitschritt, welche in Abschnitt 6.7 dargelegt wird. Abschließend erfolgen die umfassende Auswertung und Sicherung der Ergebnisse.

## 6.2 Initialisierung

---

Die Simulation beginnt mit der Parametrisierung des Simulationsszenarios über ein grafisches User Interface (GUI). Hierbei können sämtliche Regelungsarten und Dimensionierungen ausgewählt und verändert werden. Neben der direkten Auswahl einer Netztopologie kann auch mittels einer Identifikationsnummer (Id) eine Auswahl von Netzen, beispielsweise die 1.206 beschriebenen Netzgebiete, gewählt werden. Insgesamt stehen für die Parametrisierung der Simulation ungefähr 480 Parameter zur Verfügung. Die Bandbreite reicht von der Netzauswahl über die Auswahl und Dimensionierung der Komponenten, wie beispielweise der Elektrofahrzeuge (z. B. Batteriekapazität, Ladeleistung, SoC-Grenzwerte) bis zu Kosten (z. B. Strompreis, Netzentgelt, Einspeisevergütung) für das Optimierungsmodul. Im Falle von Elektrofahrzeugen können zusätzlich Betriebsweisen, wie beispielsweise die PV-Optimierung und das gewünschte Blindleistungsverhalten inkl. der Kennlinienvorgaben, eingestellt werden.

### 6.2.1 Netzbelegung

---

Nach der Auswahl eines Netzgebietes, welche in Kapitel 4.1 detailliert beschrieben sind, erfolgt die Zuweisung der Komponenten. Basierend auf dem gewählten Netzgebiet und

den entsprechenden Szenarien wird jeder Netzverknüpfungspunkt, wie in Abbildung 6-2 dargestellt, mit den verschiedenen Komponenten belegt. Das Netzgebiet kann über eine Vielzahl von Netzverknüpfungspunkten verfügen, welche jeweils einem Gebäude zugeordnet sind. In der zweiten Ebene werden jedem Gebäude zusätzlich weitere Komponenten zugewiesen. Ein Gebäude kann einen oder mehrere Haushalte und/oder Gewerbeeinheiten beinhalten, wobei mindestens ein Haushalt oder eine Gewerbeeinheit vorhanden sein muss. Zusätzlich hierzu können eine Wärmeerzeugungsanlage (Power-to-Heat, PtH) – Wärmepumpe oder Speicherheizung – eine PV-Anlage und/oder ein Batteriespeicher zugewiesen werden. In der dritten Ebene werden den Haushalten und Gewerbeeinheiten optional Elektrofahrzeuge zugewiesen. Die entsprechenden Beziehungen sind in Abbildung 6-2 beginnend vom Transformator aus dargestellt. Aus Übersichtlichkeitsgründen wird jeweils nur eine Komponente dargestellt und deren weitere Abhängigkeiten. Die Abhängigkeitsbeziehungen sind in der Form (1:1; 1:1-n, 1:0-1 oder 1:0-n) beschrieben, wobei n für eine Zahl größer null steht.

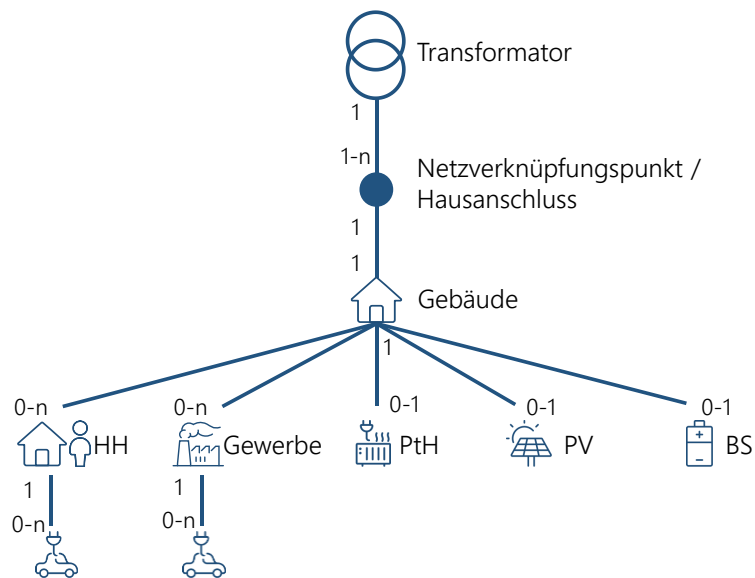


Abbildung 6-2: Übersicht der Komponenten und Netzbetriebsmittel und ihrer Abhängigkeitsbeziehungen im Modell

Das dargestellte Abhängigkeitsverhältnis ist in einer Datenbank umgesetzt. Je Komponente wird eine Tabelle erstellt, welche entsprechend den dargestellten Abhängigkeitsverhältnissen miteinander verknüpft sind. In diesen Tabellen können je Komponente weitere Parameter und Eigenschaften hinterlegt werden. Die Verknüpfung der Tabellen und Komponenten erfolgt über Ids. Durch Szenarien-Ids je Komponententabelle ist es beispielsweise möglich unterschiedliche Ausprägungen (z. B. Szenario 2030 oder 2040) abzubilden. Der modulare Aufbau der Tabellen erlaubt zudem eine beliebige Kombination von Szenarien der unterschiedlichen Komponenten. So kann beispielsweise das PV-Szenario für das Jahr 2020 mit dem Elektrofahrzeug-Szenario für das Jahr 2050 kombiniert werden. Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften der Tabellen beschrieben. Alle Tabellen besitzen immer eine eindeutige Id je Zeile sowie eine Szenario-Id, auf welche bei den Beschreibungen im Weiteren verzichtet wird.

Die **Gebäude-Tabelle** enthält die Information zu welchem Netzgebiet (Netznummer) und zu welchem exakten Netzverknüpfungspunkt (Netzknotenname) das Gebäude gehört. Zusätzlich hat jedes Gebäude eine eindeutige Gebäude-Id. Daneben sind die Kennwerte Baualter, in den beschriebenen zehn Klassen, und Gebäudetyp, entsprechend den fünf verwendeten Klassen, sowie der spezifische Heizwärmedarf und die Wohnfläche enthalten (siehe Abschnitt 4.3).

Die **Wohneinheiten-Tabelle** enthält neben der zur Verknüpfung notwendigen Gebäude-Id eine eindeutige Wohneinheiten-Id sowie den Haushaltsstrombedarf in kWh (siehe Abschnitt 4.2.1). Zusätzlich besteht die Möglichkeit eine Personenanzahl zu hinterlegen, falls das beschriebene Modell (Abschnitt 5.3) zur Erzeugung von Haushaltslastgängen direkt integriert werden soll oder keine Stromverbräuche vorliegen.

Die **GHD-Tabelle** enthält neben der zur Verknüpfung notwendigen Gebäude-Id eine eindeutige GHD-Id sowie den Strombedarf in kWh und das zugehörige Standardlastprofil (siehe Abschnitt 4.2.1). Alternativ zum Standardlastprofil kann auch eine Lastgang-Id des zugehörigen RLM-Lastgangs eingetragen werden. In diesem Fall wird später nicht das Standardlastprofil verwendet, sondern der zugehörige Lastgang geladen.

Die **PtH-Tabelle** enthält neben der zur Verknüpfung notwendigen Gebäude-Id und der PtH-Id die PtH-Typ-Id, welche beschreibt, ob es sich um eine Wärmepumpe (1) oder eine Speicherheizung (2) handelt.

Die **PV-Tabelle** enthält neben der zur Verknüpfung notwendigen Gebäude-Id und der PV-Id die installierte Leistung in kW als weiteren Kennwert.

Die **Batteriespeicher-Tabelle** enthält neben der zur Verknüpfung notwendigen Gebäude-Id nur eine Speicher-ID, da im Rahmen dieser Arbeit die Dimensionierung der Speicher (Leistung und Batteriekapazität) über die Parameter-GUI erfolgt. Alternativ wären in der Tabelle aber auch entsprechende Felder vorgesehen, die eine Dimensionierung über diese Tabelle erlauben.

Die **Elektrofahrzeug-Tabellen** für Wohneinheiten/Haushalte und GHD-Einheiten sind analog aufgebaut. Sie enthalten jeweils die zugehörigen Wohneinheiten/GHD-Ids, Fahrzeug-Ids und die Quelle des Fahrprofils (1: MiD mit Ladeort zu Hause, 2: MiD mit Ladeort am Arbeitsplatz, 3: KID)

### 6.2.2 Dimensionierung der Komponenten und Verteilung der Betriebsweisen

---

Nachdem alle Komponenten im Netzgebiet verteilt sind, werden die einzelnen Komponenten und deren Betriebsweisen mittels der gewählten Parameter initialisiert. Zunächst werden den einzelnen Komponenten anteilig die gewählten Betriebsweisen zufällig zugewiesen. Dies bedeutet beispielsweise in einem Netzgebiet mit 15 Elektrofahrzeugen und der Einstellung, dass 50 % davon optimiert und die restlichen direkt geladen werden, dass acht Elektrofahrzeuge optimiert werden und sieben nicht. Weiterhin wird berücksichtigt, dass an einem Hausanschluss alle Elektrofahrzeuge dieselbe Ladestrategie haben und bei Bedarf entsprechend umsortiert. Aus diesem Grund ist es nicht immer möglich alle Vorgaben der Verteilung je Netzgebiet exakt einzuhalten. Neben der



Zuweisung der Ladestrategie werden auch weitere Kenngrößen wie Ladeleistung oder Batteriekapazität entsprechend verteilt. Dieses Prozedere wird für alle Komponenten durchgeführt. Die im Rahmen des Energiesystemmodells möglichen Ladestrategien/Betriebsweisen lassen sich prinzipiell in die drei Kategorien **Steuerung**, **Regelung** und **Optimierung** unterteilen.

Die **Steuerung** beschreibt eine Betriebsweise, welche unabhängig von weiteren Komponenten (Erzeugern/Verbrauchern) am Hausanschluss basierend auf externen Signalen einen Lastgang bestimmt. Beispiele hierfür sind das Direktladen bei Ankunft mit maximaler Ladeleistung oder das tarifabhängige Laden bei zeitvariablen Tarifen (Hoch/Niedertarif), bei dem der Ladevorgang in Zeiten mit günstigen Preisen verschoben wird.

Die **Regelung** beschreibt beispielsweise eine regelungsbasierte PV-Eigenverbrauchserhöhung, bei der das Elektrofahrzeug möglichst dann geladen wird, wenn PV-Überschuss vorhanden ist. Hierbei muss folglich neben der PV-Leistung auch der aktuelle Verbrauch beachtet werden und ggf. ein zusätzlicher Speicher und dessen aktueller Ladezustand. Mit zunehmender Anzahl an flexiblen Komponenten steigt die Komplexität der Regelung an.

Die dritte Kategorie beschreibt die **Optimierung**, welche stets unter Beachtung der Randbedingungen ein optimales Ergebnis für die entsprechenden Lastflüsse bestimmt.

Eine Kombination aller drei Varianten ist nur bedingt sinnvoll, weswegen im Weiteren nur Steuerungen und Optimierungen im Detail betrachtet werden. Eine mögliche Kombination dieser Ansätze ist dann realistisch, wenn beispielsweise bereits ältere Flexibilitätsoptionen (z. B. Speicherheizungen oder Wärmepumpen) nicht in ein Energiemanagementsystem integriert werden.

Aus diesem Grund wird nach der Verteilung der Betriebsweisen und der optionalen Zuweisung von variablen Strompreisen und/oder Netzentgelten je Hausanschluss entschieden, ob dieser optimiert wird. Folgende Parameter oder Komponenten führen zu einer Optimierung:

- Batteriespeicher vorhanden
- Elektrofahrzeug (falls Optimierung mit PV oder variablen Preisen)
- Wärmepumpe (falls Optimierung mit PV oder variablen Preisen)

### 6.3 Statische Lastgänge und Eingangsdaten für die Optimierung

---

In diesem Abschnitt wird die Erstellung der Lastgänge bzw. Eingangsdaten für eine folgende Optimierung je Komponente beschrieben. Zunächst werden die Schritte für die unveränderlichen bzw. statischen Lastgänge der Haushalte und/oder Gewerbe beschrieben und im Anschluss die weiteren Komponenten.

#### 6.3.1 Haushalte und Gewerbe

---

Wie in Abschnitt 6.2.1 beschrieben, ist für jeden **Haushalt** der Stromverbrauch bekannt und es kann somit aus den vorab erzeugten Haushaltslastgängen (siehe Abschnitt 5.3) der Lastgang ausgewählt werden, der diesem Verbrauch am nächsten kommt und dieselbe

Stadtkategorie aufweist. Hierzu wurden vorab über 40.000 Lastgänge für unterschiedliche Haushaltstypen, Verbrauchsniveaus, Stadtkategorien usw. erstellt und in der Datenbank abgelegt. Somit wird für jeden Haushalt ein Lastgang für den Simulationszeitraum aus der Datenbank importiert. Zu jedem elektrischen Lastgang gehören wie beschrieben ein thermischer Lastgang für den Warmwasserbedarf und bis zu zwei Fahrprofile für Elektrofahrzeuge, welche bei Bedarf importiert werden. Alternativ besteht im Modell die Möglichkeit den Lastgang durch Aufruf des Lastgangmodells auf Basis der Personenanzahl und der weiteren Komponenten neu zu modellieren.

Analog zu den Haushaltslastgängen werden die **Gewerbelastgänge**, wie in Abschnitt 5.5 beschrieben, basierend auf den entsprechenden Standardlastprofilen und den bekannten Verbräuchen berechnet oder bei RLM-Kunden die Lastgänge importiert.

### 6.3.2 Elektrofahrzeuge

---

Die Elektrofahrzeuge werden im Modell wie typische Batteriespeicher mit eingeschränkter Verfügbarkeit modelliert. Diese verfügen somit über einen Lade- und ggf. Entladewirkungsgrad sowie eine definierte Speicherkapazität. Auf Selbstentladeeffekte oder Reduktion der Ladeleistung bei steigendem Ladezustand wird aus Komplexitätsgründen verzichtet. Somit kann immer mit der zur Verfügung stehenden Ladeleistung, welche netzseitig ein- oder dreiphasig sein kann, geladen werden. Da im Rahmen dieser Arbeit maximale Leistungen von 11 kW betrachtet werden, sind diese Vereinfachungen weniger relevant als bei höheren Ladeleistungen.

Zur Abbildung des Fahrzeugs werden die bereits beschriebenen Fahrprofile (Abschnitt 5.2), welche je Fahrzeug aus dem Verbrauch der Fahrten und der Anwesenheitsmatrix am Ladeort bestehen, verwendet. Aus der Anwesenheitsmatrix wird nach der Methode aus [70] eine Ansteckmatrix abgeleitet. Abhängig vom SOC wird beim Erreichen des Ladeorts entschieden, ob angesteckt wird oder nicht, da in der Realität die Nutzer ohne zusätzliche Anreize nur einstecken, wenn es notwendig ist und der SOC gering ist. Hierzu wird mittels einer invertierten kumulativen Verteilungsfunktion, bei welcher mit steigendem SOC die Wahrscheinlichkeit abnimmt, dass das Fahrzeug angesteckt wird, die Wahrscheinlichkeit bestimmt, ob das Fahrzeug angesteckt wird. Beispielsweise würde bei einem Erwartungswert von 50 % und der gewählten Standardabweichung von 0,1 bei einem Ankunfts-SOC unterhalb von 40 % mit einer Wahrscheinlichkeit von über 80 %, bei 50 % SOC zu 50 % und bei 60 % SOC nur noch in weniger als jedem fünften Fall angesteckt werden. Zudem wird geprüft, ob der aktuelle Ladezustand ausreicht, um den Energiebedarf der nächsten Fahrt zu decken. Diese Erweiterung erfolgt vor dem Hintergrund, dass gerade längere Fahrten mit entsprechend großem Energieverbrauch selten spontan stattfinden und die Nutzer entsprechend das Fahrzeug zuvor anstecken würden und wurde in [154] umgesetzt. Die Ansteckwahrscheinlichkeit kann mittels Änderung des Erwartungswerts, bei welchem im Mittel angesteckt wird, parametrisiert werden. Dies ist insofern wichtig, da Nutzerbefragungen gezeigt haben, dass Anreize, wie beispielsweise die bessere Integration von selbst erzeugtem PV-Strom oder günstigeres Laden, die Bereitschaft zum Anstecken erhöhen können [155].

Die Batterie wird für das Lademanagement funktional in drei Einsatzbereiche unterteilt, welche in Abbildung 6-3 dargestellt sind und in denen unterschiedliche Prämissen vorherrschen [156]. 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-SOCs ( $SOC^{EFZ,Sicherheit}$ ) entladen. Im Rahmen des BDL-Projekts und dieser Arbeit wird dieser Wert auf 30 % gesetzt [157]. Im Bereich B wird basierend auf der gewählten Ladestrategie, z. B. nur PV-Überschuss, geladen. Bis zur nächsten geplanten Abfahrt ist mindestens der Abfahrts-SOC ( $SOC^{EFZ,Abfahrt}$ ) zu erreichen. Falls dies nicht durch die Ladestrategie bereits erreicht wird, erfolgt die Ladung der noch fehlenden Energiemenge vor der Abfahrt mit maximaler Leistung. Im Falle der Optimierung wird dies über eine zusätzliche Randbedingung abgedeckt. Je nach Ladestrategie kann auch im Bereich C, z. B. bei PV-Überschuss, geladen werden.

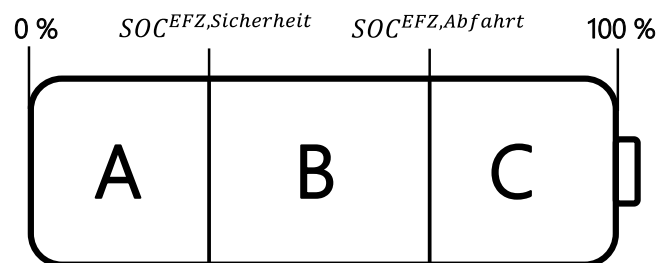


Abbildung 6-3: Unterteilung der Batterie in drei SOC-Bereiche für das Lademanagement

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. Öffentlich bzw. an einem sonstigen Ladepunkt wird nur dann geladen, wenn die benötigte Energie für die Fahrt auf Grund der Batteriekapazität (z. B. Energieverbrauch der Fahrt > Batteriekapazität) und den möglichen Standzeiten (die Standzeit reicht nicht aus, um das Fahrzeug aufzuladen) auch beim Direktladen nicht am Hauptladeort geladen werden kann. 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-SOCs ist. Diese beiden Energiemengen werden für die relevanten Zeitschritte an die Optimierung übergeben.

### 6.3.3 Wärmepumpen

---

Ausgehend von den in Abschnitt 5.4 beschriebenen Wärmebedarfsgängen der Gebäude werden die Wärmepumpen nach [86] dimensioniert. Bei der Dimensionierung werden die Temperaturen des Landkreises, in dem das Netzgebiet verortet ist, verwendet [118]. Die Wärmepumpenleistung wird basierend auf der Normheizlast des Gebäudes ( $\dot{Q}_{RW, Norm}$ )

nach DIN EN 12831 [158] mittels der Normaußentemperatur bestimmt. Die Normaußentemperatur beschreibt die tiefste Zweitagesmitteltemperatur, die zehnmal in 20 Jahren aufgetreten ist. Zur Normheizlast wird je Bewohner eine zusätzliche Wärmeleistung für die Trinkwarmwasserbereitstellung ( $\dot{Q}_{TWW,Dim}$ ) hinzugefügt. Im Gegensatz zur Methodik in [86] wird anstelle einer über das Jahr konstanten Jahresarbeitszahl eine temperaturabhängige, stündliche Leistungszahl (engl. Coefficient of Performance, kurz COP) nach [99] verwendet. Aus diesem Grund wird bei der Dimensionierung der minimale COP, welcher gemittelt über 24 Stunden auftritt, verwendet. Die Berechnung Wärmepumpenleistung erfolgt somit nach Formel (6-1).

$$P_{WP} = \frac{\dot{Q}_{RW, Norm} + \dot{Q}_{TWW, Dim}}{\min(COP_{24h})} \quad (6-1)$$

Zusätzlich wird jeder Wärmepumpe ein Wärmespeicher zugewiesen. Die nutzbare Speicherkapazität ist von den Temperaturniveaus des Vor- und Rücklaufs, welche mittels des Gebäudealters bestimmt werden, abhängig. Der Speicher darf innerhalb der Temperaturgrenzen betrieben werden. Zusätzlich werden für den Wärmespeicher Speicherverluste in Höhe von 0,3 %/h berücksichtigt. [86]

Unter Beachtung der Wärmebedarfsgänge, der Wärmepumpenleistung und der entsprechenden Speichervolumina erfolgt die Modellierung der Wärmepumpenlastgänge. Im Referenzfall wird eine wärmegeführte Betriebsweise angenommen, bei der die Wärmepumpe immer dann betrieben wird, wenn der Speicherfüllstand das Minimum unterschreitet. Das Ziel dieser Heizstrategie ist es den Speicherfüllstand möglichst gering zu halten, um die Verluste zu minimieren und trotzdem den Wärmebedarf zu decken. Auf Grund der Zeitschrittdauer von 15 Minuten kann die minimale Taktzeit der Wärmepumpen vernachlässigt werden.

#### 6.3.4 Elektrische Speicherheizungen

---

Die Dimensionierung der elektrischen Speicherheizungen erfolgt basierend auf der Methodik nach [86] und ist in Formel (6-2) beschrieben. Die Leistung der Speicherheizung ist so zu wählen, dass der Wärmebedarf ( $Q_{RW, Normtag}$ ) eines Tages bei der beschriebenen Normtemperatur innerhalb der vorgegebenen Freigabezeit ( $t_{Freigabezeit}$ ) bereitgestellt werden kann. Die Freigabezeit entspricht der Zeit, in der die Speicherheizungen üblicherweise betrieben werden. Diese wird im Regelfall vom Netzbetreiber vorgegeben und die Anlagen entsprechend per Rundfunksteuerung freigeschaltet. Im betrachteten Netzgebiet des Bayernwerks ist die Freigabezeit von 21:00 bis 07:00 Uhr und beträgt somit zehn Stunden; an sehr kalten Tagen kann zusätzlich zwischen 12:00 und 16:00 Uhr geheizt werden [91]. Die Dimensionierung der Speicherheizung wird folgendermaßen bestimmt:

$$P_{ESH} = \frac{Q_{RW, Normtag}}{t_{Freigabezeit}} \quad (6-2)$$

Analog zu [142] ist die Referenzbetriebsweise die Aufladung in den Freigabezeiten des Verteilnetzbetreibers. Zusätzlich wird angenommen, dass zur Lastverteilung die Hälfte der

Anlagen vorwärts- und die andere Hälfte rückwärtsgesteuert ist. Die erste Hälfte startet folglich die Aufladung des Speichers mit Beginn der Freigabezeit um 21:00 Uhr und die andere Hälfte beginnt den Speichervorgang so, dass dieser um 07:00 Uhr abgeschlossen ist [159]. Somit ergibt sich je nach Wärmebedarf teilweise keine Überlappung der beiden Anlagengruppen. Die Speicherheizungen werden stets mit Nennleistung betrieben.

#### 6.3.5 PV-Anlagen

---

Die Erzeugungsgänge der PV-Anlagen werden mithilfe des Modells aus Abschnitt 5.6 berechnet. Als Eingangsdaten dienen die installierte Leistung aus dem Szenario (Abschnitt 4.3.3), welche aus der entsprechenden PV-Tabelle (Abschnitt 6.2.1) geladen wird, sowie die Ausrichtung und Modulneigung. Diese Parameter sowie die Strahlungs- und Temperaturzeitreihen liegen jeweils auf Landkreisebene vor.

### 6.4 Nutzerorientierte Optimierung

---

In diesem Abschnitt wird das entwickelte Optimierungsmodell für Gebäude, kurz *ResOpt* (basierend auf Residential Optimizer), erläutert. Das Matlab-Modell wurde in der vom Autor betreuten Masterarbeit von Engelberger [160] entwickelt. Das Modell ist bereits teilweise in den Veröffentlichungen [104, 161, 162] des Autors beschrieben. Im Rahmen der ebenfalls vom Autor betreuten Masterarbeit von Jooß [123] wurde das Modell um die Preisstruktur für Gewerbekunden mit Leistungspreisen erweitert. Der Fokus dieser Arbeit und der genannten Veröffentlichungen liegt auf den resultierenden Netzbelastungen durch optimierte, bidirektionale Elektrofahrzeuge.

Parallel dazu wurde zur Erlösbewertung der unterschiedlichen Use Cases *ResOpt* in ein Datenbank-Framework (genannt *eFlame*: electric Flexibility Assessment Modelling Environment) eingebettet. Der Grundstein für *eFlame* wurde in [163] gelegt und das Modell in [39] und [70] weiterentwickelt. Wobei in [70] zusätzlich Auswertungen und Berechnungen zu Emissionen durch unterschiedliche Betriebsweisen durchgeführt wurden, welche nicht im Fokus dieser Arbeit stehen.

*ResOpt* wurde entwickelt, um eine aus Nutzersicht optimale Betriebsweise der flexiblen Komponenten abzubilden. Der Bezugspunkt des Modells ist immer der Hausanschluss. Es findet bei mehreren Wohneinheiten in einem Gebäude, also einem Hausanschluss, eine gemeinsame Optimierung statt. Dieses Verhalten wurde bewusst so implementiert, um einen klar definierten Punkt für etwaige Netzbetreibereingriffe zu haben, der auch in Übereinstimmung mit der aktuellen Branchendiskussion ist [63, 164]. Zudem erlaubt es diese Art der Implementierung, dass die Flexibilitäten in der Kundenanlage gesamthaft optimiert werden. Das Optimierungsziel ist in allen Use Cases eine Maximierung der Erlöse. Dies entspricht mathematisch einer Minimierung der Stromkosten, falls keine Erlöse (z. B. PV-Einspeisung) erzielt werden. Die unterschiedlichen Use Cases werden entsprechende über Anpassungen in der Kosten- und Erlösstruktur abgebildet.

Die Umsetzung erfolgt mittels einer linearen Optimierung, welche generell mit Formel (6-3) beschrieben werden kann. Dabei ist  $x$  der Entscheidungsvektor und  $c$  der Koeffizientenvektor. Die Zielfunktion der Kostenminimierung wird sowohl von Gleichungen ( $Ax = b$ ) als auch Ungleichungen ( $Bx \leq d$ ) beschränkt.

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x & (6-3) \\ \text{mit} \quad & Ax = b \\ & Bx \leq d \end{aligned}$$

#### 6.4.1 Zielfunktion des Optimierungsmodells ResOpt

Die Zielfunktion von ResOpt zur Minimierung der Gesamtkosten bzw. zur Maximierung der Erlöse ist in Formel (6-4) beschrieben. Diese setzt sich aus den ins Netz eingespeisten und aus dem Netz bezogenen Energiemengen zu den unterschiedlichen Preisen zusammen. Die entsprechenden Energiemengen berechnen sich aus der Einspeise- ( $P_t^{N,Einsp}$ ) sowie der Bezugsleistung: ( $P_t^{N,Bezug}$ ) und der Zeitschrittdauer ( $\Delta t$ ). Die Preise können je nach Use Case und Szenario über die Zeit konstant oder variabel und unterschiedlich für den Bezugs- ( $p_t^{Bezug}$ ) und Einspeisefall ( $p_t^{Einsp}$ ) sein. Zusätzlich hierzu wird bei Tarifen mit Leistungspreisen (z. B. RLM-Kunden) die höchste auftretende Bezugsleistung ( $P^{N,Bezug,max}$ ) mit dem Leistungspreis ( $p^{LP}$ ) multipliziert. In den Fällen ohne Spitzenlastkappung beträgt der Leistungspreis 0 €/kW und hat somit keinen Einfluss auf das Optimierungsergebnis.

$$\text{Max} \sum_{t \in T} \left( (p_t^{Einsp} \cdot P_t^{N,Einsp} - p_t^{Bezug} \cdot P_t^{N,Bezug}) \cdot \Delta t - p^{LP} \cdot P^{N,Bezug,max} \right) \quad (6-4)$$

Zusätzlich wird ein Prioritätsfaktor ( $f^{Prio}$ ) eingeführt, um bei gleichwertigen Zeitpunkten aus Kostensicht eine frühestmögliche Ladung des Elektrofahrzeugs anzureizen. Der Prioritätsfaktor steigt über die Simulationsdauer konstant leicht an, um schlussendlich einen Wert von 0,01 zu erreichen. Prinzipiell kann durch Änderung eines Parameters auch ein fallender Prioritätsvektor definiert werden, falls dies für Use Cases relevant ist. Dieser Faktor wird mit der Ladeleistung ( $P_t^{EFZ,Laden}$ ) und Entladeleistung ( $P_t^{EFZ,Entladen}$ ) des Elektrofahrzeugs multipliziert. Somit ergibt sich die in Formel (6-5) beschriebene Gesamtbedingung

$$\begin{aligned} \text{Max} \sum_{t \in T} \left( (p_t^{Einspeisung} \cdot P_t^{N,Einsp} - p_t^{Bezug} \cdot P_t^{N,Bezug}) \cdot \Delta t - p^{LP} \cdot P^{N,Bezug,max} \right. \\ \left. - f^{Prio} \cdot (P_t^{EFZ,Laden} + P_t^{EFZ,Entladen}) \right) \end{aligned} \quad (6-5)$$

In Abbildung 6-4 ist eine schematische Übersicht über das Optimierungsmodell sowie die unterschiedlichen Entscheidungsvariablen und Eingangsgrößen dargestellt. Die Entscheidungsvariablen werden im nächsten Abschnitt im Detail beschrieben. Aus Übersichtlichkeitsgründen wird sowohl bei der Beschreibung der Zielfunktion als auch in der Abbildung nur ein Elektrofahrzeug dargestellt, auch wenn mehrere je Hausanschluss möglich sind und dann entsprechend die Summe der Leistung relevant ist. Die im folgenden beschriebenen Randbedingungen gelten jeweils je Elektrofahrzeug.

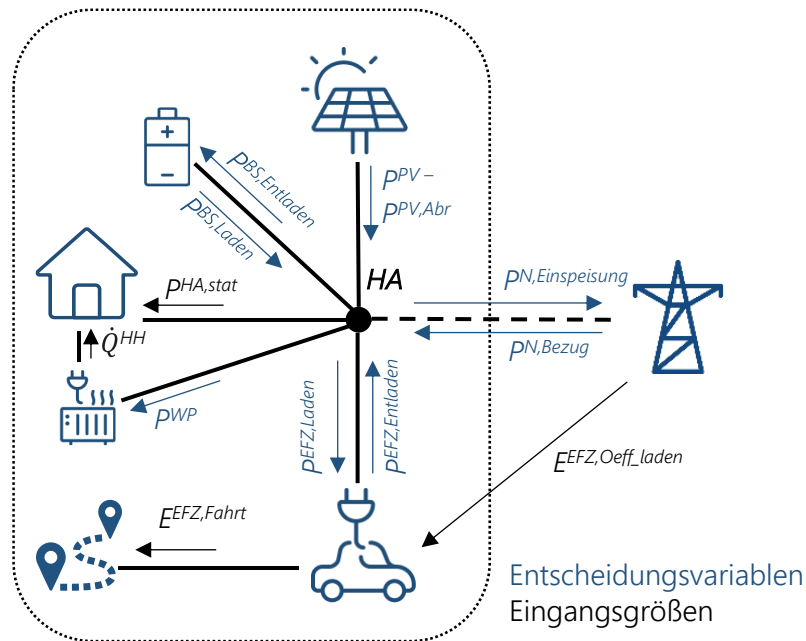


Abbildung 6-4: Schaubild des Optimierungsmodells ResOpt und der zugehörigen Entscheidungsvariablen und Eingangsgrößen nach [160]

## 6.4.2 Entscheidungsvariablen und Eingangsdaten

Zur Beschreibung des Optimierungsproblems mit ResOpt werden für die unterschiedlichen Komponenten folgende Entscheidungsvariablen definiert und entsprechend begrenzt. Die Entscheidungsvariablen betreffen überwiegend die Leistungen der Komponenten sowie die Energieinhalte der unterschiedlichen Energiespeicher. Eine Zusammenfassung der Entscheidungsvariablen ist in Tabelle 6-1 zu finden. Die Entscheidungsvariablen sind zur besseren Verständlichkeit in den Formeln **fett** gedruckt.

Tabelle 6-1: Definition der Entscheidungsvariablen und der zugehörigen Grenzwerte

Beschreibung	Entscheidungsvariable	Untere Grenze	Obere Grenze	Einheit
Ladeleistung EFZ	$p_t^{EFZ,Laden}$	0	$p^{EFZ,Laden,max}$	kW
Entladeleistung EFZ	$p_t^{EFZ,Entladen}$	0	$p^{EFZ,Entladen,max}$	kW
Energieinhalt EFZ	$E_t^{EFZ}$	0	$E^{EFZ,Bat-Kap}$	kWh
Ladeleistung BS	$p_t^{BS,Laden}$	0	$p^{BS,Laden,max}$	kW
Entladeleistung BS	$p_t^{BS,Entladen}$	0	$p^{BS,Entladen,max}$	kW
Energieinhalt BS	$E_t^{BS}$	0	$E^{BS,Bat-Kap}$	kWh
Leistung WP	$p_t^{WP}$	0	$p^{WP,max}$	kW
Energieinhalt WS	$Q_t^{WS}$	$Q^{WS,min}$	$Q^{WS,max}$	kWh
PV-Abregelung	$p_t^{PV,Abr}$	0	$70 \% p^{PV,inst}$	kW
Netzbezug	$p_t^{N,Bezug}$	0	$\infty$	kW
Netzeinspeisung	$p_t^{N,Einspeisung}$	0	$\infty$	kW
Spitzenleistung	$p^{N,Bezug,max}$	0	$\infty$	kW

### 6.4.3 Randbedingungen der Optimierung

In diesem Abschnitt werden die unterschiedlichen Randbedingungen der Komponenten in der Optimierung beschrieben.

#### Hausanschluss

Wie in Abbildung 6-4 dargestellt, gibt es innerhalb des Hausanschlusses mehrere Erzeuger und Verbraucher, deren Leistung in Summe null ergeben muss, da sich die Summenleistung an einem Knotenpunkt stets ausgleichen muss. Neben der flexiblen Leistung, welche durch die Entscheidungsvariablen abgedeckt wird, muss stets auch die benötigte statische Summenleistung des Hausanschlusses bereitgestellt werden. Diese Leistung kann sich, wie bereits beschrieben, aus mehreren Komponenten wie Haushalten, GHD-Einheiten aber auch bedarfsgesteuerten Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen oder elektrischen Speicherheizungen, zusammensetzen. Zur Einhaltung der Knotenregel wird die Energieerhaltungs-Nebenbedingung eingefügt, welche in Formel (6-6) beschrieben ist.

$$\begin{aligned} P_t^{N,Einspeisung} + P_t^{HA,stat} + P_t^{PV,Abr} + P_t^{EFZ,Laden} + P_t^{BS,Laden} + P_t^{WPP} \\ = P_t^{N,Bezug} + P_t^{PV} + P_t^{EFZ,Entladen} + P_t^{BS,Entladen} \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (6-6)$$

Der Gesamtverbrauch setzt sich aus der Netzeinspeisung ( $P_t^{N,Einspeisung}$ ), dem statischen Verbrauch ( $P_t^{HA,stat}$ ), der abgeregelten PV-Leistung ( $P_t^{PV,Abr}$ ), der Elektrofahrzeug- ( $P_t^{EV,Laden}$ ) und Batteriespeicherladeleistung ( $P_t^{BS,Laden}$ ) sowie der Wärmepumpenleistung ( $P_t^{WPP}$ ) zusammen. Die positive Seite besteht aus dem Netzbezug, der möglichen PV-Leistung ( $P_t^{PV}$ ) und den Entladeleistungen der Elektrofahrzeuge ( $P_t^{EFZ,Entladen}$ ) und des Batteriespeichers ( $P_t^{BS,Entladen}$ ). Alle Leistungen sind stets größer oder gleich null.

#### Elektrofahrzeuge

Für die Elektrofahrzeuge gelten zusätzlich die folgenden Randbedingungen. Diese können nur ge- oder entladen werden, wenn das Elektrofahrzeug am entsprechenden Ladeort, also zu Hause oder am Arbeitsplatz, angesteckt (engl.: connected:  $Conn_t^{EFZ}$ ) ist. Zur Einhaltung dieser Bedingung wird der Ansteckvektor (null oder eins) je Fahrzeug mit der maximalen Lade- ( $P_t^{EFZ,Laden,max}$ ) bzw. Entladeleistung ( $P_t^{EFZ,EntLaden,max}$ ) multipliziert und somit in den Fällen, in denen das Elektrofahrzeug nicht angesteckt ist, die Leistung auf null begrenzt (siehe Formel (6-7) bzw. (6-8)).

$$P_t^{EFZ,Laden} \leq Conn_t^{EFZ} \cdot P_t^{EFZ,Laden,max}, \forall t \in T \quad (6-7)$$

$$P_t^{EFZ,Entladen} \leq Conn_t^{EFZ} \cdot P_t^{EFZ,EntLaden,max}, \forall t \in T \quad (6-8)$$

Die zweite Randbedingung der Elektrofahrzeuge bestimmt die gespeicherte Energiemenge in der Batterie, welche sich stets aus der für die Fahrten verbrauchten ( $E_t^{EFZ,Fahrt}$ ), der am Ladeort geladenen und entladenen Energiemenge und der im Zeitschritt zuvor gespeicherten Energiemenge berechnet. Bei der geladenen und entladenen Energiemenge müssen zudem die Wirkungsgrade ( $\eta^{EFZ,Laden}$  bzw.  $\eta^{EFZ,Entladen}$ ) berücksichtigt werden. Zusätzlich kann in Ausnahmefällen, wenn die Batteriekapazität nicht ausreicht, auch



öffentlich geladen werden ( $E_t^{EFZ,Oeff\_laden}$ ), was ebenfalls in der folgenden Randbedingung beachtet wird. Die Energiemenge in der Fahrzeugbatterie berechnet sich somit nach Formel (6-9).

$$E_t^{EFZ} = E_{t-1}^{EFZ} + \left( P_t^{EFZ,Laden} \cdot \eta^{EFZ,Laden} - \frac{P_t^{EFZ,Entladen}}{\eta^{EFZ,Entladen}} \right) \cdot \Delta t - E_t^{EFZ,Fahrt} + E_t^{EFZ,Oeff\_laden}, \forall t \in \{2, \dots, T\} \quad (6-9)$$

Die folgenden beiden Randbedingungen dienen dazu, zwei im Rahmen des BDL-Projekts definierte Prämissen abzubilden. Erstens sollte der Ladezustand des angesteckten Elektrofahrzeugs immer mindestens 30 % betragen, was als Sicherheits-SOC ( $SOC^{EFZ,Sicherheit}$ ) bezeichnet wird. Wenn das Elektrofahrzeug mit einem niedrigeren Ladezustand an die Ladestation angesteckt wird, wird es mit maximaler Leistung bis zu diesem Sicherheits-SOC geladen, um ein Minimum an Mobilität zu gewährleisten. Der Energiepuffer ( $E_t^{EFZ,Puffer}$ ) beinhaltet genau die Energiemengendifferenz aus dem Energieinhalt beim Anstecken zuzüglich der in diesem Zeitschritt geladenen Energiemenge und der Zielenergiemenge. Es ist auf Grund der begrenzten maximalen Ladeleistung ( $P^{EFZ,Laden,max}$ ), nicht immer möglich direkt innerhalb eines Zeitschritts in der Optimierung den gewünschten SOC zu erreichen. Über dieses Hilfskonstrukt wird jedoch sichergestellt, dass ab dem Anstecken bis zum Erreichen des Zielwerts mit maximaler Leistung geladen wird. Die mathematische Beschreibung hierzu erfolgt nach Formel (6-10).

$$E_t^{EFZ} + E_t^{EFZ,Puffer} \geq SOC^{EFZ,Sicherheit} \cdot E^{EFZ,Bat-Kap} \cdot Conn_t^{EFZ}, \forall t \in T \quad (6-10)$$

Zweitens sollte der bei Abfahrt ( $Abfahrt_t^{EFZ}$ ) der Ladezustand immer mindestens einen vom Nutzer z. B. mittels einer App definierten Wert ( $SOC^{EFZ,Abfahrt}$ ) haben. Dieser Wert wird für die Simulation auf 70 % gesetzt. Die Variable ( $E_t^{EFZ,Puffer}$ ) wird hinzugefügt, um zu gewährleisten, dass das Optimierungsproblem lösbar ist, falls die verfügbare Ladedauer nicht zum Erreichen des gewünschten SOC ausreichend ist. In diesem Fall erlaubt der Puffer ein Unterschreiten des gewählten SOC und sorgt gleichzeitig dafür, dass während der gesamten Ansteckdauer mit maximaler Leistung geladen werden muss, um die Randbedingung (siehe Formel (6-11)) einzuhalten.

$$E_t^{EFZ} + E_t^{EFZ,Puffer} \geq SOC^{EFZ,Abfahrt} \cdot E^{EFZ,Bat-Kap} \cdot Abfahrt_t^{EFZ}, \forall t \in T \quad (6-11)$$

Die Puffer werden vor der Optimierung in einer Referenzsimulation – Direktladen mit maximaler Leistung – berechnet. Ebenfalls werden bei dieser Simulation die zusätzlich öffentlich zu ladenden Energiemengen ( $E_t^{EFZ,Oeff\_laden}$ ) berechnet. Es wird nur dann öffentlich geladen, wenn in der beschriebenen Referenzsimulation die Energiemenge nicht zur Abdeckung einer Fahrt ausreicht. In diesem Fall wird so viel geladen, dass bei Ankunft am Ladeort (zu Hause/am Arbeitsplatz) der Sicherheits-SOC erreicht ist.

Als letzte Randbedingungen gilt bei den Elektrofahrzeugen und allen weiteren Speichern, dass am Simulationsende gleich viel Energie in den Speichern sein soll, wie zu Simulationsbeginn. Der initiale Speicherinhalt wird mittels einer Initialisierungssimulation

über eine Woche und zwei Tage berechnet und die Ergebnisse der letzten beiden Tage nicht berücksichtigt. Somit könne sowohl wochenzeitliche Schwankungen als auch die unterschiedlichen Resultate der Optimierungen berücksichtigt werden. Über diese Initialisierung werden auch die initialen Ladezustände der Batterie- und Wärmespeicher, sofern vorhanden, bestimmt.

Bei der Modellierung der Elektrofahrzeuge wird keine Selbstentladung betrachtet, da diese bei den heute verwendeten Batterien im Bereich von wenigen Prozent pro Monat liegt [165].

### Batteriespeicher

Die Randbedingungen des Batteriespeichers sind prinzipiell analog zu denen der Elektrofahrzeuge, allerdings auf Grund der dauerhaften Verfügbarkeit und der nicht vorhandenen Bedarfe für Fahrten deutlich einfacher. Aus diesem Grund ist nur die Energie-Randbedingung aus Formel (6-12) relevant. Diese beschreibt, dass die aktuell gespeicherte Energiemenge ( $E_t^{BS}$ ) der Energiemenge aus dem Zeitschritt zuvor ( $E_{t-1}^{BS}$ ) und der ge-/entladenen Energie ( $P_t^{BS,Laden} \cdot \eta^{BS,Laden} \cdot \Delta t$  bzw.  $\frac{P_t^{BS,Entladen}}{\eta^{BS,Entladen}} \Delta t$ ) entspricht.

$$E_t^{BS} = E_{t-1}^{BS} + \left( P_t^{BS,Laden} \cdot \eta^{BS,Laden} - \frac{P_t^{BS,Entladen}}{\eta^{BS,Entladen}} \right) \cdot \Delta t, \forall t \in \{2, \dots, T\} \quad (6-12)$$

Zusätzlich hierzu muss, analog zu den Elektrofahrzeugen, der Speicherinhalt im letzten Zeitschritt dem des ersten Zeitschritts entsprechen. Weiterhin wird wie bei den Elektrofahrzeugen keine Selbstentladung der Speicher abgebildet.

### Wärmepumpen und Wärmespeicher

Für die Wärmepumpe und den zugehörigen Wärmespeicher gibt es analog zum Batteriespeicher nur die Energie-Randbedingung (siehe Formel (6-13)), wobei zusätzlich der thermische Wärmebedarf ( $\dot{Q}_t^{HH}$ ) und die Speicherverluste gedeckt werden müssen. Die Verluste sind dabei abhängig vom Speicherinhalt und dem Verlustfaktor ( $VF^{WS}$ ). Zur Berechnung der thermischen Leistung wird die elektrische Wärmepumpenleistung ( $P_t^{WP}$ ) mit der Arbeitszahl ( $COP_t^{WP}$ ) multipliziert. Der COP ist ein Maß der Effizienz der Wärmepumpe und beschreibt das Verhältnis von Wärmeleistung zu elektrischer Leistung.

$$Q_t^{WS} = Q_{t-1}^{WS} + (P_t^{WP} \cdot COP_t^{WP} - \dot{Q}_t^{HH} - Q_t^{WS} \cdot VF^{WS}) \Delta t, \forall t \in \{2, \dots, T\} \quad (6-13)$$

Zusätzlich muss auch der Wärmespeicher am Ende der Simulation den gleichen Energieinhalt wie zu Beginn haben.

### PV-Anlagen

Die letzte Randbedingung stellt die Einhaltung der Spitzenlastkappung der PV-Anlagen nach § 9 EEG 2017 sicher. Hierbei dürfen PV-Anlagen, die nicht über eine Fernwirktechnik vom VNB abgeregelt werden, nur maximal 70 % ihrer installierten Leistung ( $0,7 \cdot P^{PV,inst}$ ) ins Netz einspeisen. Diese Grenze gilt nach Abzug des Eigenverbrauchs und wird mittels Formel (6-14) umgesetzt. Falls auch Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher ins Netz einspeisen, wird die die Bedingung gemäß Formel (6-15) erweitert.

$$P_t^{N,Einspeisung} \leq 0,7 \cdot P^{PV,inst}, \forall t \in T \quad (6-14)$$

$$P_t^{N,Einspeisung} \leq 0,7 \cdot P^{PV,inst} + P_t^{EV,Entladen} + P_t^{BS,Entladen}, \forall t \in T \quad (6-15)$$

#### 6.4.4 Rollierende Optimierung zur Verkürzung der Rechenzeit

Da die Rechenzeit der Optimierung neben der Anzahl der zu optimierenden Komponenten und Entscheidungsvariablen auch maßgeblich vom gewählten Zeitraum abhängig ist, wurde in [163] nach [166] eine rollierende Optimierung umgesetzt. Der Simulationszeitraum, z. B. ein Jahr, wird dabei in mehrere Optimierungszeiträume unterteilt, welche nacheinander berechnet werden. Um konsistente Ergebnisse zu erhalten und Randeffekte zu vermeiden, werden die Optimierungszeiträume überlappt, wie in Abbildung 6-5 dargestellt ist. Es erfolgt zunächst eine Optimierung über einen Betrachtungshorizont (30 Tagen). Die nächste Optimierung startet jedoch bereits nach einer Schrittweite (18 Tage) und nicht nach dem Ende des ersten Betrachtungshorizonts (30 Tage). Die Schrittweite ist somit kleiner als der Betrachtungshorizont, welcher sich aus Schrittweite und Überlappungszeitraum zusammensetzt. Der Überlappungszeitraum dient dazu, dass die Ergebnisse konsistent bleiben. Bei jeder weiteren Optimierung bilden die Ergebnisse aus der vorherigen Optimierung die Startwerte. So werden statt der initialen Energieinhalte die Energieinhalte des letzten Zeitschritts der Schrittweite der vorherigen Optimierung verwendet. Dieses Vorgehen wird so lange wiederholt, bis der komplette Simulationszeitraum betrachtet wurde.

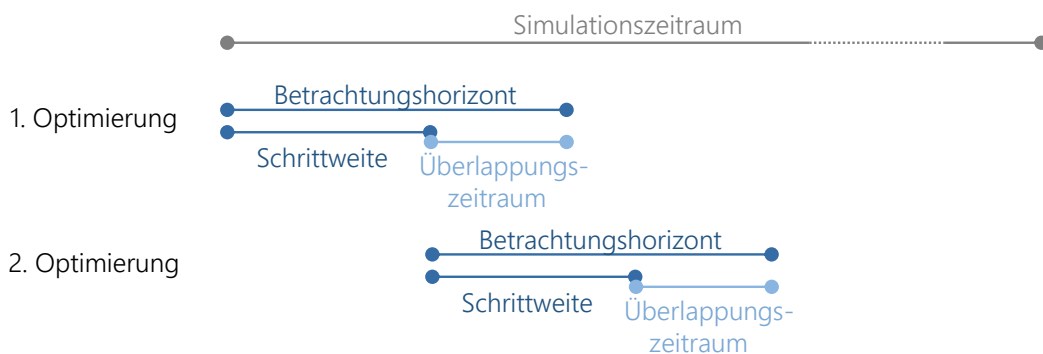


Abbildung 6-5: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Zeiträume der rollierenden Optimierung nach [163, 166]

In [123] wird gezeigt, dass ein Überlappungszeitraum von zwölf Tagen für die hier betrachteten Optimierungen ausreichend ist, um nahezu identische Ergebnisse wie bei einer Optimierung über den gesamten Zeitraum zu erhalten. Ebenso wurde mittels Sensitivitäten ermittelt, dass 18 Tage als Schrittweite einen geeigneten Wert für die hier betrachteten Simulationen hinsichtlich der Rechenzeit darstellen.

## 6.5 Integration von Netzrestriktionen in die Optimierung

---

Für eine netzorientierte Optimierung wird zusätzlich die Netzauslastung in das Optimierungsmodell integriert. Hierzu werden im Folgenden zwei unterschiedliche Use Cases und deren Umsetzung beschrieben. Die erste Variante sorgt durch variable Netzentgelte, welche sich an der Netzauslastung orientieren, für einen finanziellen Anreiz zur Flexibilitätsnutzung [62]. Bei dieser Variante handelt es sich um eine präventive Maßnahme. Im Gegensatz dazu werden in der zweiten Variante im Falle von Netzüberlastungen, analog zum Modell der Spitzenglättung [63], Leistungsbegrenzungen durch den Netzbetreiber vorgegeben, welche einzuhalten sind. Die maximale Höhe der Leistungslimitierung wurde zuvor abgestimmt und vertraglich festgehalten. Dieses Modell stellt eine Weiterentwicklung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG dar. Diese Umsetzung ist somit als kurative Maßnahme, bei der bereits bestehende Engpässe behoben werden, einzuordnen [71]. Im Modell wird dies über zusätzliche Randbedingungen abgebildet.

### 6.5.1 Präventive Netzengpassbehebung

---

Die Abbildung der präventiven Netzengpassbehebung erfolgt in Form von variablen Netzentgelten. Zur Integration dieser in das vorgestellte Optimierungsmodell ist keine Anpassung des Modells selbst, sondern lediglich der Eingangsgrößen, in diesem Fall der Preiszeitreihen, notwendig. Die Preise für die Optimierung setzen sich aus den drei Bestandteilen, Energiepreise, Netzentgelte und die sonstigen Abgaben und Umlagen zusammen. Somit werden für die Abbildung von variablen oder dynamischen Netzentgelten die ansonsten statisch angenommenen Netzentgelte dynamisiert [71]. Die folgende Methode wurde bereits in [167] veröffentlicht.

Die Bestimmung der variablen Netzentgelte zur Behebung von lokalen Engpässen orientiert sich an einer Prognose der Residuallast am Transformator. In Abhängigkeit der Prognose werden die Netzentgelte entsprechend angepasst. Für die Auslastungsprognose werden drei Methoden mit steigender Komplexität integriert. Eine Übersicht der Modell-erweiterungen und der unterschiedlichen Prognosemethoden sowie deren benötigte Eingangsdaten ist in Abbildung 6-6 dargestellt.

Die erste Methode bestimmt die Auslastung auf Basis der statischen Lastgänge und berücksichtigt die Flexibilitätsoptionen, welche mit ResOpt berechnet werden, nicht (**Stat. Prog.**). Dieses Vorgehen ist an die heutigen Methoden der Netzbetreiber angelehnt, die die bisherige Last gut kennen und basierend auf historischen Messwerten oder Standardlastprofilen eine Prognose erstellen.

Die zweite Variante (**Flex. Prog.**) berücksichtigt die zusätzliche Last der Flexibilitätsoptionen (Elektrofahrzeuge), die Lastgänge werden jedoch basierend auf der typischen Betriebsweise (Bedarfsgeführt) bestimmt. Diese Prognose ist somit gut geeignet, wenn wenige Flexibilitäten vermarktet oder bewusst gesteuert werden und zusätzlich die Auslastung nur selten zu abweichenden Netzentgelten führt, auf die die Flexibilitäten reagieren. In diesen beiden Fällen ist das variable Netzentgelte stets für alle Hausanschlüsse (HA) gleich.

Im dritten Fall (**Dyn. Prog.**) wird die Residuallast zunächst basierend auf der ersten Methode bestimmt und die Prognose nach jedem optimierten Gebäude angepasst. Um ein möglichst gutes Abbild der Residuallast für die Berechnung der variablen Netzentgelte zu erhalten, werden zunächst alle HA optimiert, die nicht auf die variablen Netzentgelte reagieren. Abschließend werden dann die weiteren HA mit jeweils leicht unterschiedlichen Netzentgelten optimiert. Dieses Modell beschreibt ein mögliches zukünftiges Energiesystem, in dem Fahrpläne für Flexibilitätsoptionen erstellt und entsprechend dem Verteilnetzbetreiber kommuniziert werden. Mittels dieses Systems ist es somit möglich die Netzüberlastungen bedarfsgerechter zu identifizieren. In diesem vereinfachten Modell erfolgt je Hausanschluss eine einmalige Optimierung und anschließende Meldung des Fahrplans der Flexibilitätsoptionen. Durch die Iteration über die beteiligten HAs und die erneute Berechnung der variablen Netzentgelte variieren diese von HA zu HA leicht.

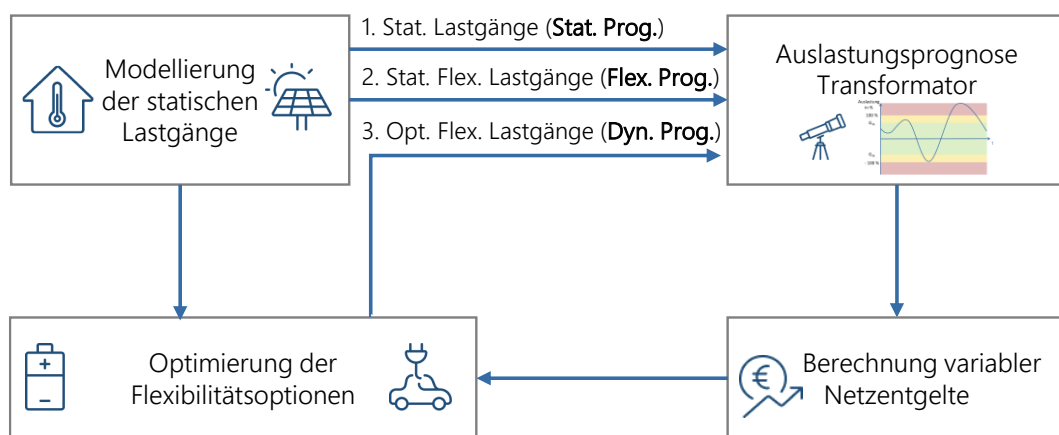


Abbildung 6-6: Überblick der Erweiterungen des Simulationsmodells zur Bestimmung der variablen Netzentgelte und der drei Prognosearten für die Transformatorauslastung sowie die benötigten Eingangsdaten

Im implementierten Modell werden zwei Grenzwerte der Transformatorauslastung definiert, bei denen die Netzentgelte angepasst werden. Durch die Möglichkeit, dass diese Auslastungen entweder im Last- oder Einspeisefall erreicht werden, ergeben sich fünf Bereiche. Der erste Bereich ist der Normalbereich, bei dem die Auslastung des Transformators nicht im kritischen Bereich liegt. In diesem Bereich gelten die üblichen Netzentgelte. In den kritischen Bereichen, also wenn die Auslastung oberhalb des definierten Grenzwerts (z. B. 70 % liegt), wird das Netzentgelt im Lastfall verdoppelt und im Einspeisefall auf 0 ct/kWh gesetzt. Der entsprechende Netzentgeltfaktor ( $F_{NE}$ , in diesem Fall 100 %), mit dem die Netzentgelte berechnet werden, kann beliebig parametrisiert werden. Somit ist in beiden Fällen, also bei zu hoher Last oder Einspeisung, der absolute Anreiz im Verhältnis zum Netzentgelt gleich groß. Diese Anpassung dient dazu, die Transformatorauslastung in den unkritischen Bereich zurückzuführen. Im Falle einer prognostizierten Transformatorüberlastung wird das Netzentgelt im Lastfall erneut um denselben Faktor erhöht und erreicht somit im Beispiel das Dreifache des Ursprungswerts. Analog dazu wird im Einspeisefall das Netzentgelt weiter reduziert und zum Anreizen von zusätzlichem Bezug in Summe negativ. Somit wird je bezogener Kilowattstunde das ursprüngliche Netzentgelt

erstattet. Dieser Anreiz von Bezug fördert somit einen lokalen Verbrauch und soll Netzausbau vermeiden. Die Preisbestimmung ist schematisch in Abbildung 6-7 dargestellt.

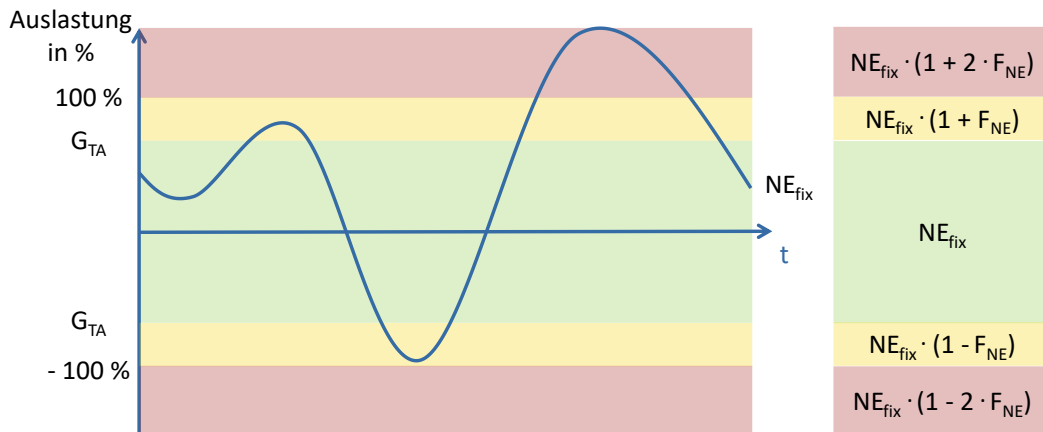


Abbildung 6-7: Schematische Darstellung zur Bestimmung der variablen Netzentgelte in Abhängigkeit von der Transformatorauslastung

Die Tariffhöhen sind frei konfigurierbar und sollten vor einer etwaigen Umsetzung in der Praxis mittels weiterer Forschung und hinsichtlich sonstiger regulatorischer Gesichtspunkte, wie beispielsweise der Diskriminierungsfreiheit, genauer untersucht werden. Die Wahl der Preise ist nicht Fokus dieser Dissertation.

In Abbildung 6-8 sind für einen exemplarischen Tag die gültigen Preise (oben), bestehend aus den fixen Umlagen und Abgaben, dem mittleren Netzentgelt und den Spotmarktpreisen, dargestellt. Zudem sind die resultierenden Transformatorlastgänge und deren Zusammensetzung aus der statischen und der optimierten Last, unterteilt in Lade- und Entladeleistung, abgebildet. Die Abbildung 6-8 zeigt sowohl das realistische Szenario (siehe Abschnitt 7.2) mit fixem Netzentgelt als auch die Varianten der variablen Netzentgelte basierend auf der flexiblen (Flex. Prog.) und dynamischen Prognose (Dyn. Prog.). Im realistischen Szenario (Real, links), steigt die Last abends an und der Transformator wird in wenigen Zeitschritten überlastet. In der mittleren Darstellung (Flex. Prog.) herrschen zu diesen Zeiten höhere Netzentgelte und die Ladung der Elektrofahrzeuge wird später durchgeführt. Ebenso zeigt sich eine Entladung in Zeiten mit hohen Netzentgelten. Diese Effekte führen dazu, dass die Transformatorauslastung in den prognostizierten kritischen Zeitschritten deutlich abgesenkt werden kann und zumeist unterhalb der Auslastungsschwelle von 60 % bleibt, ab der die erste Preiserhöhung stattfindet. Allerdings steigt die Last abrupt an, sobald die Netzentgelte wieder auf dem Normalniveau sind, und führt fast zu einer Transformatorüberlastung. Im dritten Fall (Dyn. Prog.), welcher die Lastgänge der bereits optimierten Flexibilitätsoptionen iterativ berücksichtigt, wird die Last besser gleichmäßig und eine zusätzliche Lastspitze kann vermieden werden.

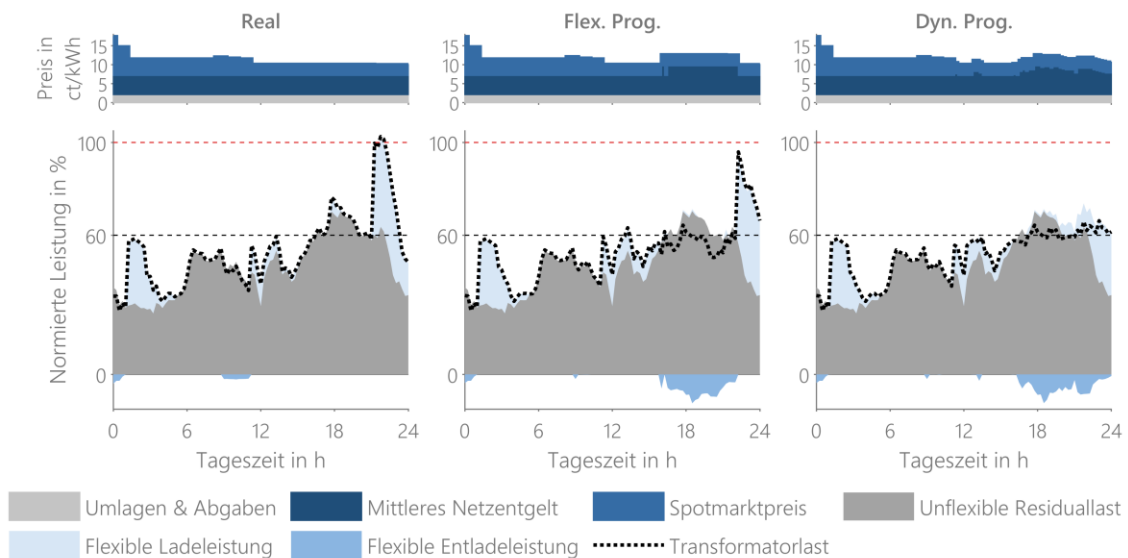


Abbildung 6-8: Preisstruktur inkl. variabler Netzentgelte und resultierender Lasten für ein überlastetes Netz an einem Beispieltag. Links: realistisches Szenario mit fixen Netzentgelten, Mitte: variable Netzentgelte mit Flex. Prog, rechts: variable Netzentgelte mit Dyn. Prog. Nach [167]

### 6.5.2 Kurative Netzengpassbehebung

Die zweite Variante zur Beachtung der Netzauslastung in der Optimierung ist eine kurative Maßnahme. Das Modell der Spitzenglättung nach [63] fokussiert sich ausschließlich auf Fälle mit zu hohen Lasten. Eine Ausregelung von einspeisebedingten Überlastungen ist somit nicht Ziel des Modells. Die Modellierung orientiert sich am Referentenentwurf des „Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilnetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG)“ aus dem Jahr 2020 [168], welcher jedoch kurz nach der Konsultationsfrist vom damaligen Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier zurückgenommen wurde.

Im Modell der Spitzenglättung wird die Leistung in unbedingte und bedingte Leistung unterteilt. Die unbedingte Leistung steht den Kunden immer zur Verfügung und ist entsprechend teuer. Die bedingte Leistung, kann hingegen in Zeiten von Netzengpässen vom Netzbetreiber reduziert werden und ist deswegen günstiger. Für die Bestimmung der bedingten Leistung ist entscheidend, ob die Flexibilitätsoptionen direkt gesteuert werden („teilflexibler Kunde“) oder das Steuersignal für den gesamten Hausanschluss gilt. Bei der Einzelanlagensteuerung wird durch den Kunden somit bedingte und unbedingte Leistung nur für den Bezug der Flexibilitätsoption bestellt. Es findet eine Betrachtung unabhängig der übrigen Verbraucher statt. Bei vollflexiblen Kunden bezieht sich die Bestellung hingegen auf den Netzanschluss. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierfür je Hausanschluss mindestens eine unbedingte, also nicht reduzierbare, Leistung in Höhe von 5 kW angenommen. Falls bei einem Hausanschluss die Jahreshöchstlast der unflexiblen Verbraucher über 5 kW liegt, wird dieser Wert (optional mit einem Sicherheitsaufschlag) als unbedingte Leistung verwendet. Als bedingte Leistung wird, sofern nicht anders beschrieben, die Summenleistung der Flexibilitätsoptionen verwendet. Batteriespeicher, deren Primärzweck die

Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs ist und nicht in das öffentliche Netz einspeisen, werden in der Berechnung der Summenleistung nicht mit einbezogen. Sofern die Batteriespeicher jedoch vermarktet werden, wird deren Leistung berücksichtigt.

Zur Umsetzung des Modells der Spitzenglättung in GridSim, muss auf Grund des kurativen Charakters der Ablauf der Simulation (siehe Abbildung 6-1) erweitert werden, um auf den Netzzustand reagieren zu können. Hierzu werden weitere Bedingungen und Funktionen in das Modell integriert. Eine Übersicht des Ablaufs einer Simulation mit Spitzenglättung ist in Abbildung 6-9 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der Integration in das Modell findet sich in der vom Autor betreuten Masterarbeit von Rodler [65] und wurde bereits in veröffentlicht [169]. Der Beginn der Simulation bleibt identisch und nach der Optimierung der Hausanschlüsse wird wie bislang je Zeitschritt eine Lastflussberechnung durchgeführt. Nach der Lastflussberechnung erfolgt nun eine Überprüfung des Netzzustandes. Es wird geprüft, ob ein oder mehrere Betriebsmittel (Transformator oder Leitung(en)) überlastet sind oder an mindestens einem Hausanschluss die Spannung unterhalb des erlaubten Bereichs liegt. Weitere Details zu den Grenzwerten, welche über Parameter eingestellt werden können, sind in Kapitel 7 beschrieben.

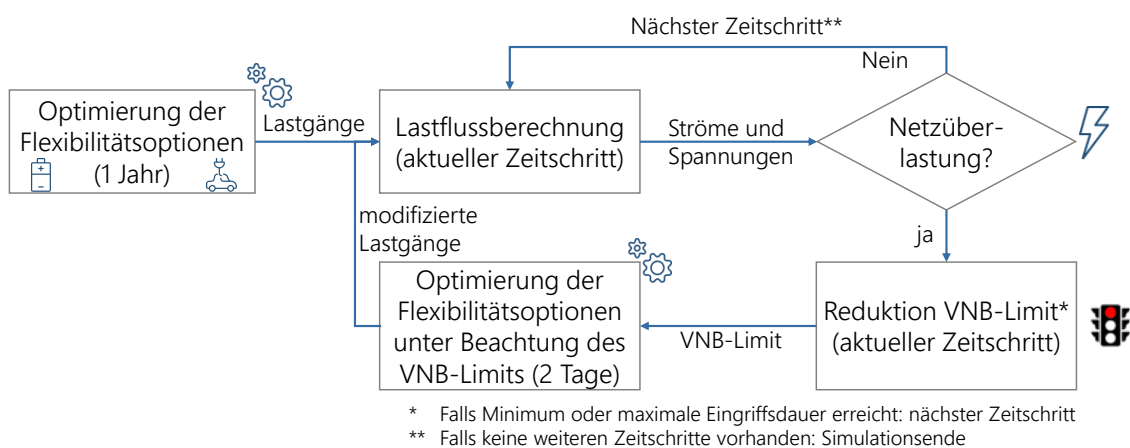


Abbildung 6-9: Ablaufbild der Implementierung der Spitzenglättung in GridSim

Im Falle einer Netzüberlastung erfolgt im nächsten Schritt die Anwendung der Spitzenglättung. Hierzu wird die bedingte Leistung in drei Stufen in Anlehnung an das Einspeisemanagement bei EE-Anlagen auf 60 %, 30 % oder 0 % reduziert. Die Reduktion beginnt mit der ersten Stufe und wird bei Bedarf schrittweise erhöht. Aus Gründen der Laufzeitverbesserung, wird mittels der Summe der Wirkleistungen aller Hausanschlüsse und dem verfügbaren Flexibilitätspotenzial eine Auslastungsprognose des Transformators bestimmt und somit ggf. eine Reduktionsstufe übersprungen.

Vor der erneuten Optimierung unter Beachtung der gewählten Reduktionsstufe wird geprüft, ob die Reduktion an diesem Tag noch zulässig ist, da je Kalendertag nur eine begrenzte Eingriffsdauer erlaubt ist. Diese Eingriffsdauer berechnet sich aus der Reduktionsdauer und -höhe und darf maximal zwei Stunden bei vollständiger Reduktion betragen. Eine Reduktion auf 60 % darf entsprechend fünf Stunden aktiv sein. Die Reduktion gilt für das gesamte Niederspannungsnetz und wird nicht detaillierter auf Teilnetze oder einzelne Hausanschlüsse angewendet.



Sofern die bestimmte Reduktionsstufe ( $F_t^{Red}$ ) erlaubt ist, werden im nächsten Schritt die entsprechenden Randbedingungen der Optimierung gesetzt. Im Falle des vollflexiblen Kunden, mit Limitierung der Bezugsleistung am Hausanschluss, wird der Netzbezug ( $P_t^{N,Bezug}$ ), welcher sich aus der unbedingten ( $P^{unb.}$ ) und bedingten Leistung ( $P^{bed.}$ ) zusammensetzt, entsprechend Formel (6-16) limitiert.

$$P_t^{N,Bezug} \leq P^{unb.} + P^{bed.} \cdot F_t^{Red}, \forall t \in T \quad (6-16)$$

Bei teilflexiblen Kunden erfolgt die Limitierung der Leistung je Flexibilitätsoption ( $P_t^{FO}$ ) in Abhängigkeit Ihrer installierten bzw. bestellten Leistung ( $P^{FO,inst.}$ ) entsprechend Formel (6-17).

$$P_t^{FO} \leq P^{FO,inst.} \cdot F_t^{Red}, \forall t \in T \quad (6-17)$$

Unter Beachtung dieser zusätzlichen Randbedingungen wird nun eine erneute Optimierung für 48 Stunden durchgeführt. Die Optimierung ist notwendig, da durch die Reduktion im aktuellen Zeitschritt in den meisten Use Cases der Leistungsbezug in spätere Zeiten verschoben wird. Lediglich, bei V2G kann es sein, wenn die Limitierung zu Zeiten von günstigen Preisen aktiv ist, dass ein späteres Laden nicht kostenoptimal ist und deswegen eine spätere Rückspeisung nicht stattfindet. In allen Fällen hat jedoch die Limitierung Auswirkungen auf die folgenden Zeitschritte. Voranalysen haben gezeigt, dass bei einer Optimierungszeit von 48 Stunden nur noch sehr geringe Abweichungen zu größeren Zeiträumen auftreten, aber die Rechenzeiten wesentlich kürzer ist [65]. Im Gegensatz zur beschriebenen Optimierung der nutzerorientierten Use Cases werden zusätzliche Randbedingungen für die Speicherfüllstände im letzten Zeitschritt vorgegeben. Die Speicherfüllstände müssen nach der erneuten Optimierung unter Beachtung der Spitzenglättung im letzten Zeitschritt gleich sein wie, die Speicherfüllstände der Referenzsimulation in diesem Zeitschritt. Über diese Zusatzbedingung wird gewährleistet, dass die neuen Lastgänge in die zuvor bestimmten Jahreslastgänge eingefügt werden können. [169]

## 6.6 Blindleistungsregelung

---

Neben den beschriebenen Möglichkeiten zur Modellierung der Wirkleistung mittels Steuerungen oder Optimierungen verfügt das Simulationsmodell GridSim auch über unterschiedliche Möglichkeiten, um das Blindleistungsverhalten der umrichtergekoppelten Anlagen zu modellieren. Aufbauend auf den Vorarbeiten aus [149] und [86] sind folgende Methoden in GridSim verfügbar:

- Konstanter Leistungsfaktor:  $\cos \varphi$
- Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor:  $\cos \varphi(P)$
- Spannungsabhängiger Leistungsfaktor:  $\cos \varphi(U)$
- Spannungsabhängige Blindleistung bei Wirkleistung ungleich null:  $Q(U)$
- Spannungsabhängige und wirkleistungsunabhängige Blindleistung:  $Q(U)$

Diese unterschiedlichen Methoden sind mit Ausnahme der letztgenannten auch Teil der VDE-AR-N4105 – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz und können entsprechend vom Netzbetreiber vorgeschrieben werden [72].

Für die Analysen wird bei aktiver Blindleistungsregelung die Kennlinie gemäß Abbildung 6-10 verwendet. Zur Spannungsanhebung wird bis zu einer Spannung von 0,95 pu maximal kapazitive Blindleistung erzeugt. Zwischen 0,95 und 0,97 pu sinkt die Blindleistungsbereitstellung linear auf 0. Bei zu hoher Spannung wird die Kennlinie entsprechend gespiegelt mit den Stützwerten 1,03 und 1,05 pu abgebildet. Es wird die Methode der spannungsabhängigen Blindleistung bei aktivem Betrieb (Wirkleistung  $\neq 0$ ) angewendet. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung ist in [86] zu finden.

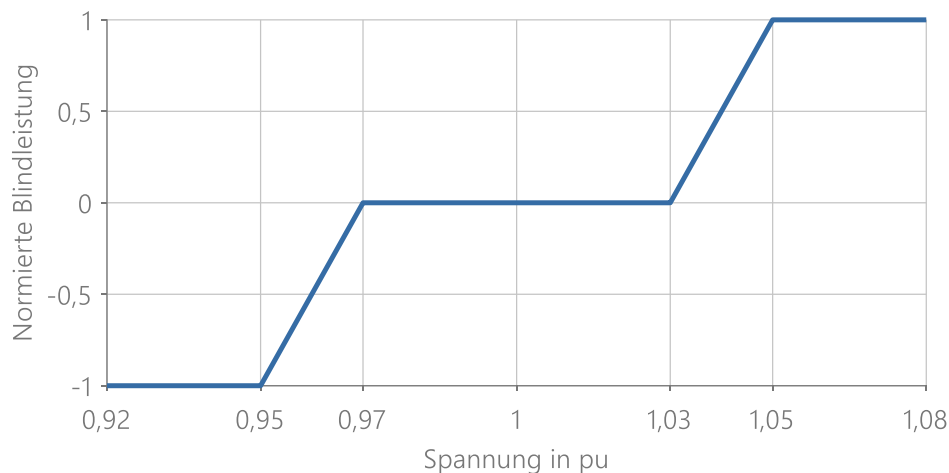


Abbildung 6-10: Kennlinie der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (Q(U)) nach [86]

## 6.7 Lastflussberechnung

---

Die Lastflussberechnung erfolgt wie in den Vorarbeiten mittels des Lastflussberechnungsprogramms OpenDSS [148, 151]. OpenDSS ist ein Simulationsmodell zur Berechnung von Verteilnetzen und wurde vom „Electric Power Research Institute“ entwickelt [87]. Bei der Ansteuerung von OpenDSS aus GridSim werden die Lasten je Zeitschritt mit Wirk- und Blindleistungswerten belegt (PQ-Lasten) und von OpenDSS eine Lastflussberechnung mittels Newton-Raphson Verfahren durchgeführt. Das Konvergenzverfahren wird bei einer maximalen Abweichung von 0,01 % oder bei mehr als 75 Iterationsschritten abgebrochen, falls das Problem nicht konvergiert [86]. Die Auswahl die Lastmodellierung mit fixen Wirk- und Blindleistungswerten im Gegensatz zu fixen Stromwerten (UI-Modell) durchzuführen, begründet sich durch den Fokus auf umrichtergekoppelten Anlagen, die den Strom entsprechend der Leistung anpassen können. Die Berechnungsergebnisse, welche sämtliche Ströme, Spannungen und Netzverluste beinhalten, werden von OpenDSS an GridSim zurückgegeben.

## 6.8 Zusammenfassung

---

Die vorgestellten Erweiterungen im Energiesystemmodell für Verteilnetze GridSim ermöglichen eine Analyse unterschiedlicher Use Cases für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise (bidirektionalen) Elektrofahrzeugen. Die Flexibilitätsoptionen können sowohl nur aus Nutzersicht als auch unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen modelliert werden. Das Modell erlaubt eine Analyse der Auswirkungen sowohl für die einzelnen Kunden (Eigenverbräuche) als auch für das gesamte Netzgebiet. Neben den Netzzuständen können durch den Bottom-up Modellaufbau auch einzelne Gebäude/Hausanschlüsse analysiert werden.

Um die über tausend Netze mit den entwickelten Szenarien (siehe Kapitel 4) verknüpfen zu können, wurde eine Datenbankstruktur geschaffen. Mithilfe dieser Struktur können die unterschiedlichen Szenarien der einzelnen Komponenten beliebig kombiniert werden.

Das vorgestellte Optimierungsmodell auf Hausanschlussebene, welches in GridSim integriert wurde, ermöglicht eine kostenoptimale Umsetzung der ausgewählten Use Cases aus Nutzersicht. Die Integration wurde durch die Aufteilung in statische und flexible Lasten ermöglicht. Die statischen Lastgänge dienen mit den Bedarfsgängen der einzelnen Flexibilitätsoptionen und den entsprechenden Kostenstrukturen als Eingangsdaten für die lineare Optimierung. Die Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen wurden durch entsprechende Randbedingungen abgebildet. Im Falle von den Elektrofahrzeugen wurden zusätzlich zu den Speichergrenzen, den maximalen Lade-/Entladeleistungen und deren Verfügbarkeit an den Ladestationen auch weitere Grenzwerte für die Ladezustände integriert, um Nutzerbedürfnisse zu beachten. Einerseits sind die Fahrzeuge immer sofort auf mindestens 30 % zu laden, um ein Mindestmaß an Mobilität zu ermöglichen, und andererseits soll der Ladezustand bei Abfahrt mindestens 70 % betragen, um der sogenannten Reichweitenangst entgegenzuwirken.

Zur Abbildung von netzdienlichen Use Cases wurden die Netzrestriktionen in das Optimierungsmodell integriert. Die Integration erfolgte einerseits über die Möglichkeit von dynamischen Netzentgelten in die Kostenstruktur (präventive Maßnahme) und andererseits mittels Leistungslimitierungen, welche als zusätzliche Randbedingungen umgesetzt wurden. Die Leistungslimitierungen werden durch Überprüfung des Ergebnisses der Lastflussrechnung bestimmt und sind als kurative Maßnahme einzuordnen.

Das erweiterte Modell erlaubt somit eine Analyse der unterschiedlichen Use Cases für den Flexibilitätseinsatz aus Nutzersicht mit und ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Durch die modularen Strukturen können zukünftig außerdem mit geringem Aufwand Erweiterungen eingefügt werden.

## 7 Bewertung und Vergleich der Use Cases und deren Netzbelastungen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der vorgestellten Use Cases (Abschnitt 3.3) auf die Netzbelastung auf Basis des beschriebenen Szenarios der Flexibilitätsoptionen (Abschnitt 4.3) analysiert. Die Hauptfragestellung dabei ist, ob die aktuellen Netze für die steigenden Belastungen durch die Elektrifizierung sowie die zunehmend optimierte Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen ausreichen oder Netzverstärkungen notwendig sind. Zum Verständnis und der Einordnung der Ergebnisse werden unter anderem Detailauswertungen zu den auftretenden Gleichzeitigkeiten der Lasten in den unterschiedlichen Use Cases analysiert. Diese Ergebnisse werden durch weitere Analysen, wie beispielsweise die Eigenverbräuche der Haushalte oder der Netzgebiete sowie ge- und entladene Energiemenge der Elektrofahrzeuge, untermauert.

Zunächst wird das Referenzszenario mit bedarfsgeführten Steuerungen (ohne Optimierung) analysiert. Im Weiteren werden die nutzerorientierten und abschließend die Use Cases mit Beachtung der Netzrestriktionen diskutiert. In den Szenarien werden die Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher nach den unterschiedlichen Use Cases optimiert. Die Wärmepumpen und Speicherheizungen werden in allen Szenarien mit bedarfsgeführten Steuerungen modelliert, da deren Flexibilität im Winter stark eingeschränkt ist und durch den Fokus auf Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher die Auswirkungen klarer identifiziert und interpretiert werden können.

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“ [170], welche eine Spannungsschwankung von 10 % erlaubt, entsprechend Abbildung 7-1 abgewandelt, da in der Simulation die Mittelspannungsebene nicht betrachtet wird. Somit kann auch die dortige Spannungsschwankung nicht abgebildet werden. Aus diesem Grund wird analog zu [78] das Spannungsband entsprechend aufgeteilt. Da in der Simulation neben der NS-Ebene auch der Ortsnetztransformator betrachtet wird, ergibt sich ein zulässiger Spannungsbereich von 0,94 – 1,06 pu.

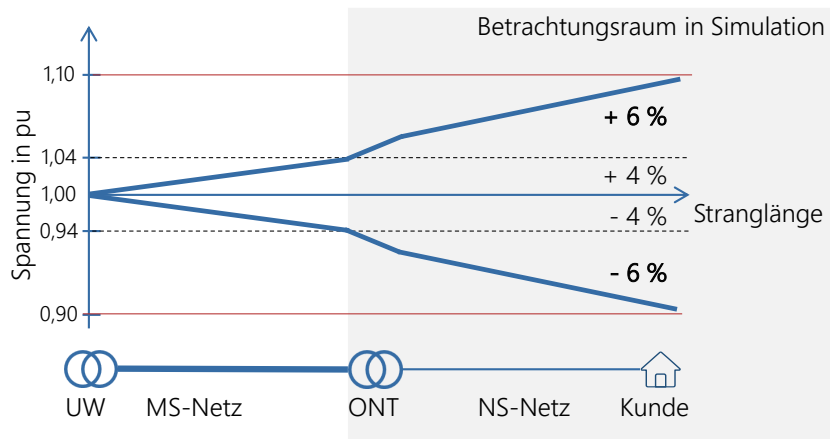


Abbildung 7-1: Aufteilung des zulässigen Spannungsbands gemäß DIN 50160 vom HS/MS-Umspannwerk (UW) bis zum Kunden in der Niederspannung

## 7.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario beinhaltet die im Kapitel 4 vorgestellten Netzgebiete und die für diese angenommene Entwicklung der Lasten und Erzeuger bis zum Jahr 2050. Die Flexibilitätsoptionen werden in diesem Szenario nicht optimiert, sondern wie in Abschnitt 6.3 beschrieben, bedarfsorientiert betrieben. Die Batteriespeicher werden mit einer prognosegeführten Regelung nach [171] betrieben. Bei dieser wird versucht, den Speicher gleichmäßig zu laden, um eine Abregelung der PV-Anlage auf Grund der 70 %-Regelung zu vermeiden. Im Referenzszenario wird zudem für alle Komponenten keine gesteuerten Blindleistungsregelungen angewendet. Es wird entsprechend ein  $\cos \varphi$  von eins eingestellt. Das Wetter- und Strukturjahr ist in allen Simulationen das Jahr 2012, welches ein typisches Wetterjahr repräsentiert [8]. Ausgewählte Ergebnisse wurden bereits in [104] veröffentlicht. In Tabelle 7-1 sind relevante Simulationsparameter dargestellt, welche über alle Szenarien gleich sind. Detaillierte Übersichten der weiteren Parameter finden sich im Anhang A.1 in Tabelle A-1 bis Tabelle A-7.

Tabelle 7-1: 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
BS	Ladewirkungsgrad	94,0	%
	Entladewirkungsgrad	94,0	%
	Leistung	Abhängig von PV-Anlage	kW
	Batteriekapazität		kWh

Durch die zusätzlichen Lasten steigt die Anzahl der Netze, in denen es zu Überlastungen kommt, über die Jahre stark an. In Abbildung 7-2 sind die Ergebnisse der vier Stützjahre, unterteilt nach den auftretenden Überlastungen, 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. Die Ergebnisse wurden mit dem zuständigen Netzbetreiber diskutiert und liegen im erwarteten Bereich.

Durch die zunehmende Anzahl elektrischer Verbraucher steigen die Netzüberlastungen durch zu hohe Lasten, d. h. Spannungen unterschreiten den Grenzwert von 0,94 pu (Spannung min) und/oder die Transformatorauslastung ist im Lastfall oberhalb der Nennleistung (Trafo Last), über die Stützjahre an. Die Anzahl der betroffenen Netze mit diesen Überlastungen steigt auf 18 % bzw. 16 % (2030), 34 % (2040) und 47 % bzw. 48 % (2050). Zusätzlich hierzu steigt auch die Anzahl der Netzgebiete mit Leistungsüberlastungen (Leitungen) von 3 % über 11 % auf 22 % an. Andererseits treten nur in weniger als einem Prozent der Netze Überlastungen auf, welche auf zu hohe Einspeisung durch PV-Anlagen zurückzuführen sind. Dies sind entweder Transformatorüberlastungen im Rückspeisefall (Trafo Rück.) oder Spannungen oberhalb des erlaubten Bereichs (Spannung max). 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.

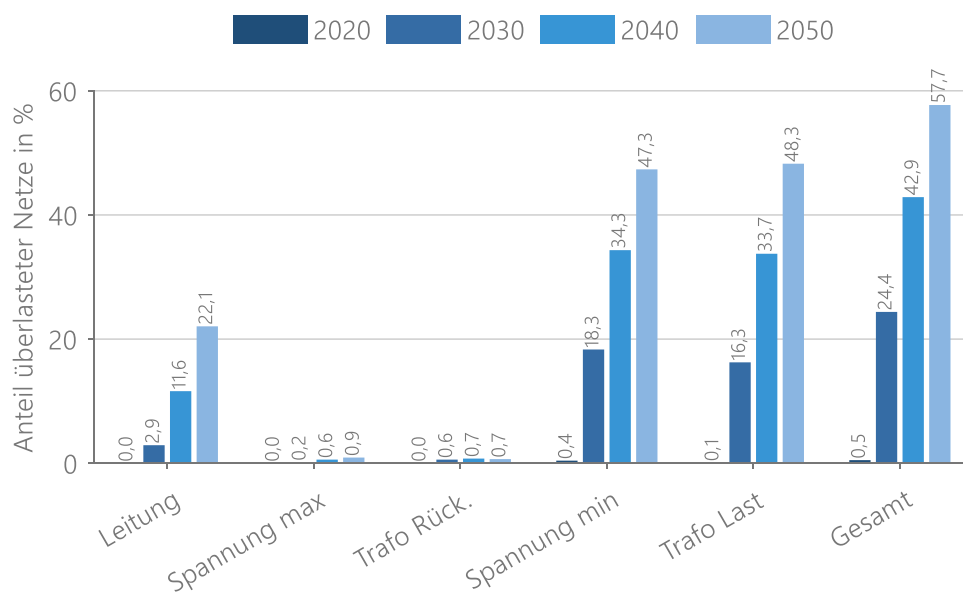


Abbildung 7-2: Auftretende Netzüberlastungen im Referenzszenario für die unterschiedlichen Stützjahre nach [104]

In Abbildung 7-3 sind für die unterschiedlichen Jahre die maximalen und minimalen resultierenden gleichzeitigen Leistungen der Hausanschlüsse in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl dargestellt. Durch die zunehmende Elektrifizierung nehmen die gleichzeitigen Leistungen im Mittel der Netzgebiete bei Vernachlässigung der Gewerbeeinheiten von heute 1,7 kW über 4,2 kW (2030), 6,0 kW (2040) auf bis zu 7,7 kW im Jahr 2050 je HA zu. Diese deutlich gestiegenen gleichzeitigen Leistungen führen zu höheren Anforderungen

an die Netze und den in Abbildung 7-2 dargestellten Ausbaubedarfen. Die minimalen Leistungen, also die ins Netz eingespeisten Leistungen, sind wesentlich geringer. Diese liegen heute bei durchschnittlich 0,6 kW pro HA und steigen über 1,3 kW (2030), 1,4 kW (2040) auf 1,5 kW im Jahr 2050 an.

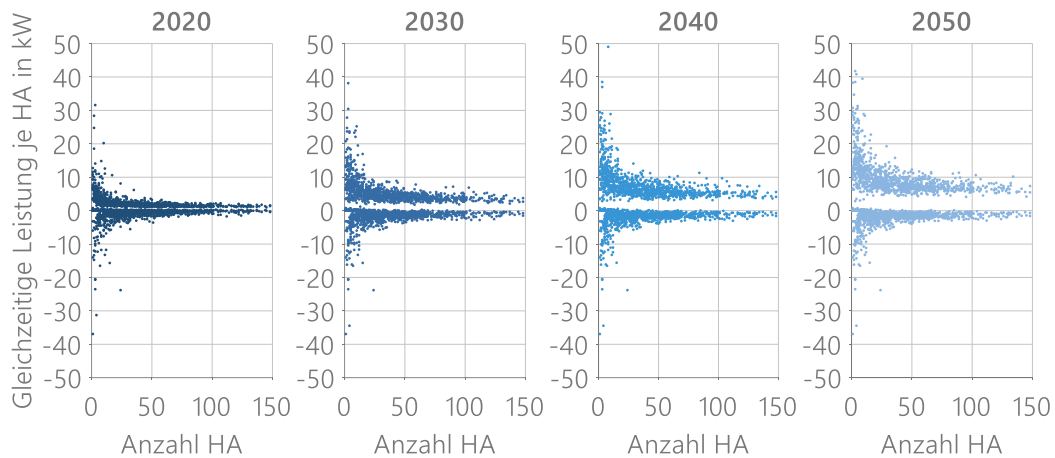


Abbildung 7-3: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl. Hausanschlüsse mit GHD-Einheiten und die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Hausanschlüssen sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet

Für die weiteren Analysen wird das Stützjahr 2040 ausgewählt, da in diesem bereits zahlreiche Flexibilitätsoptionen vorhanden sind, aber im Gegensatz zum Jahr 2050 die Anzahl der überlasteten Netze als auch die Umfänge der Überlastungen noch nicht so extrem sind.

Die Überlastungen im Jahr 2040 werden häufig durch Wärmepumpen und deren hohe maximale Gleichzeitigkeit von 95 % (Mittelwert über alle Netzgebiete) im Winter verursacht. Betrachtet man alle Zeitschritte mit Netzüberlastungen, so entfallen durchschnittlich 50 % der Last in diesen Zeitschritten auf Wärmepumpen und 27 % auf Elektrofahrzeuge. Mittels Sensitivitäten, deren Ergebnisse im Anhang (siehe Abbildung A-11) dargestellt sind, kann der Einfluss der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen ermittelt werden. In der Sensitivitätsanalyse ohne Wärmepumpen sind im Jahr 2040 nur 17,8 % (statt 42,9 %) der Netze überlastet, was einer Verringerung um 59 % entspricht. Im Detail sind 9,3 % der Transformatoren (im Vergleich zu 33,8 %) und in 1,2 % (11,6 %) der Netze Leitungen überlastet. In 13,8 % (34,3 %) der Netze treten Unterspannungen auf. In der entsprechenden Sensitivität ohne Elektrofahrzeuge sind 24,9 % der Netze überlastet, was eine Reduktion um 41,9 % bedeutet. In diesem Fall sind 19,2 % der Transformatoren und in 4,7 % der Netze Leitungen überlastet. In 17,9 % der betrachteten Netze treten unzulässige Spannungen auf. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ca. 30 % der Netze sowohl durch die Elektrofahrzeuge als auch Wärmepumpen überlastet wären. In weiteren 12 % durch Elektrofahrzeuge bzw. 28 % durch Wärmepumpen und in die letzten 30 % nur durch die Kombination beider Entwicklungen Ausbaubedarf besteht. In den Simulationen ohne Wärmepumpen bzw. Elektrofahrzeuge kommt es nur in einem zusätzlichen Netzgebiet zu weiteren einspeisebedingten Überlastungen. Abschließend werden in einer weiteren Sensitivitätsanalyse nur PV-Anlagen entsprechend des Szenarios für das Jahr 2040 zugebaut und die anderen

Komponenten wie im Jahr 2020 belassen. Durch den PV-Zubau treten in 1,8 % (22 Netze) statt 0,5 % (6 Netze, 2020) der Netze Überlastungen auf. Verglichen mit dem Gesamtszenario 2040 (also inkl. Zubau der weiteren Komponenten), kommt es in gleich vielen Netzen (7) zu oberen Spannungsbandverletzungen. Allerdings treten ohne Elektrifizierung der Verbrauchsseite in zwei weiteren Netzen Transformatorüberlastungen im Rückspeisefall auf. Insgesamt stellt die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme somit die höheren Ansprüche an die Niederspannungsnetze als der Zubau der PV-Dachanlagen.

## 7.2 Nutzerorientierte Use Cases

---

Im Folgenden werden die Ergebnisse der unterschiedlichen nutzerorientierten Use Cases, wie beispielsweise PV-Eigenverbrauchserhöhung oder variable Strompreise, beschrieben. Zunächst werden die Kostenstrukturen der Use Cases dargestellt. Da teilweise mehrere Use Cases parallel aktiv sein können, werden hierfür Szenarien definiert. Im Anschluss werden energetische Analysen, z. B. zu Eigenverbrauchsgrad oder geladenen Energiemengen, beschrieben. Aufbauend hierauf folgen Auswertungen zu den maximalen gleichzeitigen Leistungen und Lastverläufen. Als Resultat daraus werden die ermittelten Netzüberlastungen vorgestellt und deren Ursachen im Detail analysiert. Abschließend werden die Ergebnisse ausgewählter Sensitivitätsanalysen erläutert. In [104] wurden bereits Ergebnisse zu den Szenarien ohne Rückspeisung ins Netz und in [162] zum V2G Szenario veröffentlicht. Die Ergebnisse des realistischen Szenarios wurden bereits teilweise in [167] veröffentlicht.

### 7.2.1 Simulationsszenarien

---

Die nutzerorientierten Use Cases haben gemein, dass die Optimierung rein auf Kostenminimierung bzw. Erlösmaximierung ausgelegt ist und keine weiteren Randbedingungen, z. B. zur Berücksichtigung von Netzrestriktionen, vorgegeben werden. Die Umsetzung der Use Cases erfolgt somit ausschließlich basierend auf der Kostenstruktur. Neben den Kosten wird die Möglichkeit der Rückspeisung (Bidirektionalität) der Fahrzeuge unterschieden, um den Einfluss hierdurch bewerten zu können. In den Bezeichnungen der Szenarien ist dies durch eine „1“ – unidirektional bzw. eine „2“ – bidirektional gekennzeichnet. So bedeutet die Abkürzung V1H, dass durch gesteuertes Laden der PV-Eigenverbrauch erhöht werden soll, und V2H (Vehicle to Home), dass zusätzlich PV-Strom auch wieder aus dem Fahrzeug zur Deckung des eigenen Strombedarfs am Hausanschluss entladen werden kann. Die Abkürzung V2H+ bedeutet eine Weiterentwicklung der Kostenstruktur um variable Bezugspreise. Die dritte Variante erlaubt darüber hinaus auch eine Rückspeisung ins Stromnetz und wird mit V2G (Vehicle to Grid) abgekürzt. In diesem Szenario ist sowohl der Strombezugspreis als auch die Einspeisevergütung variabel. Zusätzlich werden bei V2G abweichend von der aktuellen Regulatorik reduzierte Steuern, Abgaben und Umlagen für wiedereingespeisten Strom angenommen.

Die Kostenstrukturen sind für die Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung, Spitzenlastkappung, tarifoptimiertes Laden/Entladen und zeitliche Arbitrage unterschiedlich. Die relevanten Kostenbestandteile können grundsätzlich in die drei Teilgruppen Bezugspreise,



Einspeisevergütung sowie Steuern, Abgaben und Umlagen eingeteilt werden. Je nach Use Case sind die Bezugspreise fix (wie heute in Deutschland üblich) oder zeitlich variabel. Nachstehend werden die unterschiedlichen Preise und deren Quellen im Detail erläutert.

### Fixe Bezugspreise

Bei fixen Bezugspreisen wird ein Strombezugspreis von 29,88 ct/kWh (mittlerer Preis in Deutschland im Jahr 2018) für Haushaltskunden angenommen [172]. Dieser Betrag beinhaltet neben den tatsächlichen Energiebezugskosten sämtliche weitere Strompreisbestandteile wie Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Bei Gewerbekunden mit RLM setzt sich der Preis aus den Energiekosten (7,62 ct/kWh), Steuern, Abgaben, Umlagen (11,6 ct/kWh) sowie den Netzentgelten zusammen [173]. Die Netzentgelte bestehen dabei aus einem Arbeits- und Leistungspreis. Es wird das Entgeltsystem oberhalb 2.500 Benutzungsstunden verwendet. Der Arbeitspreis (2,08 ct/kWh) ist je bezogener Kilowattstunde zu bezahlen und der Leistungspreis (116,32 €/kW) für die maximale Bezugsleistung im Kalenderjahr [174].

### Variable Bezugspreise

Im Falle der variablen Preise werden berechnete Preiszeitreihen für das entsprechende Jahr aus dem an der FfE entwickelten Energiesystemmodell ISAaR (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung) genutzt [175]. Das verwendete Szenario stammt ebenfalls aus dem BDL-Projekt und stimmt sowohl in den Rahmendaten als auch dem Wetterjahr mit dem hier gezeigten Szenario überein [176]. Die Preise variieren sowohl tages- als auch jahreszeitlich stark (0 – 498,3 €/MWh) bei einem Mittelwert von 41,7 €/MWh (dies entspricht 4,17ct/kWh). Insgesamt treten in 1.302 Stunden Preise unterhalb von 0,1 €/MWh auf. In Abbildung 7-4 ist der zeitliche Verlauf der Preise für das Jahr 2040 dargestellt.

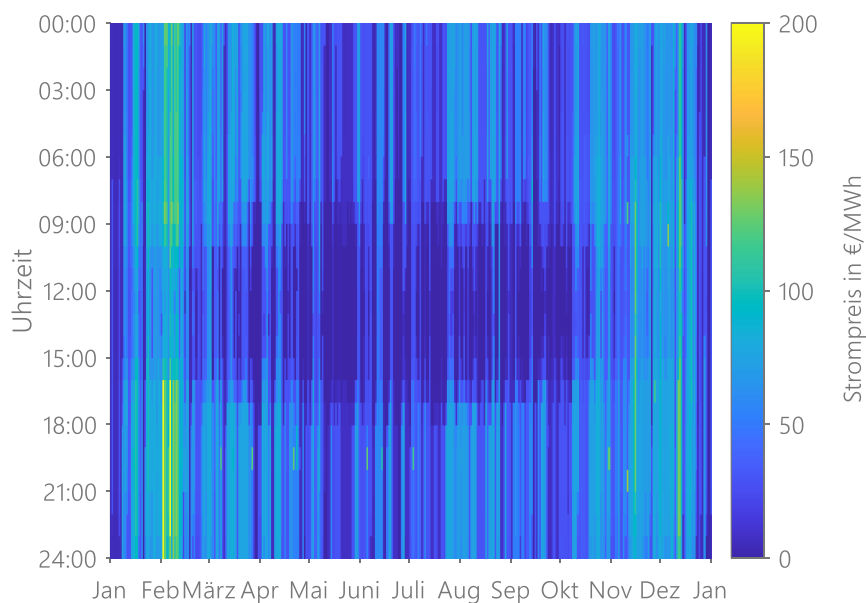


Abbildung 7-4: Zeitlich aufgelöste Börsenpreise für Strom nach [176] für das Jahr 2040. Die Legende ist aus Darstellungsgründen bei 200 €/MWh abgeschnitten

Mittags im Sommer herrschen oft günstige Preise vor, welche auf hohe PV-Erzeugung zurückzuführen sind. Ebenso treten immer wieder ganzzeitig niedrige Preise auf, welche durch hohe Erzeugungsleistungen aus Windkraftanlagen zu erklären sind. Die sehr hohen Preise im Februar sind durch sehr kalte Temperaturen bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus EE-Anlagen begründbar. Zum dargestellten Börsenpreis wird bei Haushaltskunden ein Aufschlag von 20,5 ct/kWh für Steuern, Abgaben und Umlagen addiert. Dieser Wert orientiert sich an heute bereits verfügbaren Stromtarifen, welche die variablen Börsenpreise an Kunden weitergeben [66]. Bei RLM-Kunden wird indes lediglich der fixe Energiepreis durch die variablen Börsenpreise ersetzt.

### **Fixe Einspeisevergütung**

Die Einspeisevergütung der PV-Anlagen orientiert sich am EEG 2021 und beträgt 8 ct/kWh, um einen finanziellen Anreiz zum Eigenverbrauch abzubilden. Dies bedeutet, dass die Strombezugskosten unter Anwendung der aktuell gültigen Regulatorik bezüglich Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen höher als die Einspeisevergütung sind.

### **Variable Einspeisevergütung bei Anpassung des regulatorischen Rahmens**

Zur Abbildung der Kostenstruktur des Use Cases zeitliche Arbitrage (V2G) wird angenommen, dass für aus dem Stromnetz bezogenen und wieder in das Stromnetz rückgespeisten Strom analog zur Erbringung von Systemdienstleistungen stationärer Batteriespeicher eine Befreiung von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen zur Vermeidung einer Doppelbesteuerung ermöglicht wird. In diesem Fall wird daher nur ein Aufschlag von 2,1 ct/kWh auf den Börsenpreis für den Strombezug als Summe aus § 19 StromNEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten und die Konzessionsabgabe angenommen [177]. Für die Einspeisung ins Netz wird unabhängig von der Stromherkunft der aktuelle Börsenpreis vergütet. Somit bildet die Preisstruktur eine PV-Direktvermarktung, wie diese auch im EEG 2021 für „Post-EEG“-Anlagen vorgeschlagen wird, mit ab. Bei dieser Kostenstruktur sind zur Bestimmung der Kosten für den Verbraucher am Ende für die tatsächlich verbrauchte Energie die entsprechenden Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen zu addieren. Die gewählte Preisstruktur führt dazu, dass Speicherverluste für Eigenverbrauch, welche mit den vollen Letztverbraucherumlagen belegt werden müssten, unterschätzt werden und somit tendenziell zu viel Energie zwischengespeichert wird. [162]

### **Kurzbeschreibungen der Szenarien**

Im **Referenzszenario (Ref)** wird das heute übliche Preissystem für Haushaltskunden abgebildet und die Elektrofahrzeuge bedarfsorientiert geladen. Es erfolgt kein optimiertes Laden. [104]

Im Szenario **V1H** und **V2H** werden alle Hausanschlüsse mit PV-Anlagen und optimierbaren Komponenten wie Speichern oder Elektrofahrzeuge entsprechend uni- (V1H) oder bidirektional (V2H) optimiert. Dies betrifft 20 % der Hausanschlüsse, denen 23 % der Elektrofahrzeuge zugeordnet sind. Zusätzlich wird mit 2,5 % der Elektrofahrzeuge an 0,3 % der Hausanschlüsse in diesem und den weiteren Szenarien der Use Case Spitzenlastkappung umgesetzt. [104]

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 Elektrofahrzeug oder Batteriespeicher. In diesen Szenarien und dem V2G Szenario werden folglich alle Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher optimiert. [104]

Im Szenario **V2G** sind die Teilnahmequoten wie im Szenario V2H+, wobei die Vergütung für eingespeisten Strom wie beschrieben zusätzlich variabel ist. Hierdurch wird somit nicht ausschließlich eine Eigenverbrauchsoptimierung angereizt, sondern je nach Situation aus Kostengründen auch eine Einspeisung der PV-Energie der Zwischenspeicherung vorgezogen. [162]

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 Elektrofahrzeuge optimiert, welche zusätzlich bidirektional sind [176]. Die weiteren Elektrofahrzeuge werde unidirektional bedarfsgeführt geladen. Andererseits werden an den optimierten Hausanschlüssen unterschiedliche Kostenstrukturen angenommen und somit eine Verteilung der Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung, Spitzenlastkappung und zeitliche Arbitrage erreicht. 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 Elektrofahrzeuge 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 Elektrofahrzeugen angenommen. Somit wird in diesem Szenario, im Gegensatz zu den bisher beschriebenen, eine Use Case Durchmischung abgebildet. [167]

Eine Zusammenfassung der Szenarien mit den jeweils betrachteten Use Cases und deren Anteilen ist in Abbildung 7-5 dargestellt.

	Ref	V1H	V2H	V1H+	V2H+	V2G	Real
<b>Bidirektional</b>	HA   EFZ		20   23		74   100	74   10	30   36
<b>Eigenverbrauchserhöhung*</b>		20   23	20   23	20   23	20   23		17   19
<b>Spitzenlastkappung**</b>		0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5
<b>Tarifoptimiertes Laden</b>				74   100	74   100		
<b>Zeitliche Arbitrage</b>						74   100	13   17

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

Abbildung 7-5: Resultierende Anteile an Hausanschlüssen und (bidirektionalen) Fahrzeugen je Use Case in den Simulationsszenarien

## 7.2.2 Energetische Auswirkungen

In diesem Abschnitt werden die energetischen Auswirkungen der unterschiedlichen Use Cases bzw. der resultierenden Szenarien untersucht. Es werden zunächst die geladenen und entladenen Energiemengen der Elektrofahrzeuge analysiert. Aufbauend darauf werden die Eigenverbrauchsgrade auf Hausanschluss- und Netzebene und im Weiteren die Energiebilanzen der Netzgebiete betrachtet.

### Geladene Energiemengen und Zyklen der Elektrofahrzeuge

Im Referenzszenario und den unidirektionalen Szenarien, bei denen die Elektrofahrzeuge nur geladen und nicht entladen werden, liegen die mittleren geladenen Energiemengen bei ca. 2.400 kWh pro Elektrofahrzeug und Jahr, wie in Abbildung 7-6 dargestellt. Die geladene Energiemenge beschreibt die aus dem Stromnetz entnommene Energie inklusive der Ladeverluste. Auf Grund der Ladestrategie kann es zu leichten Schwankungen des Ladezustands am Simulationsende kommen, wodurch sich die geringe Abweichung zwischen den Szenarien erklären lässt. Durch das zusätzliche Entladen in den bidirektionalen Szenarien steigt die geladene Energiemenge an. Die mittlere entladene Energiemenge je Elektrofahrzeug an HAs mit PV-Anlagen im Szenario V2H liegt bei 839 kWh. Im Durchschnitt über alle Elektrofahrzeuge werden 195 kWh entladen. Da im V2H+ Szenario mehr Fahrzeuge teilnehmen und zusätzlich variable Preise hinzukommen, steigt die Entladeenergie auf 992 kWh/EFZ. Durch die zusätzliche Möglichkeit der Rückspeisung ins öffentliche Netz steigt diese Energiemenge noch einmal deutlich auf 4.043 kWh/EFZ an. Somit erhöht sich durch die zurückgespeiste Energie und die zusätzlichen Ladeverluste auch die geladene Energiemenge. Durch V2H+ steigt die geladene Energiemenge um 47 % und durch V2G wird diese Energiemenge nahezu verdreifacht. Es entstehen bei V2G durch die Zwischenspeicherung Umwandlungsverluste (einfacher Wirkungsgrad 94 % bzw. Gesamtwirkungsgrad 88,36 %) von durchschnittlich 533 kWh/EFZ. Im realistischen Szenario steigt die geladene Energiemenge gegenüber der Referenz um 35 % auf 3.232 kWh, wovon 831 kWh wieder entladen werden.

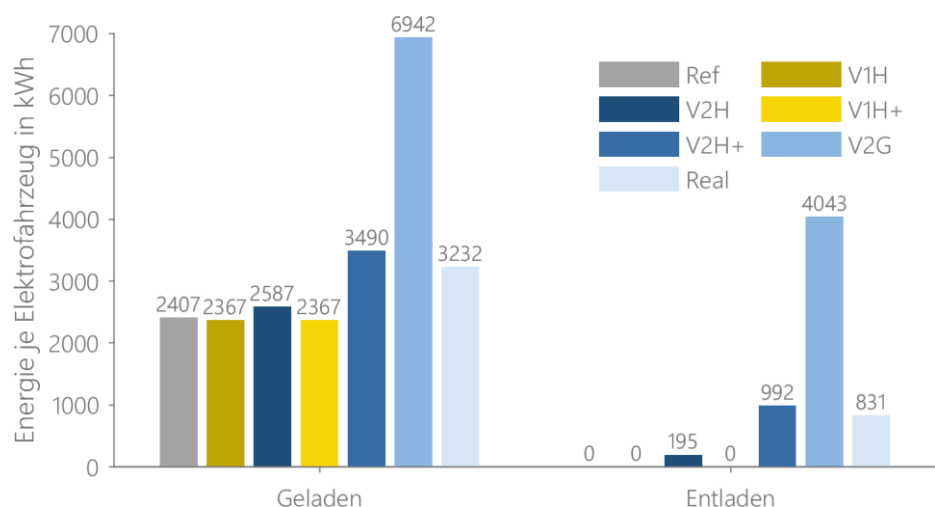


Abbildung 7-6: Geladene und entladene Energiemengen der Elektrofahrzeuge in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

Die beschriebenen Effekte wirken sich auch auf die mittlere Anzahl an Ladezyklen je Elektrofahrzeug aus, welche aus der Batteriekapazität und der geladenen Energiemenge abzüglich der Ladeverluste berechnet werden. Ohne Rückspeisung werden zur Bereitstellung der Fahrenergie 34 Vollzyklen pro Jahr benötigt. Dieser Wert steigt bei V2H auf 37 und bei V2H+ auf 50 Zyklen an. Bei V2G steigt die Zyklenzahl auf 99 an, was einer Verdreifachung entspricht und entsprechend bei der Auslegung und Alterung der Batterien zu berücksichtigen ist.

### Eigenverbrauch

Aus Kundensicht ist neben der ge- und entladenen Energiemenge bei eigenen PV-Anlagen der Eigenverbrauch ein relevantes Kriterium. Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den Anteil der selbstverbrauchten ( $E^{PV,verbraucht}$ ) an der erzeugten Energie ( $E^{PV}$ ). Die Berechnung erfolgt nach Formel (7-1):

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{E^{PV,verbraucht}}{E^{PV}} \quad (7-1)$$

Der mittlere Eigenverbrauchsanteil aller Haushalte mit PV-Anlagen in den Netzgebieten liegt im Referenzszenario bei 39 % und wird durch gesteuertes Laden auf 47 % angehoben. Durch bidirektionales Laden kann der Wert auf 54 % gesteigert werden, siehe Abbildung 7-7. Die Werte einzelner Hausanschlüsse schwanken stark je nach Kombination aus PV-Anlagengröße und Energieverbrauch sowie Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eine Berechnung der Kennzahl bei den Szenarien mit Rückspeisung aus den Batterien ins Stromnetz (V2G und Real) wird nicht durchgeführt, da in diesem Fall keine eindeutige Abgrenzung der Strommengen möglich ist. Somit würde das Ergebnis wesentlich von der Berechnungsweise abhängen, je nachdem wie die Energiemengen bilanziert werden. Zudem ist in diesen Szenarien auf Grund der veränderten Kostenstruktur eine Erhöhung des Eigenverbrauchs aus Kundensicht nicht immer monetär sinnvoll und somit dies nicht implizit Teil der Optimierung.

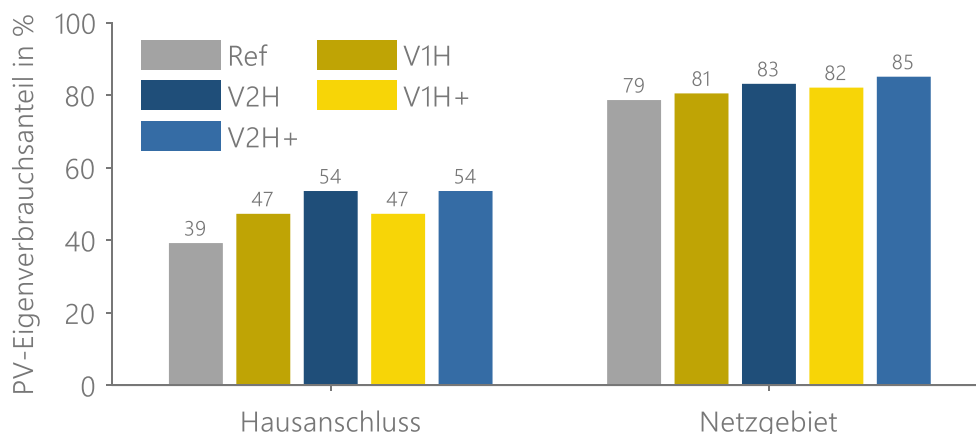


Abbildung 7-7: PV-Eigenverbrauchsanteil in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 je Hausanschluss und Netzgebiet

Neben der Betrachtung je Hausanschluss wird der Eigenverbrauch auch auf Ebene des Netzgebiets, also mit dem Transformator als Bezugsgrenze, bestimmt. Hierbei zeigen sich geringere Unterschiede zwischen den Szenarien. Bereits im Referenzszenario werden im Mittel 79 % der PV-Erzeugung innerhalb des Netzgebiets verbraucht und somit nur 21 % der erzeugten Energie über den Transformator in die Mittelspannungsebene eingespeist. Durch gesteuertes Laden steigt der Eigenverbrauch auf 81 % (V1H) bzw. 82 % (V1H+) an. Der Anstieg bei V1H+ im Gegensatz zu V1H ist auf günstige Strompreise in Zeiten hoher PV-Erzeugung zurückzuführen. Somit werden Elektrofahrzeuge an Hausanschlüssen ohne (ausreichenden) eigenen PV-Überschuss zu Zeiten mit hohem PV-Überschuss, der z. B. von den Nachbar:innen ins Netz eingespeist wird, geladen. Bidirektionales Laden erhöht den Eigenverbrauch im Netzgebiet weiter auf 83 % (V2H) bzw. 85 % (V2H+), was einer Erhöhung um 8,1 % entspricht und die eingespeiste Energie in die Mittelspannungsebene um 30 % reduziert.

### Energiebilanzen der Netzgebiete

Neben der geladenen Energiemenge der Elektrofahrzeuge und dem PV-Eigenverbrauch wird die je Netzgebiet bezogene und eingespeiste Energiemenge in den unterschiedlichen Szenarien analysiert und in Abbildung 7-8 dargestellt. In den Szenarien ohne Rückspeisung ins öffentliche Netz unterscheiden sich die mittleren bezogenen Energiemengen nur in geringem Maße (430 – 437 MWh). Entsprechend liegen auch die Einspeisungen in die vorgelagerte Netzebene in ähnlichen Bereichen. Bemerkenswert ist, dass im Szenario V2H+, also bei variablen Preisen, auf Grund der vermehrten Zwischenspeicherung mit den einhergehenden Verlusten der Gesamtenergieverbrauch (Bezug – Einspeisung) um 1,8 % höher ist als beim gesteuerten Laden (V1H). Durch die Ermöglichung der Rückspeisung ins Netz (V2G) steigt sowohl die bezogene (21,75 %) als auch die rückgespeiste Energie (370 %) verglichen mit V2H deutlich an. Im V2G Szenario erhöht sich der Gesamtenergieverbrauch durch die Speicherverluste um 8,56 %. Die Energiemengen des realistischen Szenarios liegen im Bereich des V2H Szenarios.

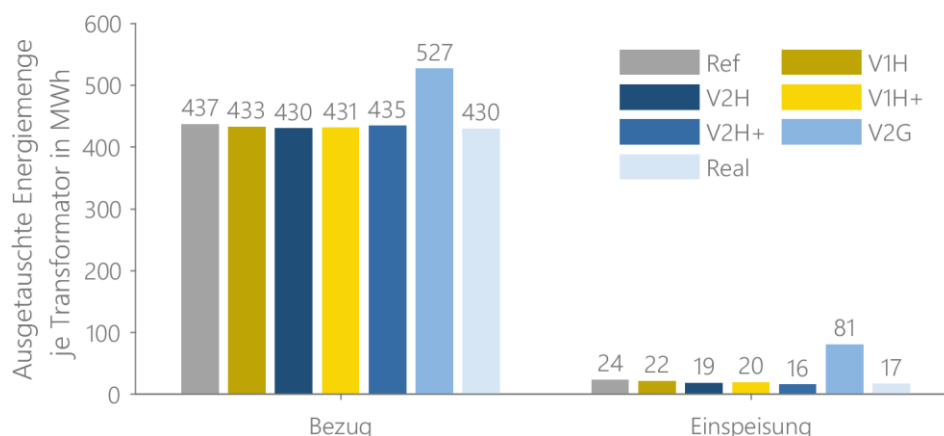


Abbildung 7-8: Mittlere Energiebilanz der untersuchten Netzgebiete unterteilt in bezogene und eingespeiste Energiemenge für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### 7.2.3 Gleichzeitige Leistungen und Lastverläufe

---

Die bisher beschriebenen energetischen Auswertungen der Szenarien zeigen, dass in den Szenarien teilweise große Unterschiede auftreten. Zur Bewertung der Netzbelastung oder zur Planung von Verteilnetzen sind jedoch die auftretenden Leistungen entscheidend. Zunächst werden daher in diesem Abschnitt die maximal gleichzeitig auftretenden Leistungen der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit ihrer Anzahl im Netzgebiet und der Szenarien diskutiert. Aufbauend darauf werden die maximal gleichzeitigen Leistungen je Hausanschluss beschrieben. Auf diese Leistungen muss das Netz ausgelegt werden, um eine engpassfreie Versorgung zu ermöglichen. Abschließend werden an einem gemittelten Tag die Leistungsflüsse am Transformator diskutiert und anhand von Jahresdauerlinien die sich verändernden mittleren Auslastungen der Transformatoren aufgezeigt.

#### **Maximal gleichzeitige Leistungen der Elektrofahrzeuge**

Die Wahrscheinlichkeit, dass eine bestimmte Anzahl von Elektrofahrzeugen ohne Optimierung zur gleichen Zeit geladen wird, nimmt mit steigender Fahrzeuganzahl ab. Dieses Verhalten lässt sich, analog zu dem der elektrischen Haushaltsverbraucher (siehe Abschnitt 5.3.3), mit den unterschiedlichen Nutzungsformen und den verschiedenen Tagesabläufen der Fahrzeugnutzer:innen begründen. Neben dem Nutzerverhalten gibt es zahlreiche weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise die Ladesteuerung oder -leistung, die die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge beeinflussen. Je geringer die Ladeleistung ist, desto länger dauert ein Ladevorgang und desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein weiterer Ladevorgang zur gleichen Zeit stattfindet. Aus dem Wert der Gleichzeitigkeit lässt sich somit nicht direkt auf die resultierende Leistung schließen, da beispielsweise drei Ladevorgänge mit einer Leistung von je 3,6 kW in Summe vergleichbar mit einem Ladevorgang bei 11 kW sind. Aus diesem Grund werden in den folgenden Analysen anstatt der Gleichzeitigkeit die gleichzeitigen Leistungen betrachtet.

In Abbildung 7-9 sind die resultierenden maximalen gleichzeitigen Lade- und Entladeleistungen der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Elektrofahrzeug-Anzahl im Netzgebiet dargestellt. Die Extrema sind diejenigen Werte, die während der Jahressimulation einmal aufgetreten sind. Insgesamt wurden 48.567 Elektrofahrzeuge in den 1.206 Netzen analysiert.

Im Referenzszenario, also wenn die Elektrofahrzeuge bei Ankunft am Ladeort direkt geladen werden, halbiert sich die maximale Gleichzeitigkeit bereits ab acht Elektrofahrzeugen auf 5,5 kW/EFZ und ab 30 auf unter 3 kW/EFZ. Bei einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen, also ab 100 Fahrzeugen, liegt die gleichzeitige Leistung bei ca. 2 kW/EFZ. Im Mittel aller Netzgebiete ergibt sich eine gleichzeitige Leistung von 2,5 kW/EFZ.

Im Szenario V2H zeigt sich bezüglich der Ladeleistung ein zum Referenzszenario vergleichbares Bild. Da die Grundzüge der gleichzeitigen Ladeleistung in den unidirektionalen Szenarien sehr ähnlich zu den bidirektionalen sind, sind diese aus Platzgründen im Anhang (siehe Abbildung A-14 ff.) dargestellt. Durch die Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten mit PV-Überschuss sinkt die mittlere Ladegleichzeitigkeit über alle Netzgebiete leicht auf 2,4 kW/EFZ ab. Dieser Effekt lässt sich einerseits mit den unterschiedlichen Ladezeitpunkten und andererseits mit geringeren Ladeleistungen beim

PV-Laden erklären, da der Überschuss oftmals kleiner als die maximale Ladeleistung von 11 kW ist. Analog zur gleichzeitigen Ladeleistung nimmt auch die gleichzeitige Entladeleistung mit der Anzahl an Fahrzeugen ab und liegt im Mittel bei 0,4 kW/EFZ.

Die variablen Strompreise (V2H+), welche an allen Hausanschlüssen identisch sind, führen zu einer Vergleichmäßigung der Ladevorgänge und zu deutlich höheren maximalen gleichzeitigen Ladeleistung. In diesem Szenario nimmt die Leistung nicht mehr signifikant mit der Anzahl der Fahrzeuge ab, sondern bleibt auch für 100 Elektrofahrzeuge im Netzgebiet bei über 10 kW/EFZ und liegt im Mittel über alle Netzgebiete bei 10,0 kW/EFZ. Lediglich die Netzgebiete, in denen Elektrofahrzeuge Spitzenlastkappung betreiben (rote Punkte), weisen auf Grund der hohen Spitzenlastpreise geringere gleichzeitige Ladeleistungen auf. Hier erfolgt eine Vergleichmäßigung der Bezugslast innerhalb der Kundenanlage. Zusammenfassend zeigt sich, dass die Flexibilität der Elektrofahrzeuge groß ist und sich somit auch eine hohe Gleichzeitigkeit nahe eins ergeben kann. Im Entladefall führen die variablen Preise ebenfalls zu höheren Entladegleichzeitigkeiten, da das Entladen nun in Zeiten mit hohen Preisen verschoben wird. Insgesamt erhöht sich die mittlere Entladegleichzeitigkeit auf 2,4 kW/EFZ. Die höchsten Entladegleichzeitigkeiten treten in Netzgebieten mit Spitzenlastkappung auf.

Im Szenario V2G sind die entstehenden maximalen gleichzeitigen Ladeleistungen vergleichbar mit dem V2H+ Szenario. Durch den vermehrten Energieumsatz und die Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz ist die gleichzeitige Entladeleistung in diesem Szenario wesentlich höher, da diese nicht durch die Residuallast am Hausanschluss begrenzt wird. Als Reaktion auf hohe Strompreise werden die Elektrofahrzeuge zeitgleich entladen. Hierdurch ergeben sich gleichzeitige Entladeleistungen im Bereich von 10 kW/EFZ. Geringere Entladeleistungen treten überwiegend in Netzgebieten mit Spitzenlastkappung auf, da dort Fahrzeuge auch weniger Energie laden und somit weniger entladen werden kann.

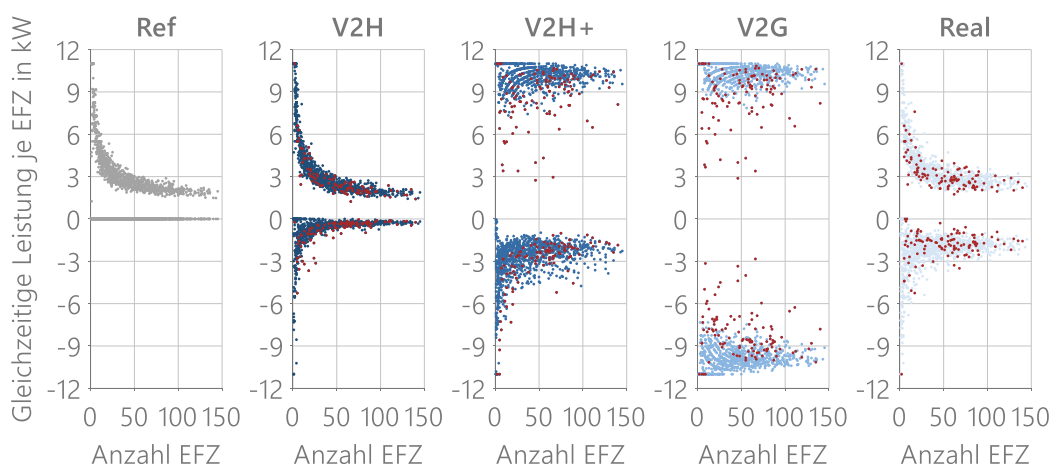


Abbildung 7-9: Maximale gleichzeitige Lade-/Entladeleistung der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040. Netzgebiete mit Spitzenlastkappung sind rot markiert. Die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 EFZs sind nicht dargestellt



Im realistischen Szenario mit einer Durchmischung der Use Cases lassen sich die beschriebenen Tendenzen ebenfalls erkennen. Die Analyse der gleichzeitigen Ladeleistung zeigt, bedingt durch die 64 % direktladenden Elektrofahrzeuge, einen starken Abfall mit steigender Fahrzeuganzahl. Durch die preisoptimierte Ladestrategie von 17 % der Elektrofahrzeuge ist der Abfall ab ca. zehn Fahrzeugen etwas langsamer als in der Referenz oder bei V2H. So liegt der Wert bei 30 Elektrofahrzeugen mit 3,3 kW/EFZ ca. 10 % über der Referenz. Im Mittel über alle Netzgebiete liegt der Wert mit 3,0 kW/EFZ um 20 % darüber. Die gleichzeitige Entladeleistung erreicht durch den geringen Anteil bidirektionaler Elektrofahrzeuge einen mittleren Wert von 2,0 kW/EFZ und ist vergleichbar mit dem V2H+ Szenario.

Zusätzlich zu den hier genannten gleichzeitigen Leistungen sind entsprechende Tabellen für die unterschiedlichen Szenarien im Anhang A.4 (Tabelle A-8 bis Tabelle A-18) zu finden.

### Maximal gleichzeitige Leistungen je Hausanschluss

Aufbauend auf der Analyse der Ladegleichzeitigkeiten folgt eine Betrachtung nicht nur der Elektrofahrzeuge, sondern des gesamten Hausanschlusses. Diese Betrachtung ist aus Sicht der Netzbetreiber vorteilhaft, da somit die Effekte einer Eigenverbrauchsoptimierung und das Zusammenspiel mehrerer Komponenten abgebildet werden. In Abbildung 7-10 sind deswegen die maximal resultierenden Leistungen je Netzgebiet und Hausanschluss dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier nur Hausanschlüsse ohne Gewerbeeinheiten dargestellt, da deren individuellen hohen Leistungen das Ergebnis stark verzerren und zudem eine detaillierte Netzplanung erfordern. Das Ziel der Abbildung ist es die Effekte anhand typischer Wohngebäude darzustellen.

In der Referenz erkennt man die zu erwartenden mit zunehmender Anzahl an Hausanschlüssen betragsmäßig abnehmenden Leistungen. Im Mittel ergibt sich eine maximal gleichzeitige Bezugsleistung je Hausanschluss von 6,0 kW und eine Einspeiseleistung von 1,5 kW. Durch V2H ändert sich die Kurve nicht wesentlich. Es resultieren leicht geringere mittlere Werte von 5,9 kW bzw. 1,4 kW.

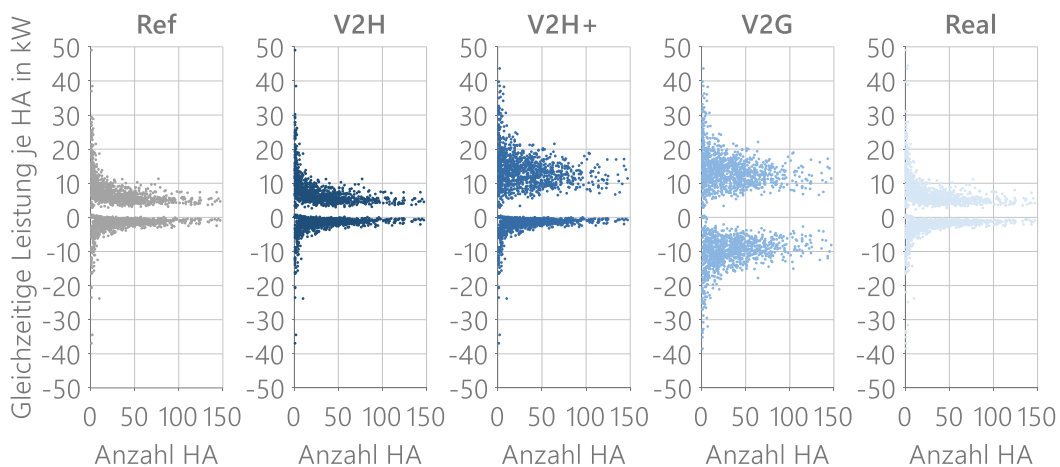


Abbildung 7-10: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040. Die 22 Netzgebiete mit mehr als 150 Hausanschlüssen sind aus Darstellungsgründen nicht abgebildet

Die durch die Tarifoptimierung mit variablen Strompreisen deutlich gestiegenen gleichzeitigen Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge im Szenario V2H+ zeigen sich auch in den Leistungen je Hausanschluss. Die gleichzeitige Bezugsleistung erreicht mit 12,9 kW im Mittel einen mehr als doppelt so hohen Wert wie im Referenzszenario. Insgesamt nimmt die gleichzeitige Leistung ebenfalls langsamer ab. Im Gegensatz dazu ändert sich die gleichzeitige Einspeiseleistung nicht, da die Elektrofahrzeuge nicht ins öffentliche Netz zurückspeisen und die Einspeisung somit weiterhin nur von der PV-Einspeisung abhängt.

Im Gegensatz dazu steigt durch die Rückspeisung der Fahrzeuge im Szenario V2G die gleichzeitige Einspeiseleistung wesentlich an und erreicht im Mittel über alle Netzgebiete 9,1 kW pro Hausanschluss. Insgesamt bleibt die Einspeiseleistung aber weiterhin unterhalb der Bezugsleistung, welche sich im Vergleich zu V2H+ kaum verändert. Die Bezugsleistung bleibt somit meist die relevante Größe für die Netzplanung.

Im realistischen Szenario werden durch die bessere Durchmischung der Betriebsweisen geringere gleichzeitige Bezugsleistungen von durchschnittlich 5,6 kW pro Hausanschluss erreicht. Diese Leistungen sind somit die niedrigsten und stellen die geringsten Anforderungen an die Netzauslegung. Durch den Anteil von zurückspeisenden Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern steigen die Einspeiseleistungen gegenüber der Referenz leicht auf 1,7 kW pro Hausanschluss an, sind aber noch deutlich unter der maximalen Bezugsleistung.

### **Mittlerer Tagesgang je Hausanschluss**

Zum besseren Verständnis der Auswirkungen der unterschiedlichen Use Cases und somit der Szenarien auf die resultierenden Lastgänge ist in Abbildung 7-11 ein mittlerer Tagesverlauf eines Hausanschlusses dargestellt. Hierzu wurden für alle 44.628 betrachteten Hausanschlüsse die einzelnen Tage des Jahres gemittelt. Somit repräsentiert jeder Punkt der Abbildung über 16 Millionen Datenpunkte bzw. jeder mittlere Tagesgang besteht aus über 1,6 Milliarden Werten. Durch die Mittelung gehen einzelne Lastspitzen verloren. Da an dieser Stelle nur auf die grundlegenden Effekte der Use Cases eingegangen werden soll, wird auf eine detaillierte Unterteilung in beispielsweise verschiedene Tagesarten, Jahreszeiten oder Temperaturen verzichtet. Somit gibt diese Darstellung einen Überblick über die typischen Lastverläufe, ist aber nicht für eine Netzauslegung geeignet.

In den Szenarien Ref, V1H und V2H unterscheidet sich der mittlere Tagesgang nur geringfügig. Der Verlauf ist geprägt durch zwei Lastberge: der erste, etwas kleinere, morgens gegen 6:00 Uhr und der zweite, deutlich höhere, in den Abendstunden gegen 18:00 Uhr. Die Eigenverbrauchserhöhung dämpft beide Spitzen etwas ab und hebt dafür die durchschnittliche Last in der Mittagszeit etwas an. Durch die zusätzliche Tarifoptimierung (V1H+ und V2H+) erhöht sich die Last in den Mittagsstunden auf Grund günstiger Preise weiter. Da die bisherige Lastspitze aus den Abendstunden abgedämpft wird, verschiebt sich die maximale Last in den Vormittag. Besonders sichtbar wird dieser Effekt im V2G Szenario, bei dem die Lastspitze vormittags stark ansteigt und in den Abendstunden Energie in das Netz zurückgespeist wird. In diesem Szenario ergibt sich somit ein völlig anderes Bild des mittleren Tagesgangs. Insgesamt ist bei allen preisoptimierten Ladestrategien die stündliche Zeitauflösung der Strompreise, welche sich

in Lastspitzen zu Beginn der Stunde niederschlägt, erkennbar. Dieses Verhalten ist dem Prioritätsfaktor für das Laden der Elektrofahrzeuge geschuldet, durch den im Falle von gleichen Preisen eine frühzeitige Ladung angereizt wird (siehe Abschnitt 6.4.1). Das realistische Szenario vereint beide beschriebenen Effekte und führt in Summe zu einer niedrigeren mittleren Lastspitze, welche weiterhin in den Abendstunden liegt.

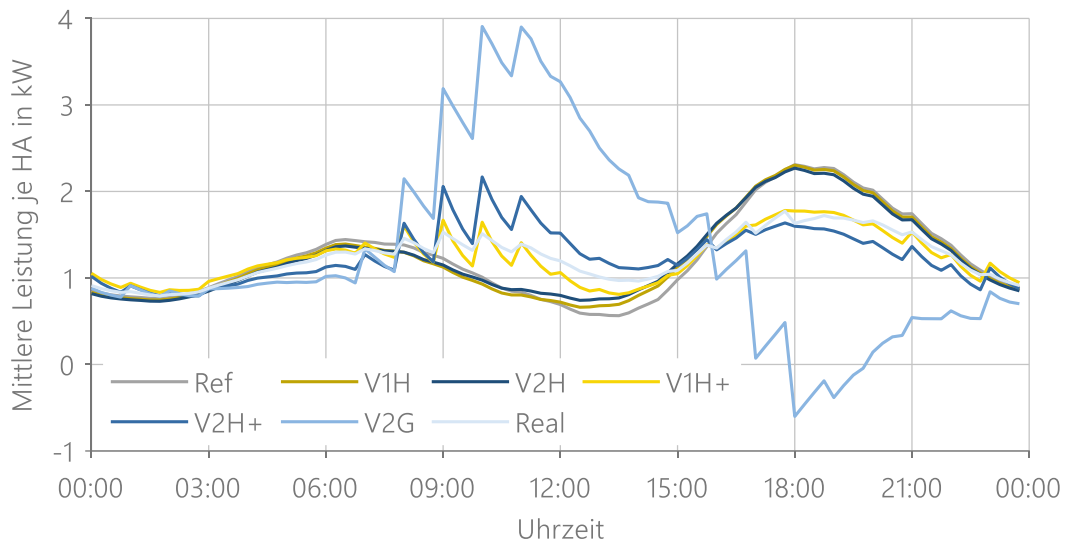


Abbildung 7-11: Mittlere Leistung je Hausanschluss für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### Mittlere Jahresdauerlinie des Transformators

Zur Interpretation der resultierenden Last sind in Abbildung 7-12 die mittleren Jahresdauerlinien am Transformator je Szenario dargestellt. Zur Erstellung der Dauerlinien wurden je Szenario die 1.206 Transformatorlastgänge über ein Jahr gemittelt und anschließend absteigend sortiert. Wie bereits bei den vorherigen Analysen zeigen sich auch in der Jahresdauerlinie zwischen den Szenarien Ref, V1H und V2H nur geringfügige Unterschiede. V2H senkt die Lastspitzen leicht ab und führt zu geringeren Rückspeisungen. Die maximale Last liegt im Bereich von 190 kW. Im Szenario V1H+ steigt die Lastspitze auf 505 kW (265 % der Referenz) und bei V2H+/V2G auf 537 kW (280 %).

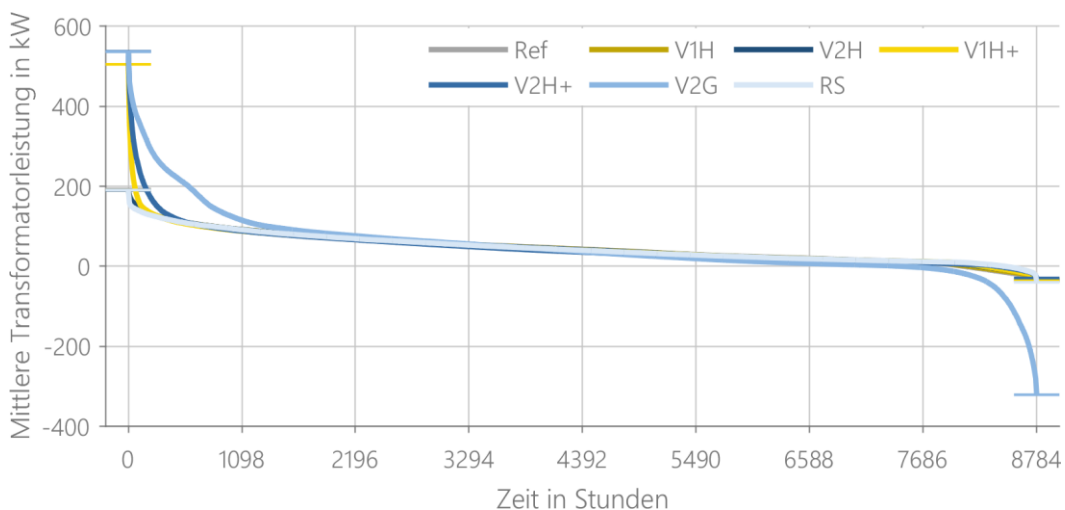


Abbildung 7-12: Mittlere Jahresdauerlinie für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

Zusätzlich steigt auch die Dauer hoher Leistungen vor allem im V2G Szenario stark an und liegt in 600 Stunden über der Höchstlast im Referenzszenario. In diesem Szenario erhöht sich auch die maximale Rückspeiseleistung stark von circa 35 kW auf 320 kW. Die Anzahl der Stunden mit Rückspeisung beträgt im Referenzszenario ca. 700 und nimmt durch PV-Optimierung auf 639 (V1H), ca. 520 (V2H, V1H+) bzw. 370 (V2H+) ab. Durch die Rückspeisung im V2G Szenario verdoppelt sich die Rückspeisezeit nahezu auf ca. 1200 Stunden.

#### 7.2.4 Netzüberlastungen

Die beschriebenen Veränderungen der Energiemengen und gleichzeitigen Leistungen stellen somit neue Anforderungen an die Stromnetze. In Abbildung 7-13 sind analog zur Abbildung 7-2 die auftretenden Netzüberlastungen unterteilt in die Überlastungsarten dargestellt. Neben dem Referenzszenario werden die Auswirkungen der Szenarien im Jahr 2040 gezeigt. Wie auf Grund der Gleichzeitigkeitsanalysen und Lastgänge zu erwarten war, sind in den Szenarien V1H und V2H geringfügig (~1 %) weniger Netzgebiete überlastet. In diesen Szenarien sind alle Kennwerte (Spannungsbandverletzungen, Transformator- oder Leitungsüberlastungen) leicht reduziert oder identisch zum Referenzszenario. Durch die Tarifoptimierung in den Szenarien V1H+, V2H+ und V2G steigt die Anzahl der überlasteten Netzgebiete auf über 68,7 % (V1H+) bzw. 71,1 % (V2H+ und V2G) an. Dies bedeutet, dass es in über zwei Drittel der Netze zu mindestens einem Zeitpunkt des Jahres und bei einem Betriebsmittel zu einer Überlastung kommt und somit bis zum Jahr 2040 Netzverstärkungsmaßnahmen zu ergreifen sind.

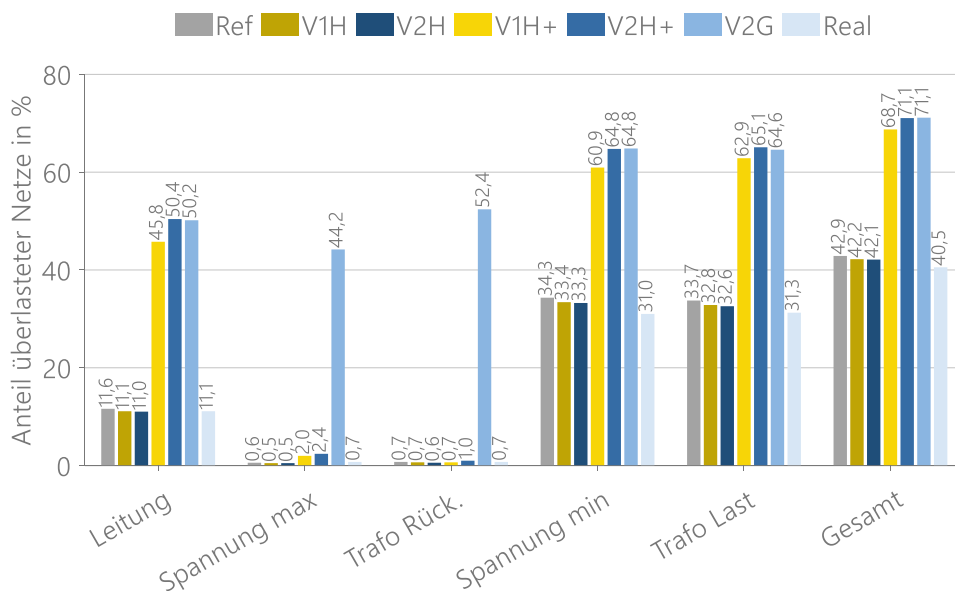


Abbildung 7-13: Auftretende Netzüberlastungen in den Szenarien im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten

Die detaillierte Betrachtung zeigt, dass in 45,8 % (V1H+) bzw. ca. 50 % (V2H+, V2G) der Netze mindestens eine Leitung überlastet ist. Insgesamt sind im Szenario V2H+ 9,0% der Leitungslänge überlastet, was 271 der betrachteten 3.016 Leitungskilometern entspricht. Ohne variable Strompreise liegt der Wert bei unter einem Prozent der Leitungslänge und

unter 30 km. Somit steigt nicht nur der Anteil der Netze mit Leitungsüberlastungen stark an (nahezu Faktor fünf), sondern auch betroffene Leitungslänge erhöht sich auf das Zehnfache. Eine Detailauswertung zu den Leitungsauslastungen folgt im nächsten Abschnitt und ist in Abbildung 7-14 zu finden.

Die einspeisebedingten Überlastungen (zu hohe Spannungen bzw. Transformatorüberlastungen im Rückspeisefall) nehmen im V2G Szenario durch die erlaubte Netzzurückspeisung stark zu. Insgesamt treten in diesem Szenario in 44,2 % der Netze zu hohe Spannungen auf und 52,4 % der Transformatoren sind im Rückspeisefall überlastet. Der Anstieg der zu hohen Spannungen bei V1H+ bzw. V2H+ begründet sich durch die Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten mit günstigen Strompreisen, welche nicht immer mit der lokalen PV-Erzeugung im Netzgebiet zusammenfallen. Somit kann es vorkommen, dass durch die Preisoptimierung weniger lokal erzeugter Strom geladen wird und dadurch in einzelnen Zeitschritten höhere Spannungen auftreten.

Insgesamt dominieren in den unterschiedlichen Szenarien jedoch weiterhin die lastbedingten Engpässe. Durch die starke Synchronisation der Ladezeitpunkte bei V1H+, V2H+ und V2G, welche sich auch in den maximalen gleichzeitigen Leistungen der Fahrzeuge und Haushalte zeigen, treten in den bidirektionalen Fällen in 64,8 % der Netzgebiete Spannungen unterhalb von 0,94 pu auf. Es steigt sowohl die Anzahl der betroffenen Netzgebiete als auch der Hausanschlüsse an. Ohne Tarifoptimierung treten an ca. 25 % der 44.628 Hausanschlüsse zu geringe Spannungen auf, bei V2H+/V2G sind über 71,5 % der Hausanschlüsse betroffen. Zusätzlich steigt auch die Anzahl der Netzgebiete, in denen der Transformator im Lastfall überlastet ist, von ca. 33 % auf 65 % an. Eine detaillierte Analyse der maximalen Transformatorauslastungen erfolgt im übernächsten Abschnitt und ist in Abbildung 7-15 dargestellt. Eine Sensitivitätsanalyse bei der schrittweise der Anteil der Hausanschlüsse mit variablen Tarifen von 0 – 100 Prozent erhöht wird und somit ein Wechsel vom Use Case V2H in V2H+ stattfindet, ist im Anhang (Abbildung A-12) dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass am wenigsten Überlastungen bei einem Anteil von 10 % auftreten. Bis zu 15 % variable Tarife führen zu keinem erhöhten Netzausbaubedarf im Vergleich zu V2H. Ab ca. 20 % preisoptimierter Hausanschlüsse steigen indes die Überlastungen nahezu linear an. Der Anteil der Netze mit Transformatorüberlastungen bzw. Spannungsbandverletzungen liegt über den gesamten Untersuchungsbereich immer nah zusammen und steigt synchron von ca. 34 % auf 65 % an. Ebenfalls ab 20 % Teilnahmegrad steigt auch der Anteil der Netze mit Leitungsüberlastungen von ca. 11 % auf bis zu 40 % stark an.

Im realistischen Szenario sind durch die Durchmischung der Use Cases, die geringere Ansteckwahrscheinlichkeit und die angepasste Blindleistungsregelung am wenigsten Netze betroffen (40,5 %). Dieses Szenario weist bei allen Überlastungsarten die geringsten Werte auf. Aus Netzsicht ist somit eine Durchmischung verschiedener Betriebsweisen vorteilhaft.

In den weiteren Abschnitten werden die unterschiedlichen Überlastungsarten im Detail analysiert, um neben der reinen Anzahl von Netzgebieten, die überlastet sind, auch die Überlastungen selbst besser zu verstehen.

### Leitungsüberlastungen

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert, wird in Abbildung 7-13 jedes Netzgebiet mit mindestens einer Leitungsüberlastung, unabhängig vom Ausmaß der Überlastung, in der Kategorie Leitung als überlastet gezählt. Abbildung 7-14 zeigt im Gegensatz dazu, welcher Anteil des Netzgebiets längenmäßig überlastet (links) bzw. kritisch (rechts) ist. Als kritisch bzw. in der gelben Ampelphase werden Auslastungen über 90 % angesehen. Es zeigt sich, dass neben der Anzahl der überlasteten Netze auch die betroffene Leitungslänge durch die Preisoptimierung ansteigt. Bei V2G sind 9,6 % der Leitungslänge im Gegensatz zu 1 % bei V2H überlastet. Ebenso erhöht sich zusätzlich der Anteil der Leitungen mit kritischer Belastung. Während in der Referenz nur 0,4 % der Leitungen zusätzlich im kritischen Bereich liegen, steigt dieser Wert auf 1,7 % im V2G Szenario.

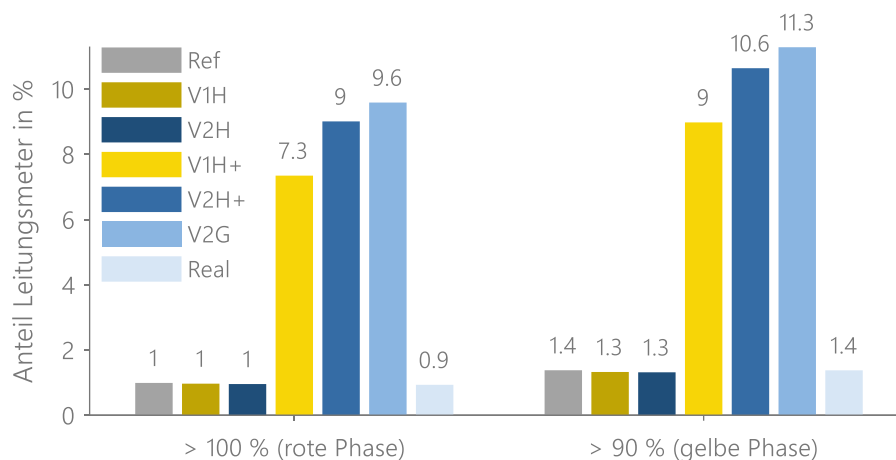


Abbildung 7-14: Überlastete und stark ausgelastete Leitungen in Prozent der Leitungslänge für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### Transformatorauslastungen

Im Gegensatz zu den Leitungen kann der Transformator eines Netzgebiets entweder überlastet sein oder nicht. Es ist nur die maximal aufgetretene Auslastung entscheidend. Dies ist unabhängig davon, ob es sich um eine Last- oder Einspeisesituation handelt. Ein wichtiger Kennwert zur Quantifizierung des Umfangs der Überlastung ist die maximale Transformatorauslastung. In Abbildung 7-15 sind die maximalen Auslastungen der Transformatoren in den unterschiedlichen Szenarien absteigend sortiert dargestellt. Die Schnittpunkte mit der roten 100 %-Auslastungslinie beschreiben die Anteile der überlasteten Transformatoren. Während bei den Szenarien Ref, V1H, V2H und Real die maximalen Auslastungen einzelner Transformatoren im Bereich von 400 % liegen, steigen diese Werte durch die Preisoptimierung auf 1.344 % (V1H+), 1.971 % (V2H+) und 2.569 % (V2G) an. In diesen Szenarien ist somit ein Transformatortausch nicht mehr durchführbar, da die auftretenden Leistungen die typischen Transformatorengrößen überschreiten. In diesem Fall sind zusätzliche Transformatoren zu installieren oder die Netze in mehrere Netze aufzuteilen bzw. neu zu strukturieren.

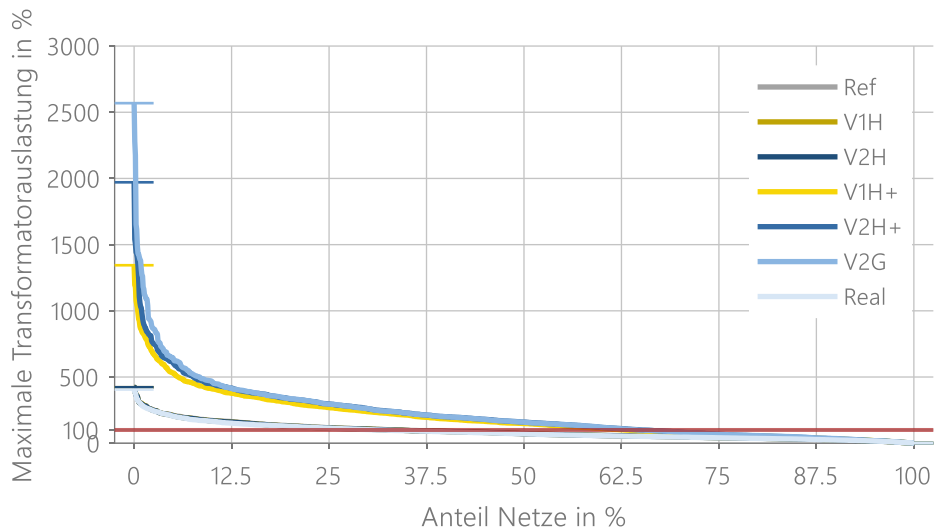


Abbildung 7-15: Auslastungslimit und maximale Transformatorauslastungen der analysierten Netzgebiete für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### Spannungsbandverletzungen

Bei den unteren Spannungsbandverletzungen werden die Anteile der betroffenen Netzgebiete sowohl nach den definierten Grenzwerten als auch in Anlehnung an die DIN EN 50160 ausgewertet, wobei für bis zu 5 % der Spannungswerte ein Wert im Bereich von 0,89 bis 0,94 pu erlaubt ist [170]. Somit treten hier nur dann Spannungsbandverletzungen auf, wenn entweder ein Wert  $< 0,89$  pu ist oder mehr als 10 % der Werte  $< 0,94$  pu sind. Im Gegensatz zur Norm beziehen sich die Auswertungen auf 15 statt 10-Minutenmittelwerte, wodurch die Anzahl der Überlastungen auf Grund der Mittelung über einen längeren Zeitraum etwas unterschätzt wird. Insgesamt zeigt diese Auswertung, dass die auftretenden Spannungsbandverletzungen mit den definierten Grenzwerten im Vergleich zur Norm überschätzt werden. Je nach Szenario liegt die Überschätzung im Bereich von 12 – 22 Prozentpunkten, wie Abbildung 7-16 entnommen werden kann.

Bei der weiteren Analyse mit 0,94 pu als Grenzwert zeigt sich, dass durch die Preisoptimierung nicht nur die Anzahl der betroffenen Netzgebiete, sondern auch die der Hausanschlüsse stark ansteigt. Im V2H Szenario waren beispielsweise 33 % der Netzgebiete und 24 % der Hausanschlüsse betroffen, bei V2G hingegen 65 % der Netzgebiete und 72 % der Hausanschlüsse. Die auftretenden Unterspannungen sind somit nicht nur an einzelnen Netzausläufern zu finden, sondern treten großflächig auf. Die mittleren zeitlichen Umfänge über alle Netzgebiete liegen bei 1 – 4 % der Zeit bzw. zwischen 93 und 325 Stunden pro Jahr. Die Zeiten innerhalb der einzelnen Netzgebiete schwanken stark und im Extremfall treten über 4.000 Stunden mit Spannungsbandverletzungen auf. Für die Analyse der Hausanschlüsse und der zeitlichen Umfänge wurde der Grenzwert von 0,94 pu verwendet.

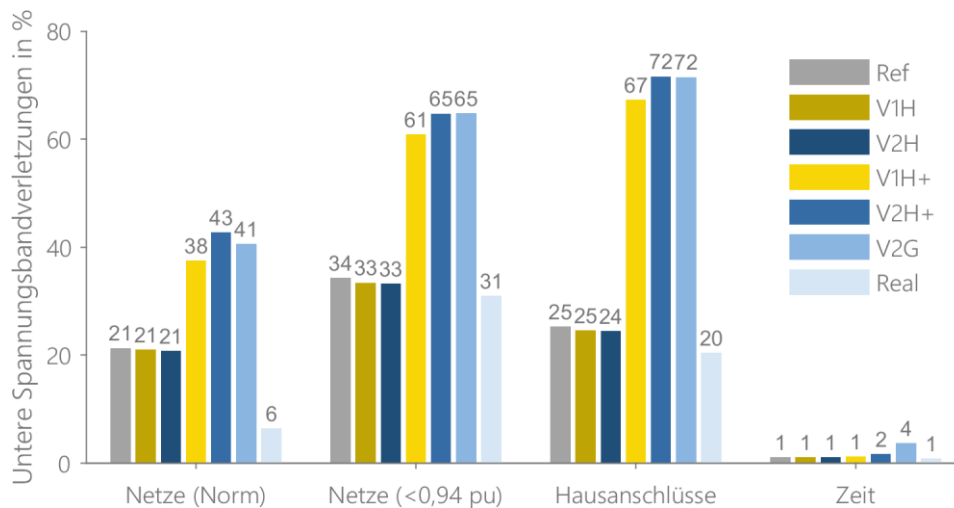


Abbildung 7-16: Anteil der Netze nach Norm und < 0,94 pu Kriterium sowie Hausanschlüsse mit unteren Spannungsbandverletzungen und Dauer der Verletzungen in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### Analyse der Netzüberlastungen nach Zeit und Ursache

Nach der Analyse und Diskussion der auftretenden Netzüberlastungen werden im Weiteren sowohl die Zeiten als auch die Ursachen genauer betrachtet. In Abbildung 7-17 sind die aufgetretenen Überlastungen hinsichtlich ihrer Auftrittszeit dargestellt. Insgesamt besteht die Abbildung somit je Szenario aus einer Matrix mit 96 Viertelstunden für jeden Tag des Jahres. Die Anzahl der überlasteten Netzgebiete je Zeitschritt ist farblich dargestellt. Falls zu einem Zeitschritt in keinem Netzgebiet eine Überlastung vorliegt, ist das entsprechende Feld schwarz markiert. Je heller ein Feld ist, desto mehr Überlastungen treten auf. Die obere Abbildung zeigt das Referenzszenario, in welchem die Überlastungen überwiegend in den Wintermonaten mit einem Maximum im Bereich von 30 % im Februar, welcher im verwendeten Wetterjahr 2012 sehr kalt war, auftreten. Weiterhin zeigen sich ganzjährig vereinzelt in den Abend- und Mittagsstunden Überlastungen. Im Szenario V1H+ (zweite Darstellung von oben), in dem zu preisgünstigen Zeiten der Energiebezug steigt, nimmt die Anzahl der gleichzeitigen Überlastungen auf bis zu 65,7 % zu. Diese hohe Gleichzeitigkeit tritt am 9. Dezember um 3:00 Uhr auf. Dies ist der Zeitpunkt, an dem die verwendeten Strompreise den tiefsten Wert seit knapp 13 Tagen erreichen, welcher innerhalb der nächsten 13 Tage auch nicht weiter unterschritten wird. Somit besteht zu diesem Zeitpunkt ein großer Anreiz die Speicher aufzuladen. Im Szenario V2H+ (dritte Darstellung von oben), bei der zusätzlichen Entladefähigkeit der Elektrofahrzeuge, zeigt sich ein ähnliches Bild, jedoch nimmt die Dauer der gleichzeitig auftretenden Engpässe zu, da zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen durch vorheriges Entladen mehr geladen werden kann. Im V2G Szenario (unterste Darstellung) steigen die gleichzeitig überlasteten Netzgebiete stark an. Es sind sowohl die Ladephasen, meist mittags bei günstigen Preisen, als auch die Entladephasen in den Abendstunden bei höheren Preisen, welche zu Überlastungen führen, erkennbar. Insgesamt steigt die Anzahl gleichzeitig überlasteter Netze in Zeiten von günstigen Strompreisen an.



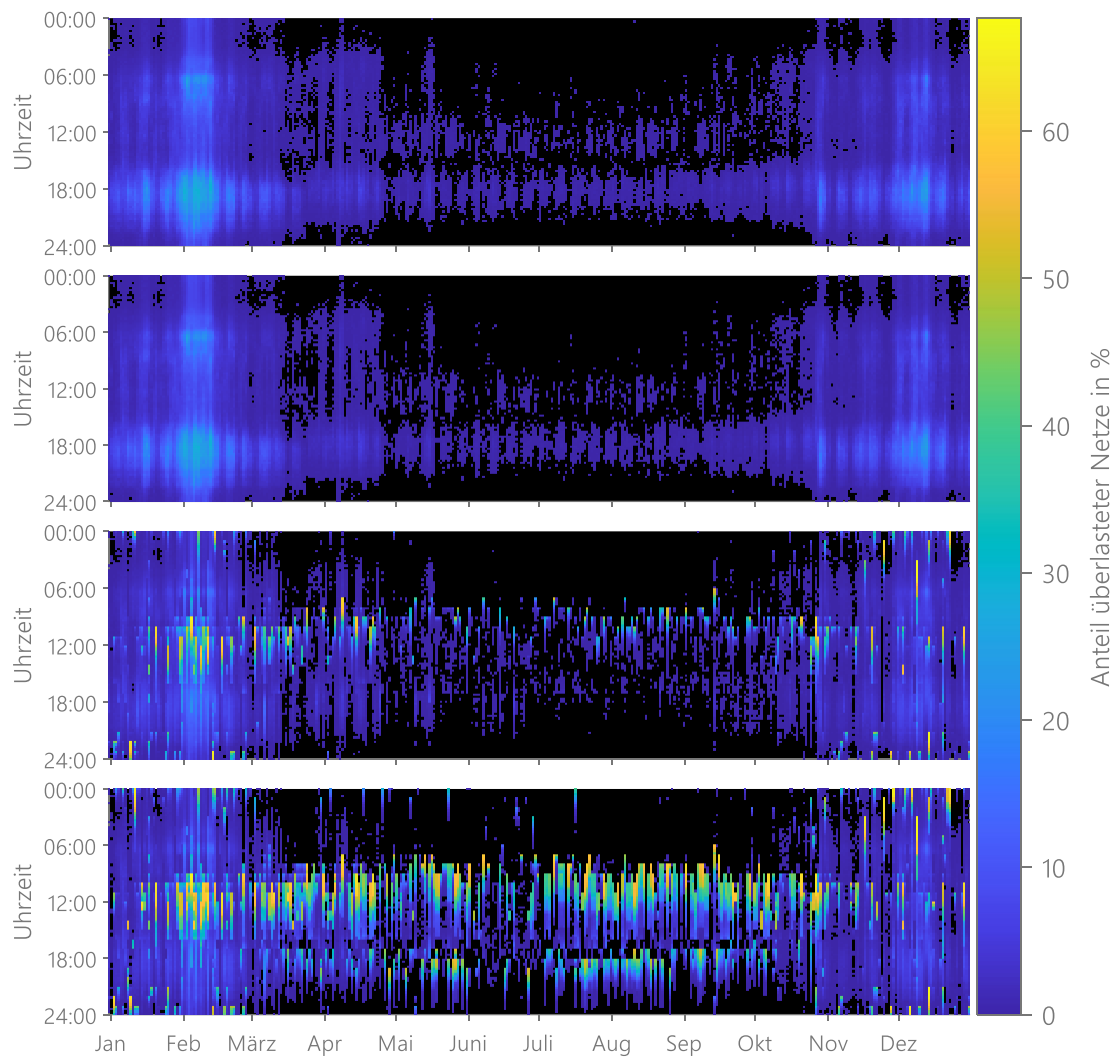


Abbildung 7-17: Umfang und Uhrzeiten der auftretenden Netzüberlastungen in den vier Szenarien Ref, V1H+, V2H+ und V2G (von oben nach unten) für das Jahr 2040 nach [104]

Zum Verständnis der Ursache der Überlastungen sind in Abbildung 7-18 die Lastanteile der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zu Zeiten mit einer Netzüberlastungen in den verschiedenen Szenarien dargestellt. In den Szenarien Ref, V1H und V2H dominieren die Wärmepumpen mit ca. 50 % der Last im Gegensatz zu den Elektrofahrzeugen mit ca. 26 %. Neben den Mittelwerten sind in den Boxplots auch die Verteilungen sichtbar. Durch die Preisoptimierung der Elektrofahrzeuge (V1H+, V2H+ und V2G) werden diese zu den Hauptverursachern von Netzüberlastungen. In diesen Szenarien steigt der Lastanteil auf 70 – 80 % an. Obwohl die Wärmepumpen identisch betrieben werden, sinkt durch den Anstieg der Anzahl und Höhe der Überlastungen prozentual deren Lastanteil an allen Überlastungen auf ca. 10 % ab. Das realistische Szenario mit ähnlicher Überlastungsanzahl wie das V2H Szenario weist ebenfalls einen größeren Lastanteil von Wärmepumpen bei Überlastungen aus, da Ladevorgänge durch die unterschiedlichen Use Cases zeitlich entzerrt werden.

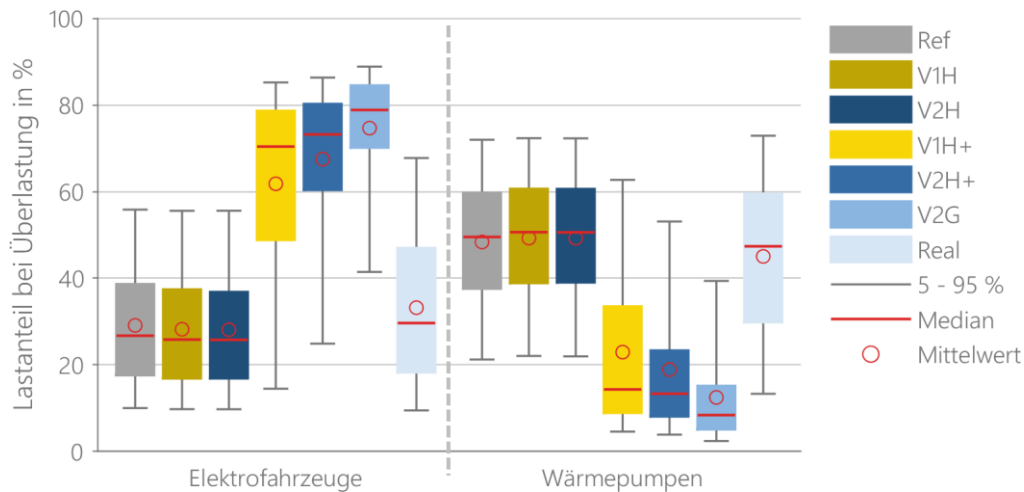


Abbildung 7-18: Lastanteile der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in Zeiten mit Netzüberlastungen in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

### Überlastete Netze im Verhältnis zur Anzahl der Hausanschlüsse

Abschließend wird in diesem Abschnitt betrachtet, ob ein Zusammenhang zwischen den überlasteten Netzen und ihrer Größe bzw. der Anzahl der Hausanschlüsse besteht. In Abbildung 7-19 sind hierzu die Netzgebiete in 16 Größenklassen bezüglich der Anzahl ihrer Hausanschlüsse eingeteilt. Die erste Klasse beinhaltet alle Netze mit 1 – 10 Hausanschlüssen und die zweite alle Netze mit 11 – 20 Hausanschlüssen. Die entsprechende Logik setzt sich fort. Die letzte Klasse beinhaltet die zwölf Netze mit mehr als 150 Hausanschlüssen. Zur Darstellung der Häufigkeit der Klassen ist zusätzlich die kumulierte Häufigkeit der Netze eingezeichnet. Für die drei Szenarien V2H, V2H+ und V2G sind immer anteilig die überlasteten Netzgebiete je Klasse dargestellt. Im V2H Szenario besteht beispielsweise in der Klasse 21 – 30 Hausanschlüsse in 33 % der Netze Ausbaubedarf. Insgesamt nimmt mit steigender Anzahl der Hausanschlüsse auch der Anteil der überlasteten Netze zu. Dies lässt darauf schließen, dass gerade größere Netzgebiete durch die betrachtete Elektrifizierung überlastet werden. Ab 80 Hausanschlüssen je Netzgebiet sind 80 % der Netzgebiete überlastet.

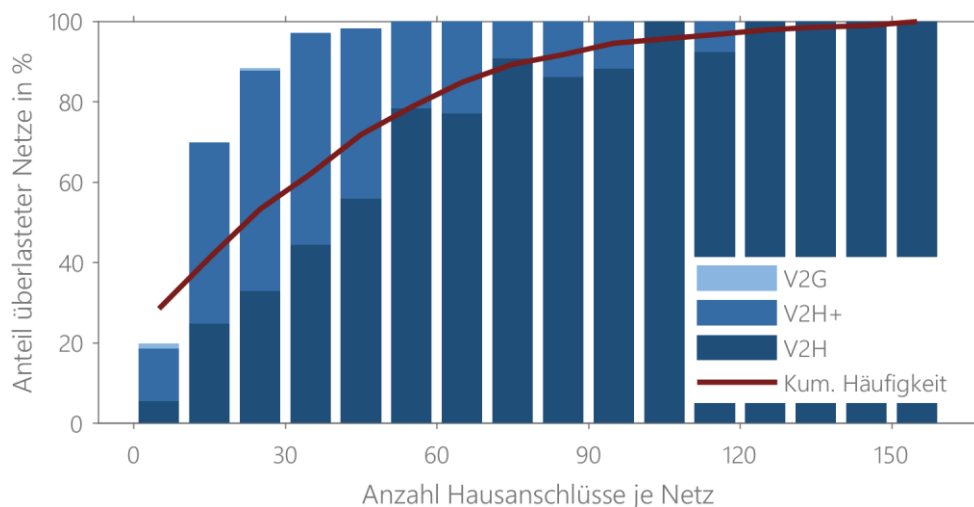


Abbildung 7-19: Überlastete Netzgebiete in Abhängigkeit der Netzgröße in ausgewählten Szenarien im Jahr 2040

Noch deutlicher wird dies bei den Szenarien V2H+ und V2G, die nahezu deckungsgleich sind. Hier treten in allen Netzen mit mehr als 55 Hausanschlüssen Überlastungen auf. Selbst mittlere Netzgebiete zwischen 11 und 50 Hausanschlüssen sind zu 86 % überlastet. Lediglich kleine Netze mit weniger als zehn Hausanschlüssen sind größtenteils (80 %) engpassfrei.

### Exkurs: Möglichkeiten zur Netzengpassbehebung

Im Weiteren wird ermittelt, ob die vorliegenden Ausbaubedarfe durch den Austausch des bestehenden Transformators durch einen mit höherer Leistung oder durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) mit entsprechender Leistung erfüllt werden. Bei einem rONT kann die Spannung auf der Niederspannungsseite unter Last geregelt werden [178]. Bei einer Überlastung des Transformators wird geprüft, ob die maximal aufgetretene Scheinleistung unterhalb von 1.000 kVA liegt, und somit der Netzausbaubedarf durch einen Transformatortausch abgedeckt werden kann. Diese Grenze wird gewählt, da dies die höchste in den Netzdaten vorkommende Transformatorleistung ist. Transformatoren mit höherer Leistung werden nur selten eingesetzt und stellen somit keine Standardbetriebsmittel dar. Durch den Einsatz eines Transformators mit bis zu 1.000 kVA können im Referenzszenario in 19 % der Netze die Engpässe gelöst werden (siehe Abbildung 7-20). Ähnliche Werte ergeben sich auch für die Szenarien V1H, V2H und Real. Bei den preisoptimierten Szenarien (V1H+, V2H+, V2G) können durch den Transformator-tausch jedoch nur 7–9 % der Engpässe reduziert werden. Dies ist insofern nicht verwunderlich, da durch diese Maßnahme nur Transformatorüberlastungen gelöst werden können und die anderen Überlastungen weiterhin bestehen.

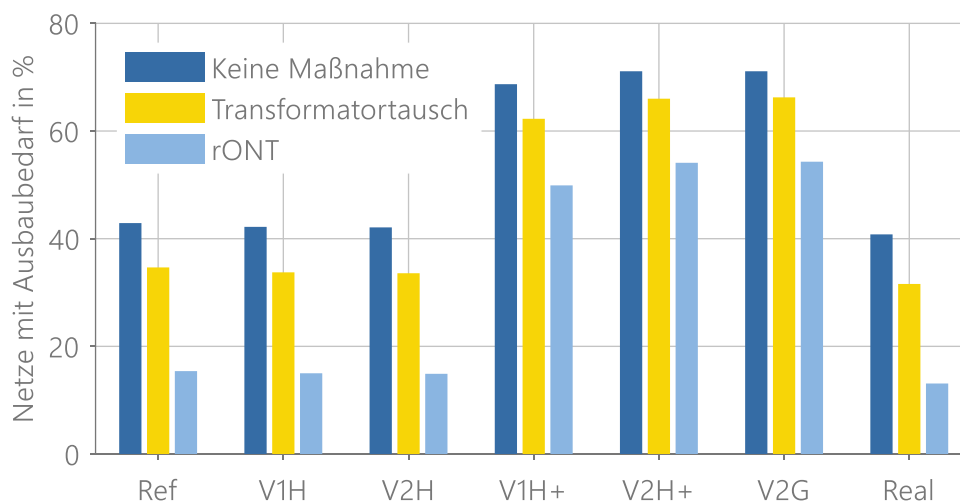


Abbildung 7-20: Möglichkeiten zur Engpassvermeidung durch Transformatortausch oder Einsatz eines rONT in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

Mit Hilfe des rONT können hingegen in einem gewissen Rahmen zusätzlich auch Spannungsbandverletzungen vermieden werden. Hierfür werden für die Auswertung die erlaubten Spannungsbereiche auf  $\pm 10\%$  (statt  $\pm 6\%$ ) erweitert. Es wird also davon ausgegangen, dass der rONT die Spannungsebenen vollständig entkoppelt und somit für die Niederspannungsebene das gesamte erlaubte Spannungsband zur Verfügung steht. Prinzipiell ist auch eine auslastungsabhängige Sollwertanpassung der Spannung möglich, um noch mehr Flexibilität zu erhalten. Durch das zusätzliche Spannungsband bestehen in

den Szenarien ohne Tarifoptimierung nur noch in 15 % der Netzgebiete Ausbaubedarfe (-65 %). Somit kann ein Großteil der Engpässe vermieden werden, die nicht auf überlastete Leitungen (11 %) zurückzuführen sind. Anders sieht es hingegen in den preisoptimierten Szenarien aus. Durch die sehr hohen auftretenden Leistungen und beschriebenen Auslastungen bestehen auch nach einem rONT Einsatz noch in 50 – 54 % der Netze weitere Ausbaubedarfe (-28 % bis -24 %). Im realistischen Szenario können durch den Einsatz des rONT mit entsprechender Größe 64 % der Netze engpassfrei betrieben werden. Nur in 13,1 % der Netze bleibt weiterer Ausbaubedarf bestehen.

### 7.3 Netzengpassbehebung durch Flexibilitätseinsatz

---

Neben den bereits ausführlich diskutierten nutzerorientierten Use Cases werden im Folgenden zwei Use Cases detailliert betrachtet, deren Ziel in der Entlastung des lokalen Netzes liegt. Diese Use Cases können parallel zu den bereits beschriebenen Use Cases aktiv sein und werden als präventive und kurative Netzengpassbehebung bezeichnet. Bei der präventiven Maßnahme, den variablen Netzentgelten, ergeben sich zusätzliche Erlösmöglichkeiten, welche in der Optimierung beachtet werden. Im Fall der kurativen Spitzenglättung erfolgt eine langfristige Flexibilitätsszusage gegenüber dem Netzbetreiber. Die Erlöse sind unabhängig der Flexibilitätsnutzung. Im Engpassfall ist eine Leistungseinschränkung durch den Netzbetreiber zwingend einzuhalten, wobei es zu Konflikten zwischen den Use Cases kommen kann. Inwieweit es zu Konflikten kommt, wird in Abschnitt 7.3.2 analysiert.

Alle weiteren Simulationen mit Beachtung der Netzrestriktionen haben als Basisszenario das realistische Szenario mit der beschriebenen Use Case Durchmischung (siehe Abbildung 7-5). Um die Rechenzeit zu verkürzen und mehr Sensitivitätsanalysen durchführen zu können, wird für die weiteren Betrachtungen nur die jeweils relevante Teilmenge aller 1.206 Netze ausgewählt.

#### 7.3.1 Präventive Netzengpassbehebung

---

Die folgenden Ergebnisse zur präventiven Netzengpassbehebung mittels variablen Netzentgelten wurden bereits in [167] veröffentlicht. Zur Bewertung der variablen Netzentgelte wird die Stichprobe der Netze reduziert. Zunächst werden die 717 Netze ohne Überlastung aussortiert, wodurch 489 Netze verbleiben. Da im gewählten Szenario die Hauptflexibilität von den Elektrofahrzeugen stammt, werden zudem die 300 Netze, welche auch ohne Elektrofahrzeuge wegen der zusätzlichen Wärmepumpen, die bedarfsgeführt betrieben werden, überlastet sind (siehe Sensitivitätsanalyse in Kapitel 7.1), nicht weiter betrachtet. Mit diesen Einschränkungen kann die Stichprobe auf 189 Netze, die im realistischen Szenario überlastet sind, reduziert werden. [167]

Mit dieser Stichprobe werden unterschiedliche Prognosevarianten und Sensitivitäten für die Auslastungsgrenzwerte des Transformators, des Netzentgeltfaktors und des Teilnahmegrads von flexiblen HAs durchgeführt (siehe Abschnitt 6.5.1). Die Ergebnisse sind in Abbildung 7-21 zusammengefasst. Zunächst werden die drei Prognosevarianten (A) mit einem Grenzwert von 60 % Auslastung und einem Netzentgeltfaktor von 50 % simuliert.

Somit variieren die Netzentgelte zwischen 0 (Minimum) und 10,1 ct/kWh (Maximum), das mittlere Netzentgelt bleibt wie bei den Simulationen zuvor bei 5,05 ct/kWh. Durch die einfache statische Prognose (Stat. Prog.) können nur in 4 % der überlasteten Netze sämtliche Engpässe vermieden werden. Bei der zweiten Prognosevariante (Flex. Prog.), bei der die Flexibilitätsoptionen vereinfacht berücksichtigt werden, steigt dieser Wert auf 7 % an. Deutlich besser, mit 19,5 % weniger überlasteten Netzen, ist die Variante mit der dynamischen Prognose (Dyn. Prog.). [167]

Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurden die weiteren Sensitivitäten mit dynamischer Prognose durchgeführt (siehe Abbildung 7-21 (B)). Die Variation des Netzentgeltfaktors ( $F_{NE}$ ) zeigt, dass bei höheren Preisunterschieden ( $F_{NE}$ : 100 %) mehr Netzüberlastungen vermieden werden können (3,8 Prozentpunkte) und ein verringerter Preisunterschied ( $F_{NE}$ : 15 %) die Effektivität reduziert (- 5,7 % Prozentpunkte). Die hier verwendeten Werte dienen nur als Beispiel, um die Effekte auf die Netzbelastung zu bewerten. Die Werte wurden so gewählt, dass im Verhältnis zu den Gesamtkosten ein Anreiz besteht und die Unterschiede zwischen den fünf Stufen (siehe Abbildung 6-7) immer gleich groß sind. Die Sensitivität mit einem Wert von 15 % ist an den Ursachen der Netzkosten angelehnt, welche sich nach [179] in der Niederspannungsebene zu ca. 70 % in auslastungsunabhängige, strukturbezogene und zu 30 % in leistungsbezogene Kosten aufteilen lassen. Mit einem Wert von 15 % als Netzentgeltfaktor und zwei Reduktionsstufen ergibt sich ein Minimum von 70 % der fixen Netzentgelte, welches den auslastungsunabhängigen Kosten entspricht. In der Sensitivität des Grenzwerts für die Transformatorauslastung ( $G_{TA}$ ) werden für den Wert von 70 % bessere Ergebnisse als bei 50 % erzielt. In diesem Fall treten nur seltener hohe Netzentgelte auf und der Anreiz in diesen Zeiten die Last zu reduzieren steigt an. Wenn die Netzentgelte zu häufig hoch sind, wird folglich die Lenkungswirkung abgeschwächt. [167]

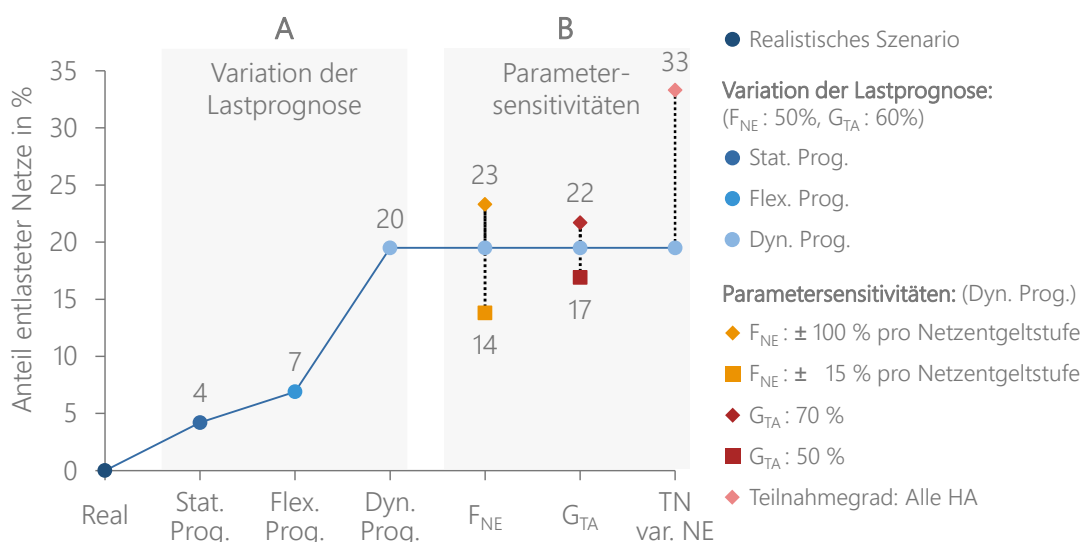


Abbildung 7-21: Auswirkungen der unterschiedlichen Methoden zur Bestimmung der variablen Netzentgelte auf die Anzahl der überlasteten Netze nach [167]

Als letztes wird der Teilnahmegrad an den variablen Netzentgelten von den Hausanschlüssen mit variablen Bezugspreisen auf alle erweitert, um die Auswirkungen einer erhöhten Flexibilität zu analysieren. Durch die zusätzliche Flexibilität steigt das Netzentlastungspotenzial an und es können die Engpässe in 33 % der Netze vermieden werden. [167]

Abschließend wird der Einfluss der variablen Netzentgelte in einer zusätzlichen Simulation mit allen 1.206 Netzen und den jeweils besten Parametern aus der Sensitivitätsanalyse (dynamische Prognose, Netzentgeltfaktor 100 % und Transformatorauslastungsgrenze 70 %), allerdings mit Ausnahme der Teilnahmequote, welche wie im realistischen Szenario bleibt, ermittelt. In dieser Simulation kommt es einerseits trotz der variablen Netzentgelte in keinem der 717 zuvor nicht überlasteten Netzen zu Überlastungen und andererseits können in keinem der 300 hauptsächlich wegen der zusätzlichen Wärmepumpenlast überlasteten Netze alle Engpässe vermieden werden. Eine Übersicht der unterschiedlichen Überlastungen ist im Anhang in Abbildung A-13 dargestellt. Weiterhin zeigt sich, dass von den zuvor 189 Netzen weiterhin in 76,2 % Ausbaubedarf besteht. Die Reduktion erfolgt überwiegend bei Transformatorüberlastungen, welche von 66,1 % auf 37,6 % (- 43,1 %) zurückgehen. Das war insofern erwartbar, da die variablen Netzentgelte basierend auf der Transformatorauslastungsprognose bestimmt werden. Zudem treten statt in 59,3 % der überlasteten Netze nur noch in 51,3 % (-13,5 %) zu niedrige Spannungen auf. Auch der Anteil der Netze mit Leitungsüberlastungen sinkt durch die variablen Netzentgelte von 8,5 % auf 6,9 % ab. [167]

Da die meisten Netze mit Ausbaubedarfen Transformatorüberlastungen (125 Netze) aufweisen, sind in Abbildung 7-22 die über ein Jahr summierten Dauern der Transformatorüberlastungen für das realistische Szenario mit fixen und mit variablen Netzentgelten für diese Netze dargestellt. Die Darstellung ist aus Gründen der Übersichtlichkeit bei 80 Stunden abgeschnitten. Die vier links dargestellten Netze weisen bei fixen Netzentgelten Transformatorüberlastungen in 276, 120, 102 bzw. 95 Stunden auf. [167]

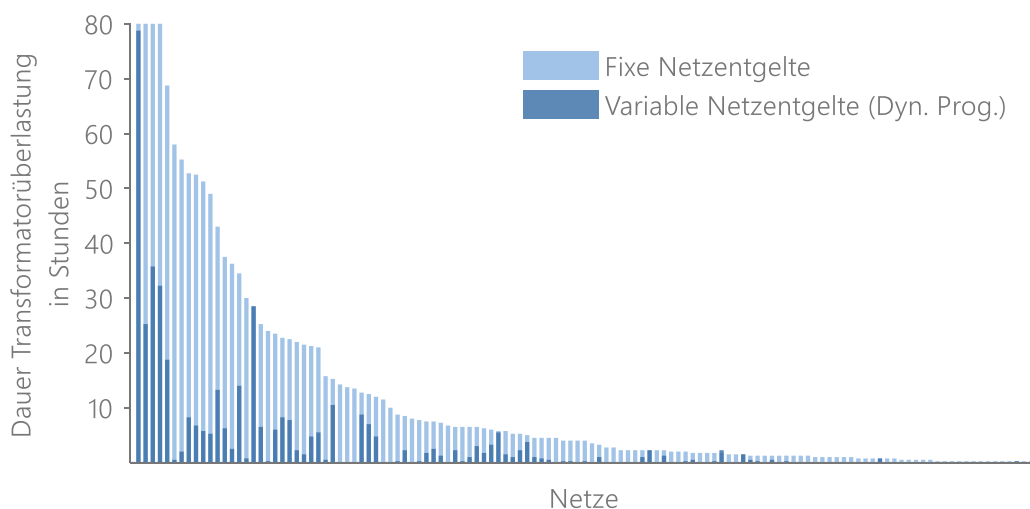


Abbildung 7-22: Jahressumme der Dauer mit Transformatorüberlastungen je Netzgebiet mit fixen und variablen Netzentgelten (dyn. Prog.,  $F_{NE}$ : 100 % und Grenze Trafo 70 %) (Darstellung bei 80 Stunden abgeschnitten) nach [167]

Durch die variablen Netzentgelte treten an 56 Transformatoren keine Überlastungen mehr auf. Zusätzlich reduziert sich durch die variablen Netzentgelte auch in nahezu allen Netzgebieten die Dauer der Überlastungen und sinkt insgesamt um 82 %. Somit können nicht nur Netzüberlastungen vermieden werden, sondern zusätzlich deren Umfang reduziert werden.

Zusammenfassend ermöglichen variable Netzentgelte eine Reduktion der Netze mit Ausbaubedarfen. Bei Kombination dieses Use Cases mit variablen Strompreisen besteht das Risiko, dass die unterschiedlichen Börsenpreise die variablen Netzentgelte überkompensieren und somit der Use Case in gewissen Zeiträumen nicht den gewünschten Effekt zeigt. Zur weiteren Verbesserung der Effektivität könnten neben der Transformatorauslastung auch weitere Kennwerte, wie beispielsweise die Spannung, in die Berechnung der variablen Netzentgelte miteinbezogen werden.

### 7.3.2 Kurative Netzengpassbehebung

---

Die Möglichkeiten der kurativen Engpassbehebung mittels Spitzenglättung wird analog zu den variablen Netzentgelten basierend auf dem realistischen Szenario durchgeführt. Da die Spitzenglättung nur dann Anwendung findet, wenn es zu einer Netzüberlastung kommt und ansonsten keinerlei Einfluss auf die Simulation hat, kann die Stichprobe für die Berechnung auf die überlasteten Netze begrenzt werden. Die folgenden Ergebnisse wurden bereits in [169] veröffentlicht und basieren auf der vom Autor betreuten Masterarbeit von Rodler [65].

Die Spitzenglättung wird mittels des vollflexiblen Kunden nach [63] mit einer unbedingten Leistung von mindestens 5 kW je Hausanschluss und einer bedingten Leistung, die der Summe der Nennleistungen der Flexibilitätsoptionen entspricht, abgebildet. Somit kann innerhalb der Kundenanlage die Leistung zwischen den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen beliebig verteilt und selbst erzeugte Energie genutzt werden. Die mögliche Reduktion der bedingten Leistung erfolgt auf 60 %, 30 % oder 0 %. Maximal ist eine vollständige Reduktion für zwei Stunden oder entsprechend länger bei geringerer Reduktion erlaubt. Die minimale Dauer einer Reduktion liegt auf Grund der zeitlichen Simulationsauflösung bei 15 Minuten. Für die Spitzenglättung werden analog zu den nutzerorientierten Use Cases die Flexibilitätsoptionen Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher betrachtet. Batteriespeicher werden nur dann zur Bestimmung der bedingten Leistung miteinbezogen, falls sie preisoptimiert betrieben werden, da diese ansonsten nur zur Optimierung des Eigenverbrauchs ohne Ladung aus bzw. Entladung in das Stromnetz verwendet werden. Da die Wärmepumpen mit einer wärmegeführten Betriebsweise modelliert werden und aktuelle Forschungsergebnisse aus dem Projekt „Intelligente Wärme München“ zeigen, dass durch eine Abschaltung von zwei Stunden an kalten Tagen die geforderten Anlagenparameter nicht mehr eingehalten werden können, wird deren Leistung nicht reduziert [180]. Ebenso werden elektrische Speicherheizungen nicht betrachtet, da für diese im vorgeschlagenen Entwurf des SteuVerG zur Umsetzung der Spitzenglättung ein Bestandsschutz vorgesehen war und somit vermutlich nur ein geringer Anteil der Anlagen, mit entsprechend nachgerüsteter Steuerungstechnik, an diesem Modell partizipieren würde [168]. Die Umsetzung der Spitzenglättung wirkt sich

somit überwiegend auf Elektrofahrzeuge aus, wie in der Stellungnahme der Agora zum Referentenentwurf des SteuVerG kritisiert [181].

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse und der Einflüsse werden für die Jahre 2030 bis 2050 nur die Anzahl der Flexibilitätsoptionen (siehe Abschnitt 4.3) angepasst und alle weiteren Daten, wie z. B. Preiszeitreihen, aus der Simulation des Jahres 2040 beibehalten. Somit verändern sich über die Jahre nur die installierten Leistungen der Flexibilitätsoptionen und deren Anzahl. In Abbildung 7-23 sind die Ergebnisse der Berechnungen dargestellt. Es zeigt sich, dass im realistischen Szenario der Anteil der engpassfreien Netze von 78 % (2030) auf 59 % (2040) bzw. 45 % (2050) absinkt. Durch die Spitzenglättung können im Jahr 2030 in 85 der 267 (31,8 %) überlasteten Netze sämtliche Engpässe vermieden werden. Von diesen 85 Netzen können jedoch im Jahr 2040 nur noch sieben mittels Spitzenglättung engpassfrei betrieben werden. Insgesamt steigt die Anzahl der überlasteten Netze auf 489 an, wovon 103 (21,1 %) durch Spitzenglättung engpassfrei werden. Eine Übersicht der unterschiedlichen Überlastungsarten ist im Anhang in Abbildung A-13 dargestellt. Im Jahr 2050 sind nur 89 (13,4 %) der 664 engpassbehafteten Netze durch Spitzenglättung heilbar. Insgesamt zeigt sich somit, dass die Spitzenglättung in der hier angewendeten Form Netzausbau meist nicht ersetzen, aber zeitlich verzögern kann. [169]

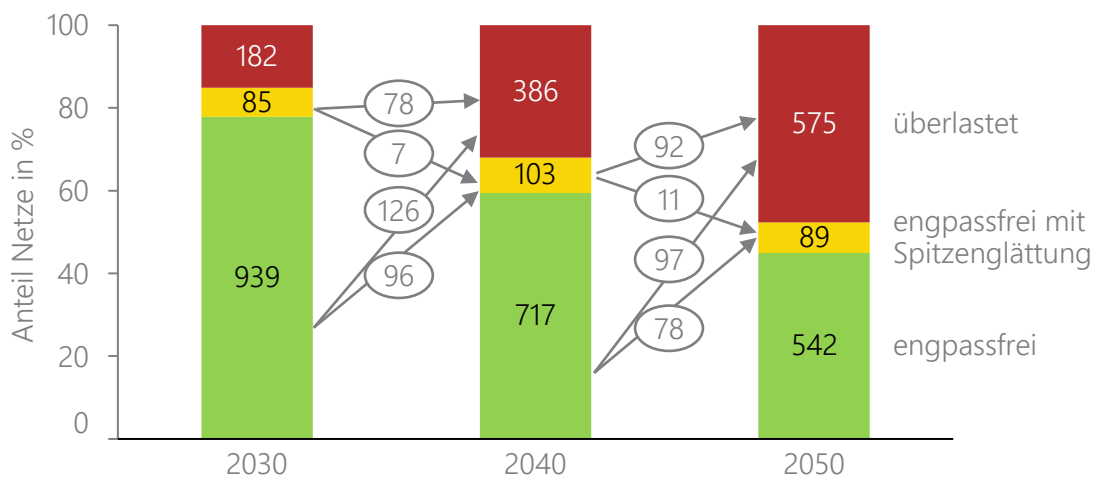


Abbildung 7-23: Resultierende Netzbelastungen bei Anwendung der Spitzenglättung (Basisparametrierung) auf das realistische Szenario für die Jahre 2030, 2040 und 2050 nach [169]

Auftretende Netzüberlastungen trotz Spitzenglättung lassen sich durch die folgenden drei Ursachen erklären:

1. Überschreitung der maximalen Eingriffsdauer je Tag
2. Unbedingte Last zu hoch
3. Einspeisebedingte Engpässe

Die Überlastungen im Jahr 2040 sind überwiegend auf die Begrenzung der maximalen Eingriffsdauer (378 Netze: 97,4 %) zurückzuführen. In 292 dieser Netze (79,4 %) ist zudem die unbedingte Leistung zu hoch, um die Engpässe durch Abschalten der bedingten Leistung zu vermeiden. In sechs weiteren Netzen ist die unbedingte Leistung zu hoch, aber die maximale Eingriffsdauer wird nicht überschritten. Einspeisebedingte Überlastungen



treten hingegen nur in neun der überlasteten Netze (0,01 %) auf. In zwei dieser neun Netze findet die Spitzenglättung keine Anwendung, da ausschließlich einspeisebedingte Überlastungen auftreten. [169]

Durch die Wahl des Modells des vollflexiblen Kunden, welcher jederzeit eine unbedingte Leistung zur Verfügung hat, stellt sich die Frage, wie hoch die Gleichzeitigkeit der unbedingten Leistung im Falle einer vollständigen Reduktion ist. Mindestens eine vollständige Reduktion tritt im Jahr 2040 in 42 der 103 Netze auf. Die Gleichzeitigkeit der unbedingten Leistung liegt dabei im Median der Netzgebiete bei 51 % und im Maximum bei 74 %. Die gleichzeitige unbedingte Leistung ist insofern relevant, da das Netz mindestens auf diese auszubauen ist. Neben der gleichzeitigen unbedingten Leistung stellt auch die tatsächliche Reduktion im Bezug zur kontrahierten bedingten Leistung einen interessanten Kennwert dar. Im Falle einer Reduktion um 40 % wird im Median lediglich 0,94 % der kontrahierten Leistung reduziert. Bei einer Reduktion um 70 % 4,23 % und bei einer vollständigen Reduktion 8,71 %. Insgesamt wird in keinem Netzgebiet eine Reduktion von mehr als 17 % der bedingten Leistung erreicht. Somit können die Netzbetreiber nur mit einem geringen Anteil der kontrahierten Leistung rechnen. Die Ursachen für die geringe tatsächliche Reduktion liegen einerseits an den Gleichzeitigkeiten der Flexibilitätsoptionen, welche vom Use Case und dem Nutzerverhalten abhängen und andererseits daran, dass nicht immer die gesamte unbedingte Leistung ausgeschöpft wird und somit diese auch für die Flexibilitätsoptionen genutzt werden kann. [169]

Da durch die Spitzenglättung Konflikte mit anderen Use Cases auftreten können werden im Weiteren die Auswirkungen auf die Kunden betrachtet. Hierbei ist sowohl die Häufigkeit wie oft einzelne Kunden limitiert werden, als auch die Betroffenheit, in welchem Umfang die Reduktion erfolgt, von Interesse. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Eingriffsdauern sehr gering sind. Im Median der 103 im Jahr 2040 mit Spitzenglättung engpassfrei betreibbaren Netze wird in 1,25 Stunden pro Jahr eingegriffen. Selbst im Netzgebiet mit der längsten Eingriffsdauer liegt diese nur bei 20,5 Stunden, was 0,23 % des Jahres entspricht. Ebenso kommt es in über 90 % der Netzgebiete an weniger als zehn Tagen pro Jahr zu Eingriffen durch den Netzbetreiber. Zudem sind auf Grund der oben beschriebenen geringen tatsächlichen Reduktion im Verhältnis zur bedingten Leistung nicht immer alle Kunden betroffen. Eine Reduktion, die beispielsweise in Zeiten aktiv ist, in der das Elektrofahrzeug des Kunden nicht geladen wird, betrifft diesen Kunden nicht. Die tatsächliche Betroffenheit liegt deswegen deutlich unterhalb der Eingriffsdauer. Der Median der durchschnittlichen Dauer je Netzgebiete liegt nur bei 11 Minuten und der Durchschnitt je Netzgebiet ist in allen Netzen kleiner als vier Stunden. [169]

Ebenso liegt die tatsächliche Reduktion der betroffenen Kunden mit 15 %, 25 % und 39 % für die drei Reduktionsstufen meist wesentlich unterhalb des erwarteten Werts, welcher sich aus der Reduktionsstufe und der bedingten Leistung berechnet. Diese entsprechen ca. 40 % (39 – 42 %) der erwarteten Werte. Im Jahr 2040 erfolgt überwiegend (46 %) eine Reduktion auf 60 %, gefolgt von 30 % (45 %) und nur in 9 % der Fälle eine vollständige Abschaltung. Die Eingriffe der Netzbetreiber finden hauptsächlich vormittags und abends statt. In Tabelle 7-2 sind die beschriebenen Kennwerte der unterschiedlichen Reduktionsstufen zusammengefasst. [169]

Tabelle 7-2: Auswirkungen der Leistungsreduktion auf ausgewählte Kennwerte im realistischen Szenario im Jahr 2040. Die angegebenen Kennzahlen sind Mediane der durchschnittlichen Werte je Netzgebiete.

Reduktion auf	Betroffene Netze	Tats. Reduktion bezogen auf bed. Leistung	Tats. Reduktion der betroffenen Kunden	Eingriffsdauer (in den betroffenen Netzen)	Häufigkeit
60 %	76	0,94 %	15 %	0,5 h	46 %
30 %	81	4,23 %	25 %	0,75 h	45 %
0 %	31	8,71 %	39 %	0,5 h	9 %

Abschließend wird die Auswirkung der Spitzenglättung auf Bilanzkreisverantwortliche bewertet. Hierzu wird vereinfacht angenommen, dass alle betrachteten Kunden in den 1.206 Netzgebieten einem Bilanzkreis zugeordnet sind. Geringerer Energiebezug durch die Leistungsreduktionen wird als negative Abweichung und die damit einhergehenden höheren Energiebezüge zu anderen Zeitpunkten (Nachholeffekte) als positive Abweichung bezeichnet. Insgesamt wird 99 % der negativen Abweichung zu einem anderen Zeitpunkt ausgeglichen. Aus diesem hohen Wert lässt sich folgern, dass die Einschränkungen für andere Use Cases, beispielsweise Arbitragehandel, gering sind, da die Energiemengen nahezu vollständig nachgeholt werden und somit nur wenige Handelsgeschäfte nicht stattfinden. Ebenso bedeutet dies, dass die Leistungsreduktionen, nicht zu einer Verschiebung der Ladevorgänge an andere Standorte, beispielsweise an öffentliche Ladeinfrastruktur, führen. Die Summen der Abweichungen je Netzgebiet belaufen sich im Jahr 2040 auf 13.347 kWh (positive Abweichung) bzw. 13.470 kWh (negative Abweichung). Durch die gemeinsame Betrachtung aller Netzgebiete und die damit verbundenen unterschiedlichen Eingriffszeitpunkte werden 13 % direkt ausgeglichen, weil positive und negative Abweichungen zeitgleich in unterschiedlichen Netzgebieten vorkommen. Insgesamt liegen die Abweichungen im Bereich von 0,01 % der abgesetzten Energiemenge und somit in einem sehr geringen Bereich. In einzelnen Zeitschritten betragen die Abweichungen bis zu einem Prozent. [169]

### Sensitivitätsanalysen zum Modell der Spitzenglättung

Im Weiteren werden die Ergebnisse unterschiedlicher Sensitivitätsanalysen bezüglich der Hauptparameter des Modells der Spitzenglättung für das Jahr 2040 vorgestellt. Variiert werden die maximale Eingriffsdauer pro Tag, die minimale unbedingte Leistung, die bestellte bedingte Leistung, die Art der Steuerung und die teilnehmenden Kunden. Der Fokus der Auswertungen liegt auf den resultierenden Netzbelastungen, welche in Abbildung 7-24 zusammengefasst sind. [169]

Die Ergebnisse der Variation der maximal erlaubten Eingriffsdauer von zwei Stunden im Basisszenario auf eine bzw. drei und fünf Stunden zeigt, dass dies ein relevanter Parameter ist. Bei einer maximalen Eingriffsdauer von einer Stunde pro Kalendertag können statt 103 nur noch 79 Netze (- 23 %) mittels Spitzenglättung engpassfrei betrieben werden, wodurch insgesamt 34 % statt 32 % der Netze überlastet sind. Durch eine Erhöhung auf drei Stunden

können 23 Netze und bei fünf Stunden 38 Netze mehr engpassfrei betrieben werden, wodurch sich der Anteil der überlasteten Netze auf 30 % bzw. 29 % verringert. Die Eingriffsdauer liegt im Median über alle Netze pro Jahr weiterhin bei wenigen Stunden, steigt aber mit der Erhöhung der erlaubten Eingriffsdauer pro Tag leicht an. [169]

Im Gegensatz zur maximal erlaubten Eingriffsdauer hat der Parameter der minimalen unbedingten Leistung nur geringen Einfluss auf die Wirksamkeit der Spitzenglättung. Bis zu einem Wert von 2,5 kW kann in drei Netzen zusätzlich Netzausbaubedarf vermieden werden. Dieser geringe Einfluss ist überwiegend darauf zurückzuführen, dass nur ein kleiner Anteil der Hausanschlüsse unterhalb der entsprechenden Leistungsgrenze liegt und diese somit meist nicht angewendet wird. Insgesamt kommt nur bei 23,3 % der 4378 Hausanschlüsse in den durch Spitzenglättung engpassfreien Netzen das Minimum von 5 kW zum Einsatz. Die reduzierte minimale Leistung von 2,5 kW wird nur bei 8,0 % der Hausanschlüsse angewendet. [169]

Größeren Einfluss auf die Netzbelastung hat hingegen die bestellte bedingte Leistung. Im Basisszenario beträgt diese 100 % der Summenleistung aller Flexibilitätsoptionen. Somit können beispielsweise alle Elektrofahrzeuge an einem Hausanschluss gleichzeitig mit 11 kW laden. Eine Reduktion auf 50 % bedeutet, dass die bedingte Leistung beispielsweise bei vier Elektrofahrzeugen statt bei 44 kW nur noch bei 22 kW liegt. Hierdurch ergeben sich nicht nur im Falle einer Reduktion durch den Netzbetreiber Veränderungen bei der Netzbelastung, sondern auch ohne dessen Eingriff, da die Gleichzeitigkeit entsprechend schon am Hausanschluss reduziert wird. Dies führt dazu, dass auch ohne Eingriffe bei einer bedingten Leistung von 75 % (50 %, 25 %) gegenüber dem Basisszenario 14 (41, 73) zusätzliche Netze engpassfrei sind. Andererseits reduziert sich damit auch das Potenzial der Spitzenglättung, weswegen die Anzahl der dadurch heilbaren Netze sinkt. Insgesamt ist die Zahl der engpassfreien Netze durch die Vergleichmäßigung der Last bei einem Wert von 25 % bedingter Leistung mit 71,4 % am größten. [169]

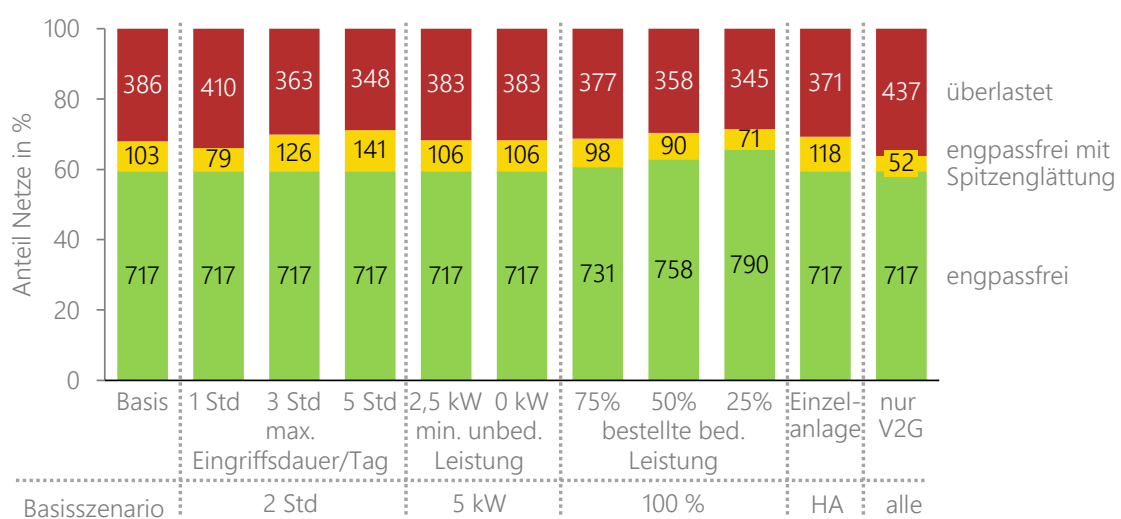


Abbildung 7-24: Auswirkungen der unterschiedlichen Parameter auf die Anwendbarkeit der Spitzenglättung zur Behebung von Netzengpässen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2040 nach [169]

Falls die Leistungslimitierung sich nicht auf den Hausanschluss bezieht, sondern auf die Einzelanlagen direkt zugegriffen wird, können insgesamt 15 Netze mehr engpassfrei betrieben werden. Durch die direkten Eingriffe auf Anlagenebene und die damit einhergehenden umfangreicheren Nachholeffekte sind jedoch fünf Netze, welche zuvor mittels Spitzenglättung engpassfrei waren, bei dieser Umsetzung nicht mehr engpassfrei. Die direkte Steuerung führt auch dazu, dass die Reduktionshöhe absinkt, da durch die direkte Ansteuerung mehr Leistung reduziert wird und nicht auf etwaige Potenziale bei der unbedingten Leistung zurückgegriffen werden kann. In über 90 % der Eingriffe wird nur auf 60 % reduziert. [169]

In der letzten Sensitivitätsanalyse wird der Teilnahmegrad von allen Flexibilitätsoptionen auf diejenigen reduziert, die den Use Case V2G betreiben, wodurch wesentlich weniger Flexibilität (13 % der HA bzw. 17 % der EFZ) zur Verfügung steht. Folglich können die Engpässe nur in 52 statt der 103 Netze vermieden werden. [169]

Die vorgestellten Sensitivitäten zeigen, dass die Effektivität der Spitzenglättung von vielen Faktoren abhängt. Besonders die Höhe der bedingten Leistungen und die maximale Eingriffsdauer je Tag haben deutlichen Einfluss.

#### 7.4 Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

---

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass die Elektrifizierung des Mobilitätssektors und der Wärmebereitstellung sowie die hinzukommenden PV-Anlagen (siehe Kapitel 4) die Versorgungsaufgaben verändern und Anforderungen an die Stromnetze steigen. Im Referenzszenario, bei dem die Flexibilitätsoptionen bedarfsgeführt betrieben werden, entsteht bis zum Jahr 2050 in ca. 57 % der Netze Ausbaubedarf. Dieser Netzausbaubedarf steigt über die Jahre kontinuierlich von 24 % (2030) auf 43 % (2040) und schließlich 57 % (2050) an. Die Hauptursachen für die benötigten Netzverstärkungen sind überlastete Transformatoren und zu niedrige Spannungen an Hausanschlüssen. Hingegen sind bis zum Jahr 2050 nur in 22 % der Netze Leitungen auf Grund von Überlastungen zu verstärken. Netzausbaubedarf wegen zu hoher Einspeisung durch die PV-Anlagen tritt nur in weniger als 1 % der Netzgebiete auf. Insgesamt ist somit die zunehmende Elektrifizierung die Hauptursache für zukünftigen Netzausbau in der Niederspannungsebene. Die Sensitivitätsanalysen für das Jahr 2040 zeigen zudem, dass ein Großteil der Überlastungen im Referenzszenario durch die zusätzlichen Wärmepumpen verursacht wird. Hierbei ist zu beachten, dass die Szenarien mit den heute bestehenden Netzen verknüpft wurden und somit Netzausbau- und Instandhaltungsmaßnahmen, welche bis zu den betrachteten Jahren durchgeführt werden, nicht abgebildet sind. Der ermittelte Netzausbaubedarf entsteht somit nicht in den einzelnen Stützjahren, sondern bis zu diesen und kann kontinuierlich erfolgen. Bei Annahme einer Netzerneuerung nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer von ca. 40 Jahren (gemäß Anlage 1 StromNEV 30 – 45 Jahre) wird bis zum Jahr 2040 noch ca. die Hälfte der Netzbetriebsmittel erneuert, wobei sich aufgrund längerer technischer Nutzungsdauern in der Praxis ein geringerer Wert ergibt. Durch eine proaktive Ersatzstrategie bei notwendiger Netzerneuerung unter Berücksichtigung der zukünftigen Lastentwicklung, kann der reaktive Netzausbaubedarf weiter reduziert werden [182].

Aufbauend auf dem Referenzszenario wurden sechs Szenarien für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen aus Nutzersicht abgeleitet. Zur Abbildung der Use Cases wurde das in Abschnitt 6.4 vorgestellte Modell verwendet. Die unterschiedlichen Use Cases wurden durch Anpassung der Kostenstruktur (Bezugspreise und Einspeisetarife) umgesetzt. Die ersten vier Use Cases wurden jeweils für uni- und bidirektionale Elektrofahrzeuge analysiert. Zunächst wurde das heute übliche Preismodell mit fixen Bezugspreisen und fixer Einspeisevergütung (V1H, V2H) betrachtet. Im nächsten Schritt wurde als Bezugspreis der zeitlich variable Börsenpreis mit entsprechenden Abgaben und Umlagen angenommen (V1H+, V2H+). Aufbauend darauf wurde dieser Preis auch als Vergütung für die Einspeisung ins öffentliche Netz verwendet (V2G), wodurch auch eine Wiedereinspeisung von aus dem Netz bezogenem Strom wirtschaftlich werden kann. Im Gegensatz zu den bisherigen Szenarien wurde zusätzlich ein realistisches Szenario (real) definiert, bei dem eine Durchmischung der Use Cases angenommen wurde und somit eine realistischere Netzbelastung abgebildet wird.

Um ein Verständnis für die entstehenden Netzbelastungen zu erhalten, wurden die resultierenden maximalen gleichzeitigen Leistungen der Elektrofahrzeuge und am Hausanschluss in den Szenarien analysiert. Im Referenzszenario und bei V2H sinkt die gleichzeitige Ladeleistung mit zunehmender Fahrzeuganzahl schnell ab und liegt bereits ab 30 Fahrzeugen unter 3 kW/EFZ. Die variablen Preise (V2H+, V2G) führen zu einer Synchronisierung der Ladevorgänge und die maximale gleichzeitige Leistung der Fahrzeuge bleibt auch bei 100 betrachteten Fahrzeugen bei über 10 kW/EFZ, was einer Gleichzeitigkeit von über 90 % entspricht. Diese Effekte wirken sich auch auf die maximale gleichzeitige Leistung am Hausanschluss aus. Diese liegt bei fixen Bezugspreisen im Mittel bei ca. 6,0 kW/HA und wird durch die Tarifoptimierung mehr als verdoppelt (auf 12,9 kW/HA). Die im V2G Szenario zusätzlich stark gestiegene gleichzeitige Einspeiseleistung bleibt mit 9,1 kW/HA unterhalb der Bezugsleistung. Zur Einordnung sei an dieser Stelle erwähnt, dass mit Ausnahme des realistischen Szenarios immer die gleichen Preisstrukturen vorherrschen und somit die Flexibilitätsoptionen in gleicher Weise optimiert werden. Dieses bewusst gewählte Verhalten ermöglicht die Analyse der einzelnen Use Cases, führt allerdings nicht zu realistischen Ergebnissen, da in der Realität immer gewisse Durchmischung von Betriebsweisen stattfindet. Die bestimmten Gleichzeitigkeiten im Referenzfall sind im Einklang mit aktueller Literatur [12, 83].

Diese veränderten gleichzeitigen Leistungen führen somit je nach Use Case zu unterschiedlichen Anforderungen an die Stromnetze, wie im Abschnitt 7.2.4 gezeigt wurde. Reine Eigenverbrauchsoptimierung bei fixen Preisen (V1H, V2H) reduziert den notwendigen Netzausbau im Vergleich zur Referenz nur in begrenztem Maße (1,8 %). Falls zukünftig alle Hausanschlüsse mit den entsprechenden Flexibilitätsoptionen wie in den Szenarien V1H+, V2H+ oder V2G auf variable Preise reagieren, führt dies zu deutlich höheren Netzausbaubedarfen. Insgesamt besteht dann bis zum Jahr 2040 in 71 % der Netze Ausbaubedarf. Im V2G Szenario treten zudem vermehrt Leitungsüberlastungen auf. Die Leitungsüberlastungen betreffen im Falle von Tarifoptimierungen 7 – 10 % und ansonsten ca. 1 % (Ref, V1H, V2H) der Leitungslänge. In den Szenarien mit variablen Preisen steigen auch die Transformatorauslastungen stark an und es werden Werte bis zu 2.559 % erreicht.

Diese Zweiteilung der Ergebnisse zeigt sich auch bei den unteren Spannungsbandverletzungen. Es steigt sowohl die Anzahl der betroffenen Netze (~100 %), Hausanschlüsse (~300 %) als auch der zeitliche Umfang (V2H+: 100%, V2G: 400 %) stark an. Die beschriebene Sensitivität zum Teilnahmegrad an den variablen Preisen (V2H → V2H+) zeigt, dass ab einem Anteil von 15% teilnehmender Hausanschlüsse die Netzüberlastungen zunehmen und kontinuierlich weiter ansteigen. Die vorgestellten Ergebnisse des realistischen Szenarios zeigen, dass durch die Durchmischung der Use Cases in den wenigsten Netzen (41 %) Netzausbaubedarf auftritt. Eine Möglichkeit der Netzverstärkung ist der Einbau eines leistungstärkeren Transformators oder rONT. Mittels eines rONTS können in den Szenarien Ref, V1H und V2H ca. 65 % der Netze ausreichend ausgebaut werden, wodurch nur in ca. 15 % der Netze weitere Maßnahmen, wie Leitungsverstärkungen oder Aufteilungen des Netzgebiets notwendig sind. In den Szenarien mit variablen Tarifen steigen die Belastungen jedoch so stark, dass auch nach Einbau eines rONT noch in über 50 % der Netze weiterer Ausbaubedarf besteht. Im realistischen Szenario können durch den rONT 64 % der Engpässe behoben werden und es bleibt nur in 13 % der Netze Ausbaubedarf. Die Ergebnisse zur Netzbelastung sind in Einklang mit den Erkenntnissen bisheriger Forschungsarbeiten. In [83] wird gezeigt, dass sich die Netzausbaukosten durch Elektrofahrzeuge bei marktorientiertem Ladeverhalten (analog V1H+) im Gegensatz zum ungesteuerten (Ref) Fall verdoppeln. In Einklang mit [182] treten die Netzengpässe überwiegend am Transformator oder auf Grund von Spannungsbandverletzungen auf.

Basierend auf dem realistischen Szenario wurden die Möglichkeiten der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung durch Berücksichtigung der Netzbelastung im Modell untersucht. Hierfür wurden nur die Netzgebiete verwendet, in denen Netzausbaubedarf besteht und Elektrofahrzeuge zumindest teilweise für diesen verantwortlich sind. Die präventive Netzengpassbehebung, wofür eine Lastprognose des Transformators in variable Netzentgelte übersetzt wurde, ermöglicht es 23,8 % dieser Netze engpassfrei zu halten. Ebenso sinkt die Dauer der Transformatorüberlastungen im Durchschnitt um 82 % ab. Somit können in zahlreichen Netzen zumindest die Umfänge der Überlastungen deutlich reduziert werden. Die Haupteinflussfaktoren bei variablen Netzentgelten sind (sortiert nach deren Bedeutung): die Art der Lastprognose, die Höhe der Netzentgeltstufen und der gewählte Auslastungsgrenzwert für den Tarifwechsel. Ebenfalls großen Einfluss hat die Teilnahmequote der Flexibilitätsoptionen. Die größte Hürde bei der Umsetzung dieses Modells ist es zeitlich hochaufgelöste Lastprognosen zu erstellen und die Effekte der Flexibilität einzuschätzen oder entsprechend zu prognostizieren, um eine zu umfangreiche Reaktion, welche zu neuen Netzengpässen führen könnte, zu vermeiden. Durch eine Erweiterung der Prognose auch auf die Leitungsauslastung und die resultierenden Spannungen im Netzgebiet könnten vermutlich weitere Engpässe vermieden werden. Das vorgestellte und betrachtete Konzept, bei dem die Netzentgelte nach und nach angepasst (dyn. Lastprognose) werden, ist eine Möglichkeit der Koordination auf Betriebsebene ([183]), welches in ähnlicher Weise auch in [184] beschrieben wird.

Abschließend wurde untersucht, inwiefern Netzbetreiber durch Vorgabe von Leistungslimitierungen nach dem Modell der Spitzenglättung als Nachfolgeregelung zum § 14a EnWG Engpässe kurativ lösen können. Es zeigte sich, dass durch diesen Ansatz der

Netzausbau über die Jahre verzögert, aber nicht vollständig vermieden werden kann. Im Jahr 2040 können in 103 (54,5 %) der beschriebenen 189 Netze (mit Ausbaubedarf wegen Elektrofahrzeugen) die Engpässe vermieden werden. Bezogen auf die Gesamtstichprobe bedeutet dies, dass statt in 41 % nur noch in 32 % der Netze Ausbaubedarf besteht. Die identifizierten Haupteinflussfaktoren beim Modell der Spitzenglättung sind die bestellte bedingte Leistung, die erlaubte Eingriffsdauer pro Tag und die Teilnahmequote. Insgesamt sind die tatsächlich reduzierten Leistungen im Bezug zur kontrahierten Leistung mit 8,7 % bei vollständiger Reduktion gering. Auch die Eingriffsdauer in den betroffenen Netzen ist mit 1,25 Stunden/Jahr sehr kurz. Noch kürzer ist die tatsächliche Betroffenheit der Kunden, welche im Durchschnitt je Netzgebiet immer unter vier Stunden und im Median bei 11 Minuten je Kunde liegt. Somit ergeben sich aus Nutzersicht nur geringe Einschränkungen durch die Spitzenglättung. Durch das Modell der Spitzenglättung kann die Netzintegration der Elektromobilität während der Hochlaufphase bei geringen Kundeneinschränkungen erleichtert werden.

Die beiden betrachteten Möglichkeiten zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz zeigen, dass hierdurch Engpässe vermieden werden können. Die Ergebnisse verdeutlichen jedoch auch, dass die zunehmende Elektrifizierung robuste Stromnetze benötigt und diese auch für die neuen Anforderungen zu ertüchtigen sind. Die Ergebnisse dieser Arbeit sind somit im Einklang mit dem sogenannten „NOXVA“-Prinzip des BDEW, nach dem die Netzoptimierung, vor Flexibilitätseinsatz, vor Netzverstärkung und vor -asbau kommt [185]. Der Flexibilitätseinsatz ist somit zukünftig eine weitere Möglichkeit für einen effizienten Netzbetrieb.

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Die Energiewende und die damit verbundene Transformation zu einem dezentralen Energiesystem sowie die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors stellen neue Anforderungen an die Energieversorgung. Die Erschließung der zunehmenden Flexibilität kann dabei einen wesentlichen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien ins Energiesystem und zum optimierten Betrieb der Stromnetze leisten. Im Fokus stehen dabei besonders Elektrofahrzeuge, welche zukünftig millionenfach genutzt werden, da diese im Vergleich zu den anderen dezentralen Flexibilitätsoptionen sehr große Speicherkapazitäten und hohe (Ent-)Ladeleistungen aufweisen. Welche Chancen und Risiken die Erschließung dieses Flexibilitätspotentials im Rahmen von verschiedenen Use Cases für die Stromnetze birgt, wird durch die Beantwortung der zu Beginn der Arbeit formulierten Forschungsfragen aufgezeigt. Zum Abschluss erfolgt die kritische Einordnung der Ergebnisse und ein Ausblick.

### 8.1 Beantwortung der Forschungsfragen

---

Im Folgenden wird die Dissertation durch Beantwortung der Forschungsfragen aus Abschnitt 1.3 zusammengefasst.

#### **Wie entwickeln sich Flexibilitätsoptionen in der Niederspannungsebene?**

Als Flexibilitätsoptionen in der Niederspannungsebene wurden Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen und sowie PV-Anlagen identifiziert. Zur umfassenden Beantwortung dieser und der folgenden Forschungsfragen wurden 1.206 reale Niederspannungsnetze aufbereitet. Diese Netze wurden sowohl mit den aktuellen Verbrauchern und Erzeugern als auch mit weiteren Daten zur Modellierung der Flexibilitätsoptionen verknüpft. Anschließend wurden Szenarien für die Entwicklung der Flexibilitätsoptionen räumlich hochaufgelöst in die Netze integriert (siehe Kapitel 4). Für die Elektrofahrzeuge ist in den nächsten Jahren ein starker Anstieg zu erwarten. Die durchschnittliche Anzahl an Elektrofahrzeugen je Hausanschluss steigt von 0,62 (2030) über 1,1 (2040) bis 1,6 im Jahr 2050 an. Im Jahr 2050 wird nur noch in ca. 10 % der Netze weniger als ein Elektrofahrzeug pro Hausanschluss erwartet. Auch die Durchdringungsgrade der Wärmepumpen steigen stark an. Aktuell werden noch in 78 % der Netze weniger als 10 % der Gebäude mit Wärmepumpen beheizt. Auch wenn die Anteile in den einzelnen Netzen stark schwanken, steigt der durchschnittliche Durchdringungsgrad von 6 % im Jahr 2020, über 26 % (2030), 45 % (2040) auf 60 % im Jahr 2050 an. Die elektrischen Speicherheizungen sind die einzige Flexibilitätsoption, deren Anzahl zukünftig sinkt. Die Durchdringung mit Batteriespeichern und PV-Anlagen hingegen steigen deutlich an. Die Zahl der PV-Anlagen wird sich bis zum Jahr 2050 ungefähr verdoppeln. Die Durchdringung von Batteriespeichern wird von ca. 1,0 % (2020) über 7,9 % (2030) auf 10,6 % der Gebäude im Jahr 2050 steigen (siehe Abschnitt 4.3). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die



Zahl der dezentralen Flexibilitätsoptionen in den nächsten Jahren stark ansteigen, wobei die Werte in den einzelnen Netzgebieten deutlich variieren. Daher ist die Betrachtung einer großen Anzahl von Netzen für zukünftige Analysen notwendig. Mit den resultierenden Auswirkungen auf die Stromnetze beschäftigt sich die folgende Forschungsfrage.

### **Welche gleichzeitige Leistung ist für die zusätzlichen Verbraucher im ungesteuerten Fall anzunehmen und was bedeutet dies für die vorzuhaltende Maximallast je Netzverknüpfungspunkt?**

Neben den Durchdringungsgraden und der Anzahl wurden auch die resultierenden Leistungen und elektrischen Energieverbräuche der Flexibilitätsoptionen je Hausanschluss bzw. Netzverknüpfungspunkt bestimmt (siehe Abschnitt 4.3). Im Jahr 2040 sind im Durchschnitt Flexibilitätsoptionen mit einer Leistung von 16,6 kW je Hausanschluss installiert. Diese Leistung stammt zu 70 % (12 kW) von Elektrofahrzeugen, gefolgt von Wärmepumpen mit 22 % (3,7 kW). Mittels des Simulationsmodells GridSim wurden im Weiteren die maximal gleichzeitig auftretenden Leistungen ermittelt (siehe Abschnitt 7.1). Diese für die Netzplanung relevante Leistung nimmt bei stochastischem Verhalten mit zunehmender Anzahl ab. Bei Hausanschlüssen ohne Gewerbeeinheiten steigen im Mittel über alle Netze die maximalen gleichzeitigen Leistungen bei bedarfsorientierter Betriebsweise pro Netzverknüpfungspunkt von heute 1,7 kW über 4,2 kW (2030), 6,0 kW (2040) auf bis zu 7,7 kW im Jahr 2050. Dies bedeutet, dass somit bis zum Jahr 2040 die vorzuhaltende Leistung je Hausanschluss im Mittel aller Netze um 353 % ansteigt. Ohne gezielte Steuerung der Flexibilitätsoptionen wird somit im Jahr 2040 maximal ca. 30 % der installierten Leistung gleichzeitig eingesetzt. Elektrofahrzeuge weisen auf Grund ihrer stärkeren Nutzerabhängigkeit und den großen Speicherkapazitäten dabei im Referenzszenario deutlich geringere Gleichzeitigkeiten als Wärmepumpen auf. Die Gleichzeitigkeit sinkt bei Elektrofahrzeugen bereits ab acht Elektrofahrzeugen auf unter 50 % und ab 30 unter 30 % bzw. 3 kW/EFZ. Bei Wärmepumpen ist auf Grund der Temperaturabhängigkeit die maximale Gleichzeitigkeit im Mittel aller Netze bei 95 % und nur in 8 % der Netze unter 90 %. Somit ergibt sich bei Elektrofahrzeugen ein wesentlich größeres Flexibilisierungspotenzial, welches durch bidirektionales Laden zusätzlich erweitert wird. Es kann nicht nur Last verschoben, sondern Energie auch wieder eingespeist werden. Unter anderem aus diesen Gründen werden für die weiteren Betrachtungen nur Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher flexibilisiert. Aufbauend hierauf stellt sich die Frage, welche Einflüsse ein gezielter Einsatz der Flexibilitätsoptionen hat und welche Möglichkeiten es hierfür gibt.

### **Welche Use Cases für Flexibilitätsoptionen kommen aus Nutzersicht in Frage?**

Aus Nutzersicht sind Use Cases relevant, bei denen die Energiekosten gesenkt werden können. Dies sind beispielsweise die Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung, Spitzenlastkappung, tarifoptimiertes Laden/Entladen und zeitliche Arbitrage (siehe Abschnitt 3.3). Das Ziel der Eigenverbrauchserhöhung ist es möglichst viel selbsterzeugten Strom, welcher meist günstiger ist als Strom aus dem Netz, zu verbrauchen. Bei der Spitzenlastkappung wird an Gewerbestandorten durch Verschiebung der Last versucht die Jahreshöchstlast zu reduzieren, da für diese (bei RLM-Kunden) ein Leistungspreis zu bezahlen ist. Die beiden Use Cases agieren ohne externe Preise und somit rein basierend auf den lokalen Lastflüssen

innerhalb der Kundenanlage, wohingegen die Optimierung in den weiteren Use Cases auf externen Preiszeitreihen basiert. Das Ziel liegt in diesen Use Cases zusätzlich auf der Verlagerung des Strombezugs in Zeiten mit niedrigen Preisen. Im Use Case zeitliche Arbitrage wird zudem Strom in Zeiten hoher Preise wieder ins Netz eingespeist. Zur wirtschaftlichen Umsetzung des Use Cases zeitliche Arbitrage bedarf es aus heutiger Sicht jedoch regulatorische Anpassungen bezüglich der zu entrichtenden Abgaben und Umlagen, sowie Netzentgelte. Weitere Use Cases wie Notstromversorgung oder die Erbringung von Regelleistung werden nicht weiterbetrachtet, da diese keinen relevanten Einfluss auf die Netzbelastung in der Niederspannungsebene haben. Die beschriebenen Use Cases sind besonders für Elektrofahrzeuge, auf Grund deren hohen Leistungen und großen Batterien, und Batteriespeicher interessant. Zur Analyse der Auswirkungen auf die Netzbelastung der beschriebenen Use Cases wurde ein Optimierungsmodell entwickelt und die Use Cases mittels unterschiedlicher Kostenstrukturen abgebildet (siehe Abschnitt 6.4).

### **Welche Auswirkungen auf die Netzbelastung haben diese Use Cases?**

Die Use Cases mit lokaler Optimierung (PV-Eigenverbrauchserhöhung und Spitzenlastkappung) führen zu etwas geringeren Ladegleichzeitigkeiten der Elektrofahrzeuge und maximal gleichzeitigen Leistungen am Hausanschluss (siehe Abschnitt 7.2). Die maximal gleichzeitigen Leistungen je Fahrzeug nehmen in diesen Use Cases mit steigender Anzahl von Verbrauchern stark ab. Insgesamt können durch die lokale Optimierung ohne Beachtung des Netzzustandes jedoch nur in 2 % der Netze die Engpässe vermieden werden. Die Effekte liegen für uni- und bidirektionale Fahrzeuge in einem ähnlichen Bereich. Somit sind diese Use Cases aus Kundensicht attraktiv, aber für die Stromnetze nur von geringer Bedeutung.

In den Use Cases hingegen, in denen auf ein globales Preissignal, in diesem Fall die zukünftigen Börsenpreise, optimiert wurde, steigen die gleichzeitigen Ladeleistungen stark an. Zudem fällt die Vergleichmäßigung bei vielen Fahrzeugen deutlich schwächer aus und bleibt auch bei bis zu 100 Elektrofahrzeugen bei ca. 90 %. Die Elektrofahrzeuge bieten somit ausreichend Flexibilität, um die Preisunterschiede auszunutzen. Dies führt zu höheren Netzanforderungen und in Folge zu Ausbaubedarfen in bis zu 71 % der Netze bis zum Jahr 2040. Dadurch, dass alle Flexibilitätsoptionen mittels derselben Logik optimiert wurden, steigt auch das Ausmaß der Netzüberlastungen stark an. Eine Sensitivitätsanalyse zum Teilnahmegrad hat gezeigt, dass die Netzengpässe zunehmen, wenn mehr als 15 % der Hausanschlüsse auf variable Preise reagieren. Im realistischen Szenario, bei dem eine Use Case Durchmischung simuliert wurde, reduziert sich die Anzahl der Netze mit Ausbaubedarf im Gegensatz zum Referenzszenario um 5 %. Aus Netzsicht ist folglich eine Durchmischung unterschiedlicher Use Cases am verträglichsten.

### **Wie können Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten zur Netzentlastung nutzen?**

Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage wurde im Abschnitt 3.3 zunächst der Begriff Netzdienlichkeit definiert. Aufbauend darauf wurden die drei Kategorien Vergleichmäßigung der Netzlast, präventive und kurative Netzengpassbehebung eingeführt. Die Vergleichmäßigung der Netzlast wird beispielsweise durch die oben beschriebenen Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung oder Spitzenlastkappung verwirklicht. Die letzteren

beiden Kategorien sind dagegen als betriebliche Maßnahmen des VNBs einzustufen und werden im Folgenden näher betrachtet. Eine Ausgestaltungsform der präventiven Maßnahmen sind variable Netzentgelte, welche sich an der prognostizierten Netzauslastung orientieren. Die variablen Netzentgelte sollen Kunden zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anreizen. Im Gegensatz dazu werden mittels der kurativen Maßnahmen existierende Engpässe ad hoc behoben. Eine Ausgestaltung hierfür ist das Modell der Spitzenglättung nach dem Referentenentwurf zum SteuVerG, welcher nachträglich zurückgenommen wurde. In diesem Modell erfolgt eine Leistungslimitierung durch den VNB im Rahmen einer langfristigen Flexibilitätskontrahierung (siehe Abschnitt 6.5).

### **Kann durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz Netzausbau vermieden werden und was bedeutet dies für die Kunden?**

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sowohl durch die präventiven als auch die kurativen Maßnahmen der Netzausbaubedarf reduziert werden kann (siehe Abschnitt 7.3). Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage wurde die Stichprobe auf die Netze reduziert, deren Netzengpässe auch durch Elektrofahrzeuge verursacht wurden. Durch variable Netzentgelte können 23,8 % (9,2 % aller Netze mit Ausbaubedarf) und durch die Spitzenglättung 54,5 % (21,1 %) dieser Netze entlastet werden. Somit kann durch beide Maßnahmen Netzausbau vermieden werden. Der netzdienliche Flexibilitätseinsatz kann den Netzausbau jedoch nicht vollständig ersetzen, sondern nur ergänzen oder zeitlich verzögern.

Für die Kunden ergibt sich im Falle der variablen Netzentgelte eine weitere Erlös- bzw. Einsparmöglichkeit, indem Strom zu günstigen Zeiten bezogen wird. Die Simulationen mit Spitzenglättung zeigen, dass die Leistungslimitierungen je Netzgebiet nur durchschnittlich 1,25 Stunden pro Jahr aktiv sind und die tatsächliche Betroffenheit der Kunden bei weniger als 15 Minuten pro Jahr liegt. Die weiteren Analysen zeigen zudem, dass 99 % der auf Grund von Limitierungen nicht bezogenen Energiemenge zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird und somit nahezu keine Einschränkungen für andere Use Cases bestehen.

## 8.2 Kritische Einordnung und Ausblick

---

Im Rahmen dieser Dissertation waren zur Beantwortung der Forschungsfragen an einigen Stellen Annahmen notwendig. Im folgenden Kapitel werden Limitierungen sowie der weitere Forschungsbedarf beschrieben.

### **Betrachtete Netzgebiete**

Die vorgestellten Analysen basieren auf 1.206 Niederspannungsnetzen der Bayernwerk Netz GmbH. Diese Netze liegen überwiegend im ländlichen Raum, weswegen Aussagen zu städtischen Gebieten nur in begrenztem Umfang getroffen werden können. Des Weiteren sind alle Netzgebiete in Bayern verortet und wurden vermutlich nach ähnlichen Prämissen und Planungsgrundsätzen gebaut bzw. erneuert. Eine Übertragbarkeit auf andere Netzbetreiber und Regionen in Deutschland ist somit nicht vollumfänglich möglich. Eine weitere Analyse mit städtischen Netzgebieten oder Netzen anderer VNB ist somit zu empfehlen. Zusätzlich ist eine Betrachtung der übergeordneten Netzebenen sinnvoll, um zu überprüfen

ob die benötigten Leistungen bereitgestellt werden können oder auch hier Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig sind.

### **Szenarien der Flexibilitätsoptionen**

Die beschriebenen Szenarien für die Flexibilitätsoptionen unterliegen zahlreichen Unsicherheiten, wie beispielsweise regulatorischen oder technischen Entwicklungen. Durch den Regierungswechsel in Deutschland im Jahr 2021 und weiteren politischen Ereignissen hat die Geschwindigkeit der Energiewende deutlich zugenommen. Insbesondere im Bereich der PV-Anlagen wurden die Ausbauziele wesentlich nach oben korrigiert. Das im Rahmen dieser Arbeit verwendete PV-Szenario fußt jedoch noch auf älteren Annahmen. Die geplante installierte Leistung von PV-Dachanlagen im Jahr 2040 soll nach den aktuellen Plänen mehr als doppelt so hoch sein. Um diese Auswirkungen abzuschätzen, ist im Anhang A.6 ein Exkurs mit dem aktualisierten PV-Szenario für ausgewählte Use Cases dargestellt. Neben den PV-Anlagen unterliegen auch die Szenarien der weiteren Flexibilitäten verschiedenen Unsicherheiten. Eine ist beispielsweise die technische und preisliche Entwicklung von Batterien, wovon auch die Marktentwicklung der Elektrofahrzeuge abhängt.

Zusätzlich zu den unterschiedlichen Stützjahren der Szenarien könnte durch Variation der einzelnen Komponenten weitere Szenarien abgeleitet werden, um die Einflüsse der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen klarer hervorzuheben.

Zur Analyse der Netzbelastungen wurden die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen aus den Szenarien Gebäuden und somit Netzverknüpfungspunkten zugewiesen. Diese explizite Zuweisung erfolgte im Rahmen der verbliebenen Freiheitsgrade zufällig. Auf Grund der großen Anzahl verschiedener Netze wurde im Rahmen dieser Arbeit darauf verzichtet, die Flexibilitätsoptionen mehrfach zufällig zuzuweisen und somit weitere Netzbelegungsszenarien zu erhalten.

### **Modellierung der Flexibilitätsoptionen**

Neben den Szenarien hat die Modellierung der Flexibilitätsoptionen Einfluss auf die Ergebnisse. Im Rahmen dieser Arbeit wurde jedem Elektrofahrzeug ein Hauptladeplatz (zu Hause oder am Arbeitsplatz) zugewiesen. Auf Grund der tendenziell ländlichen Netze wurde davon ausgegangen, dass die meisten Fahrzeuge auch über einen Parkplatz mit Möglichkeit zur Installation einer Ladesäule verfügen. Bei der Übertragbarkeit auf städtische Netzgebiete sollte dieser Ansatz hinterfragt werden und Möglichkeiten der gemeinsamen Nutzung von Ladepunkten oder von sogenannten Ladehubs mit mehreren Schnellladestationen analysiert werden. Mit Blick auf bidirektionales Laden ist es zudem denkbar, dass Fahrzeuge an mehreren Orten Ladestationen haben, um die Flexibilität der Batterie möglichst oft nutzen zu können.

Neben den (bidirektionalen) Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern könnten zukünftig auch Wärmepumpen nach den unterschiedlichen Use Cases betrieben und entsprechend optimiert werden. Das entwickelte Simulationsmodell ist hierzu prinzipiell in der Lage, allerdings bedarf es an dieser Stelle noch weiterer Forschung, um die Randbedingungen unter Beachtung der Nutzerrestriktionen valide abbilden zu können.

Im beschriebenen Optimierungsmodell wird eine perfekte Prognose für Preise und benötigte Energiemengen angenommen. Somit ergeben sich optimale Ergebnisse, welche von denen in der Realität auf Grund von Prognoseunsicherheit abweichen. Durch die gleichen stündlichen Börsenpreise und die Simulationsauflösung von 15 Minuten sowie dem angenommenen Kundenwunsch möglichst frühzeitig zu laden, treten in der Simulation zu Stundenbeginn höhere Ladeleistungen auf als zum Stundenende. Dieser Effekt können durch einen Aggregator, der die Last gleichmäßig über die Stunden verteilt ausgeglichen werden.

### **Methoden für netzdienlichen Flexibilitätseinsatz**

Neben zahlreichen Use Cases aus Nutzersicht wurden zwei Möglichkeiten zum netzdienlichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen vorgestellt. Aktuell werden zusätzlich zu den vorgestellten Use Cases auch weitere Möglichkeiten, wie Flexibilitätsmärkte zur Netzengpassbehebung diskutiert. Somit könnte die Flexibilität noch zielgerichteter eingesetzt werden. Je nach Umsetzung dieser Märkte könnte es somit auch für die Kunden wirtschaftlich attraktiv sein, Energie aus den Elektrofahrzeugen ins Netz einzuspeisen und nicht nur ihren Ladevorgang, wie im Fall der Spitzenglättung, zu unterbrechen. In diesem Themenbereich der vollumfänglichen Netzintegration bidirektionaler Elektrofahrzeuge besteht noch weiterer Forschungsbedarf bezüglich möglicher Konzepte und deren Auswirkungen auf die Netzbelastung. Insgesamt sind alle Use Cases mit Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz stark vom gültigen regulatorischen Rahmen abhängig, z. B. den zu entrichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten. Die vorgestellten Ergebnisse liefern einen Beitrag um mögliche Anpassungen fundiert bewerten zu können. Im Falle von weitreichenden regulatorischen Änderungen ist das Modell entsprechend anzupassen, damit die Auswirkungen erneut abgebildet werden können. Ebenso bedarf es weiterer Forschung im Bereich der Kosten des Flexibilitätseinsatzes im Gegensatz zum Netzausbau zur Ermittlung einer volkswirtschaftlich sinnvollen Kombination dieser beiden Maßnahmen.



# Literatur

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, Hg., „Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 11 December 2015.: Part one: Proceedings“, Paris, 2016. <https://unfccc.int/documents/9096>.
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change, Hg., „Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change“, 2022. [https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC\\_AR6\\_WGIII\\_FinalDraft\\_FullReport.pdf](https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC_AR6_WGIII_FinalDraft_FullReport.pdf).
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, [www.bmu.de](http://www.bmu.de), „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“. [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf).
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht“, Berlin, 2021. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=32](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=32).
- [5] M. Robinius, A. Otto, P. Heuser *et al.*, „Linking the Power and Transport Sectors - Part 1: The Principle of Sector Coupling“, *Energies*, Jg. 10, Nr. 7, S. 956, 2017, <https://doi.org/10.3390/en10070956>.
- [6] S. Fattler, J. Conrad, A. Regett, „Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems: Abschlussbericht“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2019. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/Dynamis\\_Hauptbericht.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/Dynamis_Hauptbericht.pdf).
- [7] O. Ruhnau, S. Bannik, S. Otten *et al.*, „Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050“, *Energy*, Jg. 166, S. 989–999, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.114>.
- [8] A. Guminski, C. Fiedler, S. Kigle *et al.*, „eXtremOS Summary Report: Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe“, München, 2021. <https://extremos.ffe.de/pdf/eXtremOS-Summary-Report.pdf>.
- [9] Sozialdemokratische Partei Deutschlands, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und Freie Demokratische Partei, Hg., „Mehr Fortschritt Wagen: Koalitionsvertrag 2021-2025“, Berlin, 2021. <https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf>.
- [10] Kraftfahrt-Bundesamt, Hg., „Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2022: Pressemitteilung Nr. 10/2022“, 2022. [https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Pressemitteilungen/DE/2022/pm\\_10\\_2022\\_bestand\\_01\\_22.pdf](https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Pressemitteilungen/DE/2022/pm_10_2022_bestand_01_22.pdf).
- [11] E. L. Westphal, S. Köppl, A. Kiesling *et al.*, „Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 69, 7-8, S. 68–71, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/flexumer-als-gestalter-einer-digitalen-energiezukunft-eine-begriffseinordnung>.
- [12] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project, Hg., „Verteilnetzausbau für die Energiewende: Elektromobilität im Fokus“, 2019. <https://>

- www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende\_Agora-Energiewende\_EV-Grid\_WEB.pdf.
- [13] M. Müller, F. Biedenbach, J. Reinhard, „Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 15, S. 3843, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13153843>.
- [14] A. Grandjean, J. Adnot, G. Binet, „A review and an analysis of the residential electric load curve models“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 16, Nr. 9, S. 6539–6565, 2012, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.013>.
- [15] N. van Beeck, „Classification of Energy Models“, *FEW Research Memorandum*, Nr. 777, 1999. <https://research.tilburguniversity.edu/en/publications/classification-of-energy-models>.
- [16] B. T. U. C. VDEW, Hg., „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Frankfurt am Main, 1999. [https://www.bdew.de/media/documents/1999\\_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf).
- [17] P. Esslinger, R. Witzmann, „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte“ in *12. Symposium Energieinnovation*, Graz, [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF\\_Esslinger.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Esslinger.pdf).
- [18] D. J. Aigner, C. Sorooshian, P. Kerwin, „Conditional Demand Analysis for Estimating Residential End-Use Load Profiles“, *EJ*, Jg. 5, Nr. 3, 1984, <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol5-No3-6>.
- [19] R. Bartels, D. G. Fiebig, M. Garben *et al.*, „An end-use electricity load simulation model“, *Utilities Policy*, Jg. 2, Nr. 1, S. 71–82, 1992, [https://doi.org/10.1016/0957-1787\(92\)90055-N](https://doi.org/10.1016/0957-1787(92)90055-N).
- [20] R. Yao, K. Steemers, „A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK“, *Energy and Buildings*, Jg. 37, Nr. 6, S. 663–671, 2005, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2004.09.007>.
- [21] C. Kandler, „Modellierung von Zeitnutzungs-, Mobilitäts- und Energieprofilen zur Bestimmung der Potentiale von Energiemanagementsystemen in Haushalten“. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2017. <https://mediatum.ub.tum.de/1339276>
- [22] M. Stokes, „Removing barriers to embedded generation: a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis“. Dissertation, De Montfort University, Leicester, 2005. <http://hdl.handle.net/2086/4134>
- [23] Statistisches Bundesamt, Hg., „Zeitverwendungserhebung: Aktivitäten in Stunden und Minuten für ausgewählte Personengruppen“, Wiesbaden, 2015. [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Zeitverwendung/Publikationen/Downloads-Zeitverwendung/zeitverwendung-5639102139004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Zeitverwendung/Publikationen/Downloads-Zeitverwendung/zeitverwendung-5639102139004.pdf?__blob=publicationFile).
- [24] J. Widén, M. Lundh, I. Vassileva *et al.*, „Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data - Modelling approach and validation“, *Energy and Buildings*, Jg. 41, Nr. 7, S. 753–768, 2009, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.02.013>.



- [25] J. Widén, E. Wäckelgård, „A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand“, *Applied Energy*, Jg. 87, Nr. 6, S. 1880–1892, 2010, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.006>.
- [26] S. Fattler, F. Böing, C. Pelling, „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf betriebsbedingte Emissionen“ in *10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2017, <https://docplayer.org/55201560-Ladesteuerung-von-elektrofahrzeugen-und-deren-einfluss-auf-betriebsbedingte-emissionen.html>.
- [27] C. Nobis, T. Kuhnimhof, „Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht“, infas Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.; ICT Research GmbH, infas 360 GmbH, Bonn, 2019. [http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017\\_Ergebnisbericht.pdf](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf).
- [28] Y. Wang, D. Infield, „Markov Chain Monte Carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 99, S. 85–94, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.008>.
- [29] P. Grahn, J. Munkhammar, J. Widen *et al.*, „PHEV Home-Charging Model Based on Residential Activity Patterns“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 28, Nr. 3, S. 2507–2515, 2013, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2230193>.
- [30] M. Shepero, J. Munkhammar, „Spatial Markov chain model for electric vehicle charging in cities using geographical information system (GIS) data“, *Applied Energy*, Jg. 231, S. 1089–1099, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.175>.
- [31] T. Shun, L. Kunyu, X. Xiangning *et al.*, „Charging demand for electric vehicle based on stochastic analysis of trip chain“, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 10, Nr. 11, S. 2689–2698, 2016, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0995>.
- [32] Kraftfahrt-Bundesamt, *Inländerfahrleistung - Entwicklungen der Fahrleistungen nach Fahrzeugarten seit 2016*. [https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk\\_inlaenderfahrleistung/2020/2020\\_vk\\_kurzbericht.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/2020_vk_kurzbericht.html) (Zugriff am: 12. März 2022).
- [33] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan, I. M. Solbrekke, „A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 96, S. 440–459, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>.
- [34] K. Mahmud, G. E. Town, „A review of computer tools for modeling electric vehicle energy requirements and their impact on power distribution networks“, *Applied Energy*, Jg. 172, S. 337–359, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.100>.
- [35] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph *et al.*, „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“, Mannheim, 2018. <https://www.vde.com/resource/blob/1790048/d86a2bb62b27caa2345ff810c4d9c816/e-mobilitaet-downloadstudie-data.pdf>.
- [36] E. Ramos Muñoz, G. Razeghi, L. Zhang *et al.*, „Electric vehicle charging algorithms for coordination of the grid and distribution transformer levels“, *Energy*, Jg. 113, S. 930–942, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.122>.

- [37] W. Yin, Z. Ming, T. Wen, „Scheduling strategy of electric vehicle charging considering different requirements of grid and users“, *Energy*, Jg. 232, S. 121118, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121118>.
- [38] J. Gemassmer, C. Daam, R. Reibsch, „Challenges in Grid Integration of Electric Vehicles in Urban and Rural Areas“, *WEVJ*, Jg. 12, Nr. 4, S. 206, 2021, <https://doi.org/10.3390/wevj12040206>.
- [39] T. Kern, P. Dossow, E. Morlock, „Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes“, *Applied Energy*, Jg. 307, S. 118187, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118187>.
- [40] S. Englberger, K. Abo Gamra, B. Tepe *et al.*, „Electric vehicle multi-use: Optimizing multiple value streams using mobile storage systems in a vehicle-to-grid context“, *Applied Energy*, Jg. 304, S. 117862, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117862>.
- [41] N. Odkhuu, K.-B. Lee, M. A. Ahmed *et al.*, „Optimal Energy Management of V2B with RES and ESS for Peak Load Minimization“, *Applied Sciences*, Jg. 8, Nr. 11, S. 2125, 2018, <https://doi.org/10.3390/app8112125>.
- [42] S. Pal, R. Kumar, „Electric Vehicle Scheduling Strategy in Residential Demand Response Programs With Neighbor Connection“, *IEEE Trans. Ind. Inf.*, Jg. 14, Nr. 3, S. 980–988, 2018, <https://doi.org/10.1109/TII.2017.2787121>.
- [43] „Flexibilität“ auf Duden online. <https://www.duden.de/node/48596/revision/532407> (Zugriff am: 17. Februar 2022).
- [44] Eurelectric, Hg., „Flexibility and Aggregation - Requirements for their interaction in the market“, Brüssel, 2014. <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf>.
- [45] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, Bonn, 2017. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [46] M. Müller, T. Estermann, S. Köppl, „Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen: Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells“, *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, Nr. 6, 2018. [https://scholar.google.de/scholar?hl=de&as\\_sdt=0,5&cluster=3029379894090057094](https://scholar.google.de/scholar?hl=de&as_sdt=0,5&cluster=3029379894090057094).
- [47] N. Lehmann, E. Kraft, C. Duepmeier *et al.*, „Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2019*, Berlin, 2019, <https://doi.org/10.5445/IR/1000090455>.
- [48] V. Ziemsky, F. Biedenbach, „Was ist ein Aggregator in Trade-EVs II?“, München, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/what-is-an-aggregator-in-trade-evs-ii>.
- [49] A. Grein, M. Pehnt, „Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers“, *Energy Policy*, Jg. 39, Nr. 9, S. 5598–5608, 2011, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.040>.

- [50] A. Gruber, S. von Roon, S. Fattler, „Wissenschaftliche Projektbegleitung DSM-Bayern“, München, 2016. <https://docplayer.org/40523772-Wissenschaftliche-projektbegleitung-des-projektes-dsm-bayern.html>.
- [51] H. C. Gils, „Abschätzung des möglichen Lastmanagementesinsatzes in Europa“ in 8. *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2013, [https://elib.dlr.de/83717/1/Gils\\_Lastmanagementpotenziale\\_IWWT2013.pdf](https://elib.dlr.de/83717/1/Gils_Lastmanagementpotenziale_IWWT2013.pdf).
- [52] D. Bauknecht, C. Heinemann, M. Koch *et al.*, „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“, Freiburg, Berlin, 2016. [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer\\_Vergleich\\_Flexibilitaetsoptionen.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf).
- [53] M. Müller, J. Reinhard, A. Ostermann *et al.*, „Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen: Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz“ in *Zukünftige Stromnetze 2019*, Berlin, 2019, [https://www.researchgate.net/publication/344541144\\_Regionales\\_Flexibilitats-Potenzial\\_dezentraler\\_Anlagen\\_Modellierung\\_und\\_Bewertung\\_des\\_regionalen\\_Flexibilitats-Potenzials\\_von\\_dezentralen\\_Flexibilitats-Typen\\_im\\_Verteilnetz](https://www.researchgate.net/publication/344541144_Regionales_Flexibilitats-Potenzial_dezentraler_Anlagen_Modellierung_und_Bewertung_des_regionalen_Flexibilitats-Potenzials_von_dezentralen_Flexibilitats-Typen_im_Verteilnetz).
- [54] F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger *et al.*, *Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030): Teilbericht Maßnahmenklassifizierung*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20170403\\_MONA\\_Teilbericht\\_Massnahmenklassifizierung-1.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20170403_MONA_Teilbericht_Massnahmenklassifizierung-1.pdf)
- [55] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung“, „Factsheet "Vehicle to Grid": Kundennutzen und Netzintegration“, Berlin, 2020. [https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012\\_NPM\\_AG5\\_V2G\\_final.pdf](https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012_NPM_AG5_V2G_final.pdf).
- [56] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Hg., „FNN-Hinweis Netzintegration Elektromobilität“, Berlin, 2019. <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf>.
- [57] R. Madlener, B. Hirschl, C. Lutz *et al.*, „Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Schlussbericht“, Aachen, Osnabrück, Berlin, 2016. [http://www.transformation-des-energiesystems.de/sites/default/files/Prosumer-Haushalte\\_Abschlussberichtl.pdf](http://www.transformation-des-energiesystems.de/sites/default/files/Prosumer-Haushalte_Abschlussberichtl.pdf).
- [58] S. Faller, M. Müller, A. Ostermann *et al.*, „Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 70, 1-2, S. 80–83, 2020. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/03/20200401\\_Bidirektionales-Laden\\_Von\\_der\\_Last\\_zur\\_Loesung.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/03/20200401_Bidirektionales-Laden_Von_der_Last_zur_Loesung.pdf).
- [59] S. Jeddi, A. Sitzmann, „Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen“, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 43, Nr. 4, S. 245–267, 2019, <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00265-6>.

- [60] Y. Schulze, M. Müller, S. Faller *et al.*, „Was ist Netzdienlichkeit?“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 71, Nr. 3, S. 34–37, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit>.
- [61] A. Weiß, M. Müller, S. Franz, „Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen“, *Forschung im Ingenieurwesen*, Jg. 85, Nr. 2, S. 469–476, 2021, <https://doi.org/10.1007/s10010-020-00424-z>.
- [62] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltssystematik Elektrizität“, Bonn, 2015. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht\\_Netzentgeltssystematik\\_12-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht_Netzentgeltssystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [63] W. Zander, U. Rosen, Nolde Andreas, „Gutachten Digitalisierung der Energiewende: Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“, Aachen, 2018. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiwende-thema-2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiwende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8).
- [64] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Hg., „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz: Diskussionspapier“, Berlin, 10. Feb. 2017. [https://www.bdew.de/media/documents/20170210\\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf).
- [65] S. Rodler, „Spitzenglättung als Modell zur kurativen Netzengpassbehebung – eine Analyse der Auswirkungen auf verschiedene Stakeholder“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2022.
- [66] aWATTar Deutschland GmbH, *Tarifblatt Hourly*. <https://www.awattar.de/tariffs/hourly> (Zugriff am: 10. Januar 2021).
- [67] V. Ziemsky, F. Biedenbach, Matzner Alexander, „Systemintegration von Elektrofahrzeugen – Stromlieferverträge mit nicht-statischen Tarifen: FfE Grundlagenpapier“, München, 2022. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/nicht-statische-stromliefervertraege-rechtlicher-hintergrund-und-herausforderungen-fuer-die-anwendung-beim-strompreisoptimierten-laden>.
- [68] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Hg., „Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB“. Stand: 01. Dezember 2021, Bonn, 2021. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Monitoringberichte/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/start.html).
- [69] BDL-Projekt, Hg., „Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement: Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen“, Bayernwerk Netz *et al.* <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/positionspapier-zur-bereitstellung-von-systemdienstleistungen-aus-elektrofahrzeugen-mit-bidirektionalem-lademanagement>.
- [70] S. Fattler, „Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies“. Dissertation, Technische Universität München (TUM), München, 2021. <https://mediatum.ub.tum.de/1601943>

- [71] Consentec GmbH, Hg., „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten“, Aachen, 2020. [https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/06/22/consentec\\_vzbv\\_netzentgeltreform\\_bericht\\_20200605.pdf](https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/06/22/consentec_vzbv_netzentgeltreform_bericht_20200605.pdf).
- [72] VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2018. <https://www.vde-verlag.de/normen/0100492/vde-ar-n-4105-anwendungsregel-2018-11.html>
- [73] G. Blumberg, C. Wagner, W. Lehnert *et al.*, „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung“, Dortmund, 2021. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnispapier-beschaffung-von-blindleistung.pdf>.
- [74] E. Springmann, M. Müller, W. Duschl *et al.*, „Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – so geht intelligentes Lademanagement“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 71, Nr. 11, S. 47–50, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/bdl-so-geht-intelligentes-lademanagement>.
- [75] H. Edelmann, F. Fleischle, „Barometer Digitalisierung der Energiewende: Ein neues Denken und Handeln für die Digitalisierung der Energiewende. Berichtsjahr 2018“, 2018. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=28](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=28).
- [76] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 - Version 1.1 - Datum:2021-09-17, Commit:6b75fb88“.
- [77] A. Bogensperger, T. Estermann, F. Samweber *et al.*, „Smart Meter: Umfeld, Technik, Mehrwert“, München, 2018. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-umfeld-technik-mehrwert-ffe-veroeffentlicht-digitalisierungsleitfaden>.
- [78] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 11. Dez. 2012. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100\\_dena-Verteilnetzstudie\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf).
- [79] M. Müller, A. Zeiselmaier, J. Pedraza Gómez, „Tapping flexibility potential of decentralized controllable loads for smart markets through aggregation“ in *9th Solar & Storage Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power and Storage into Power Systems*, Dublin, 2019.
- [80] Y. Schulze, A. Ostermann, J. Reinhard *et al.*, „Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2021, [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/137/137\\_fullpaper\\_20210902\\_124934.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/137/137_fullpaper_20210902_124934.pdf).
- [81] A. Weiß, J. Reinhard, M. Müller, „Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2021, [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45\\_fullpaper\\_20210903\\_083741.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45_fullpaper_20210903_083741.pdf).
- [82] A. Weiß, A. Ostermann, M. Müller, „Simulative Analyse der aktuellen und zukünftigen Netzbelastung urbaner Versorgungsgebiete“ in *Zukünftige Stromnetze 2020*, Berlin, 2020, [https://www.researchgate.net/publication/363404572\\_Simulative\\_Analyse\\_der\\_aktuellen\\_und\\_zukunfftigen\\_Netzbelastung\\_urbaner\\_Versorgungsgebiete](https://www.researchgate.net/publication/363404572_Simulative_Analyse_der_aktuellen_und_zukunfftigen_Netzbelastung_urbaner_Versorgungsgebiete).
- [83] S. Dorendorf, U. Ventzke, B. Renner *et al.*, „E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende“,

- ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 69, Nr. 9, S. 46–49, 2019. [https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023\\_et\\_1909\\_60\\_2\\_Dorendorf.pdf](https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023_et_1909_60_2_Dorendorf.pdf).
- [84] S. Meinecke, L. Thurner, M. Braun, „Review of Steady-State Electric Power Distribution System Datasets“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 18, S. 4826, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13184826>.
- [85] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“. Dissertation, Technische Universität München (TUM), München, 2011. <https://mediatum.ub.tum.de/998003>
- [86] S. Köppl, A. Bruckmeier, F. Böing *et al.*, „Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von netzoptimierenden Maßnahmen: Teilbericht Basisdaten“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (fFE), München, 2017. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/projekt-mona-2030-abschlussbericht-einsatzreihenfolgen-veroeffentlicht/>.
- [87] *OpenDSS*. Palo Alto, Kalifornien: Electric Power Research Institute (Eprl), 2022. <https://www.epri.com/pages/sa/opensds>
- [88] Bayernwerk Netz GmbH, *Veröffentlichungspflichten Strom nach § 23 c EnWG*. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/veroeffentlichungspflichten/strom/netzstrukturmerkmale.html> (Zugriff am: 15. Februar 2022).
- [89] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt: Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation Version: 2.0“, Berlin, 2021. [https://www.bdew.de/media/documents/2021-03-25-AWH-Rollenmodell\\_Marktkommunikation\\_Version\\_2.0\\_p5Bik6C.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2021-03-25-AWH-Rollenmodell_Marktkommunikation_Version_2.0_p5Bik6C.pdf).
- [90] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Hg., „Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel“, Frankfurt am Main, 2000. [https://www.bdew.de/media/documents/Zuordnung\\_der\\_VDEW-Lastprofile\\_zum\\_Kundengruppenschlüssel.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Zuordnung_der_VDEW-Lastprofile_zum_Kundengruppenschlüssel.pdf).
- [91] Bayernwerk Netz GmbH, *Lastprofilverfahren*. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-anschiessen/netznutzung-strom/lastprofilverfahren.html> (Zugriff am: 15. Februar 2022).
- [92] Jan Figgenger, David Haberschusz, Kai-Philipp Kairies *et al.*, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018“, Aachen, 2018, <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.30057.19047>.
- [93] *OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte: Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende*. <http://www.openstreetmap.org/> (Zugriff am: 15. Februar 2022).
- [94] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Ergebnisse ohne Grenzen: der Zensus-Atlas*. <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/zensusAtlas.html> (Zugriff am: 15. Februar 2022).
- [95] S. Greif, T. Limmer, Mayer *et al.*, „Potential of air-source heat pumps complying with sound immission limits in the German building stock“ in *ETG-Kongress 2021: Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 2021, S. 414–418, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469644>.

- [96] A. Kemmler, S. Straßburg, F. Seefeldt *et al.*, „Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014“, Prognos AG; ISI Fraunhofer; Technische Universität München (TUM), Dessau-Roßlau, 2017. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/datenbasis-zur-bewertung-von-1>.
- [97] F. Jetter, „GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale“. Masterarbeit, Universität Augsburg; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), Augsburg, 2015.
- [98] W. Kalusche, S. Herkel, *BKI Baukosten 2017 Neubau: Statistische Kostenkennwerte für Gebäude*. Stuttgart: BKI Baukosteninformationszentrum, 2017.
- [99] J. Conrad, S. Greif, „Modelling Load Profiles of Heat Pumps“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 4, S. 766, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12040766>.
- [100] M. Ebner, S. Fattler, K. Ganz, „Kurzstudie Elektromobilität: Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“, München. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027\\_NEP\\_Kurzstudie\\_Emob\\_Abschlussbericht\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf).
- [101] A. Windt, O. Arnold, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“, Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, 2020. [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie\\_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf).
- [102] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Hg., „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2021. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2035\\_V2021\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf).
- [103] Kraftfahrt-Bundesamt, *Bestand an Pkw nach Segmenten und Modellreihen*. [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html) (Zugriff am: 5. April 2022).
- [104] M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard, „Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load“, *Energy*, Jg. 255, S. 124537, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>.
- [105] C. Pellinger, C. Konetschny, J. Sylla *et al.*, „Generating energy carrier specific space heating and hot water load profiles at NUTS-3-level in Europe“ in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2019, [https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/193/193\\_fullpaper\\_20190225\\_142458.pdf](https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/193/193_fullpaper_20190225_142458.pdf).
- [106] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035“, Bonn, 2022. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035_Bestaetigung.pdf).
- [107] T. Schmid, „Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“. Dissertation, Technische Universität München (TUM), München. <https://mediatum.ub.tum.de/1438975>
- [108] M. Dau, I. Hebeln, M. Hübner *et al.*, „Regionalisierte Photovoltaik-Ausbauszenarien für Schleswig-Holstein“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Online

- Sommerspecial, S. 4–9, 2021. [https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Specials/et\\_2021\\_Online\\_Sommer\\_Special\\_Dezentrale\\_Konzepte.pdf](https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Specials/et_2021_Online_Sommer_Special_Dezentrale_Konzepte.pdf).
- [109] F. Jetter, T. Schmid, „Photovoltaik-Ausbauszenarien 2050: Dachflächenanalyse für Schleswig-Holstein (unveröffentlichter Projektbericht)“, München, 2020.
- [110] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Freiburg, 4. Feb. 2022. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.
- [111] Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Hg., „Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Speicher/Mobilität)“, Berlin, 2020. [https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw\\_faktenblatt\\_stromspeicher.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw_faktenblatt_stromspeicher.pdf).
- [112] Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz, „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030“, Bonn, 2018. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2019-2030\\_Genehmigung\\_0\\_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf).
- [113] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Hg., „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2022. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2023.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf).
- [114] F. Dinkel, „Entwicklung eines integrierten Generators für Lastgänge und Mobilitätsprofile privater Haushalte unter Verwendung von Markow-Ketten“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2019.
- [115] Forschungsdatenzentren der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Hg., „Zeitverwendungserhebung 2012/2013, SUF, Version 0“, 2018. <https://www.forschungsdatenzentrum.de/de/10-21242-63911-2013-00-00-3-1-0>.
- [116] C. Pelling, T. Schmid, „Merit Order der Energiespeicherung 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2016. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20160728\\_MOS\\_Speichertechnologien-komprimiert.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20160728_MOS_Speichertechnologien-komprimiert.pdf).
- [117] B. Geringer, W. Tober, „Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis: Kosten, Reichweite, Umwelt, Komfort“, Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik TU Wien, Wien, 2012. <https://www.yumpu.com/de/document/read/3745985/batterieelektrische-fahrzeuge-in-der-praxis-osterreichischer-verein->.
- [118] J. P. Schulz, U. Schättler, „Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD“, Offenbach, 2011. [https://www.dwd.de/SharedDocs/downloads/DE/modelldokumentationen/nwv/cosmo\\_eu/lme\\_dbbeschr\\_201102.html](https://www.dwd.de/SharedDocs/downloads/DE/modelldokumentationen/nwv/cosmo_eu/lme_dbbeschr_201102.html).
- [119] L. Ecke, B. Chlond, M. Magdolen *et al.*, „Deutsches Mobilitätspanel (MOP) – Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2020/2021: Alltagsmobilität und Fahrleistung“, Karlsruhe, 2021, <https://doi.org/10.5445/IR/1000140958>.
- [120] M. Wermuth, H. Hautzinger, B. Lenz *et al.*, „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010): Schlussbericht“, Braunschweig, 2012. <https://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/9/KiD2010-Schlussbericht.pdf>.



- [121] M. D. Schulz, „Auswirkungen der Elektrifizierung von Flottenfahrzeugen auf das Energiesystem“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017.
- [122] S. Franz, „Auswirkung uni- und bidirektionalen Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung in Verteilnetzen“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2019.
- [123] N. Jooß, „Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2021.
- [124] Statistisches Bundesamt, Hg., „Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern und Versicherungen“, Wiesbaden, 2018. [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Publikationen/Downloads-Ausstattung/evs-ausstattung-privater-haushalte-2152601189004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Publikationen/Downloads-Ausstattung/evs-ausstattung-privater-haushalte-2152601189004.pdf?__blob=publicationFile).
- [125] F. Samweber, „Lastverschiebungspotenzial in Niederspannungsnetzen zum Ausgleich der PV-Einspeisung“. Diplomarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2012.
- [126] C. Lugeder, „Gemeindefache und zeitlich differenzierte Modellierung der Lastverschiebungspotentiale von Haushaltsgeräten“. Masterarbeit, Hochschule München, München, 2014.
- [127] L. Schröder, „Modellierung der Energienachfrage privater Haushalte auf Basis individueller Zeitverwendung“. Masterarbeit, Hochschule Trier, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), Trier, 2016.
- [128] N. Diefenbach, T. Loga, R. Born *et al.*, „Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand“, Darmstadt, 2002. [https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/werkzeuge/2002\\_IWU\\_DiefenbachEtAl\\_Energetische-Kenngr%C3%B6%C3%9Fenf%C3%BCr-Heizungsanlagen-im\\_Bestand.pdf](https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/werkzeuge/2002_IWU_DiefenbachEtAl_Energetische-Kenngr%C3%B6%C3%9Fenf%C3%BCr-Heizungsanlagen-im_Bestand.pdf).
- [129] EnergieAgentur.NRW, *Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“: Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten*. [https://stadt.weimar.de/fileadmin/redaktion/Dokumente/umwelt/projekte/photovoltaik/erhebung\\_wo\\_bleibt\\_der\\_strom.pdf](https://stadt.weimar.de/fileadmin/redaktion/Dokumente/umwelt/projekte/photovoltaik/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf) (Zugriff am: 5. Juni 2022).
- [130] CO2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH, *Der Stromverbrauch im Haushalt 2019*. <https://www.co2online.de/energie-sparen/strom-sparen/strom-sparen798> (Zugriff am: 18. Mai 2020).
- [131] Statistisches Bundesamt, Hg., „Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Private Haushalte und Umwelt - Berichtszeitraum 2000 - 2019“, 2021. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Publikationen/Downloads/haushalte-umwelt-pdf-5851319.html>.
- [132] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger *et al.*, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, HTW Berlin, Berlin, 2015, <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.5112.0080/1>.
- [133] M. Uhrig, „Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze“. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik (ETIT),

- Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2017. <https://doi.org/10.5445/IR/1000072324>
- [134] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*. Berlin: VDE Verlag, 1995.
- [135] *DIN 18015-1:2020-05, Elektrische Anlagen in Wohngebäuden: Teil 1: Planungsgrundlagen*, Berlin. <https://dx.doi.org/10.31030/3143895>
- [136] E.-R. Schramek, E. Sprenger, H. Recknagel, *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2001.
- [137] *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung*, 2067 Blatt 12:2017-04, VDI - Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf, 2017. <https://www.beuth.de/de/technische-regel/vdi-2067-blatt-12/261571718>
- [138] *Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen*, 4655 Blatt 1, VDI - Fachbereich Energietechnik, Düsseldorf, 2008.
- [139] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Verband kommunaler Unternehmen e. V. und GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, Hg., „BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden: Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“, Berlin, 2016. [https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden\\_20160630\\_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf).
- [140] M. Hinterstocker, B. Eberl, S. von Roon, „Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas“, München, 2015. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/weiterentwicklung-der-standardlastprofile-gas/>.
- [141] M. Hellwig, „Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile“. Dissertation, München, 2003. <https://mediatum.ub.tum.de/601557>
- [142] S. Köppl, A. Zeiselmaier, T. Estermann *et al.*, „C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands: Abschlussbericht der FfE“, München, 2020, <https://doi.org/10.34805/ffe-188-20>.
- [143] B. T. U. C. VDEW, Hg., „Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile: step-by-step“, Cottbus, 2000. [https://www.bdew.de/media/documents/2000131\\_Anwendung-repraesentativen\\_Lastprofile-Step-by-step.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf).
- [144] M. Ebner, C. Fiedler, F. Jetter *et al.*, „Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe“ in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2019, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916317>.
- [145] M. Schroedter-Homscheidt, A. Faiza, J. Betcke *et al.*, „User Guide to the CAMS Radiation Service“, Shinfield Park 9, 2021. [https://atmosphere.copernicus.eu/sites/default/files/2022-01/CAMS2\\_73\\_2021SC1\\_D3.2.1\\_2021\\_UserGuide\\_v1.pdf](https://atmosphere.copernicus.eu/sites/default/files/2022-01/CAMS2_73_2021SC1_D3.2.1_2021_UserGuide_v1.pdf).
- [146] J.-P. Beck, A. Fay, C. Derksen *et al.*, „MEO - Modellexperimente in der operativen Energiesystemanalyse: Gemeinsamer Schlussbericht“, Helmut-Schmidt-Universität, Hamburg, 2022.
- [147] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Marktstammdatenregister (MaStR)*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (Zugriff am: 3. Juli 2019).

- [148] P. Nobis, „Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen“. Dissertation, Technische Universität München (TUM), München, 2016. <https://mediatum.ub.tum.de/1276473>
- [149] M. Müller, „Optimierung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen, Photovoltaikanlagen und Stromspeichern durch Blindleistungsregelung“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2014.
- [150] Z. Wang, „Regelbare Komponenten in Verteilnetzen zur Netzentlastung“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2016.
- [151] F. Samweber, „Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze“. Dissertation, Technische Universität München (TUM), München, 2018. <https://mediatum.ub.tum.de/1379767>
- [152] B. Kleinertz, „Demand Response potential of household Power-to-Heat employing thermal storage“. Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), Darmstadt, 2016.
- [153] J. Reinhard, „Entwicklung einer interaktiven Kartendarstellung für Ergebnisse von Verteilnetzsimulationen und Automatisierung von Netzausbau“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017.
- [154] V. Vachenauer, „Analyse des Ansteckverhaltens von Elektrofahrzeugnutzern auf die resultierende Netzbelastung“. Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM), Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2022.
- [155] F. Schmalfuß, M. Kreußlein, C. Mair *et al.*, „Smart charging in daily routine – expectations, experiences, and preferences of potential users“ in *Proceedings, Grid Integration of Electric Mobility*, J. Liebl, Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, S. 33–47, [https://doi.org/10.1007/978-3-658-15443-1\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-658-15443-1_6).
- [156] M. Müller, F. Samweber, P. Leidl, „Impact of different charging strategies for electric vehicles on their grid integration“ in *Proceedings, Netzintegration der Elektromobilität 2017*, J. Liebl, Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, S. 41–55, [https://doi.org/10.1007/978-3-658-19293-8\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-658-19293-8_5).
- [157] A. Ostermann, T. Haug, V. Engwerth *et al.*, „Project Bidirectional Charge Management - Insights and Evaluation of the Field Trial“ in *Proceedings, Antriebe und Energiesysteme von morgen: 16. Internationaler MTZ Kongress "Zukunftsantriebe"*, J. Liebl, Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022.
- [158] DIN EN 12831:2003-08, *Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast; Deutsche Fassung EN 12831:2003*, Berlin.
- [159] VDEW, Energieressourcen-Institut e.V., Hg., „Abschlussbericht Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“, Frankfurt am Main, Cottbus, 2022. <https://www.bdew.de/media/documents/Abschlussbericht-Bestimmung-Lastprofilen-unterbrechbare-Verbrauchseinrichtungen.pdf>.

- [160] S. Englberger, „Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid Effects“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2020.
- [161] M. Müller, Y. Schulze, „Future grid load with bidirectional electric vehicles at home“ in *ETG-Kongress 2021: Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 2021, S. 722–727, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469677>.
- [162] Y. Schulze, N. Jooß, M. Müller, „Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge“ in *Zukünftige Stromnetze 2022*, Berlin, 2022, <https://doi.org/10.34805/ffe-08-22>.
- [163] E. Morlock, „Entwicklung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells für Vehicle-to-Home-Systeme: Optimierte Prosumer-Haushalte mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen: eine techno-ökonomische Analyse der Eigenverbrauchserhöhung, Batterienutzung, und Verteilnetzauswirkungen“. Masterarbeit, Technische Universität Berlin; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2020.
- [164] A. Weigand, K. Rogg, S. Köppl *et al.*, „Digitaler Netzanschluss: Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neu gedacht“, *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, 5-6, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/digitaler-netzanschluss-schnittstelle-zwischen-gebäude-und-stromnetz-neu-gedacht-2>.
- [165] A. Jossen, W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 2. Aufl. Göttingen: MatrixMedia, 2021.
- [166] M. Buddeke, C. Krüger, F. Merten, „Restore2050: Modellbeschreibung: Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem“, Wuppertal, 2016. [https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050\\_AP7\\_Modell.pdf](https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050_AP7_Modell.pdf).
- [167] Y. Blume, M. Müller, N. Jooß, „Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles“ in *6th Grid Service Market Symposium*, Luzern, 2022, [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/08/GSM2022\\_Effects-of-variable-grid-fees-on-distribution-grids\\_Yannic-Blume\\_paper.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/08/GSM2022_Effects-of-variable-grid-fees-on-distribution-grids_Yannic-Blume_paper.pdf).
- [168] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften: (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG)*. Berlin, 2020.
- [169] M. Müller, S. Rodler, N. Jooß, „Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles“ in *6th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Den Haag, 2022.
- [170] DIN EN 50160:2020-11, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN\_50160:2010\_+ Cor.:2010\_+ A1:2015\_+ A2:2019\_+ A3:2019*, Berlin.
- [171] P. Leidl, „Implementierung einer prognosebasierten Ladesteuerung für Heimspeichersysteme in GridSim“. Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2016.
- [172] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Hg., „Monitoringbericht 2018: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB“. Stand: 21.

- November 2018, Bonn, 2018. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht\\_Energie2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7).
- [173] E.ON Energie Deutschland GmbH, *Gewerbestromrechner*. <https://www.eon.de/de/gk/strom/gewerbestromrechner.html> (Zugriff am: 8. April 2021).
- [174] Bayernwerk Netz GmbH, *Preisblatt Netzentgelte Strom*. <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgeltestrom/20210301-bayernwerk-preisblaetter-strom-2021-gesamt.pdf>.
- [175] F. Böing, A. Regett, „Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 12, S. 2260, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12122260>.
- [176] T. Kern, S. Kigle, „Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System“, *Proceedings ICACER 2022*, in review.
- [177] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., *BDEW-Strompreisanalyse*. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Zugriff am: 5. April 2022).
- [178] F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger *et al.*, „Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017. [https://www.ffe.de/images/stories/pressemitteilung/756\\_MONA\\_Abschlussbericht\\_Einsatzreihenfolgen/4\\_MONA\\_2030\\_Abschlussbericht\\_Teil\\_Einsatzreihenfolge.pdf](https://www.ffe.de/images/stories/pressemitteilung/756_MONA_Abschlussbericht_Einsatzreihenfolgen/4_MONA_2030_Abschlussbericht_Teil_Einsatzreihenfolge.pdf).
- [179] Consentec GmbH und Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI, Hg., „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, Aachen, Karlsruhe, 2018. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=9).
- [180] A. Weigand, „Intelligente Wärme München: Ergebnisbericht“, München, Jan. 2021. <https://www.swm.de/dam/doc/magazin/c-sells-ergebnisbericht.pdf>.
- [181] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project, Hg., „Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz - SteuerVerG“, Berlin, 2021. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Verteilnetzausbau\\_fuer\\_die\\_Energiewende\\_-\\_Elektromobilitaet\\_im\\_Fokus\\_EV-Grid\\_/20210115\\_Stellungnahme\\_SteuVerG\\_AVW\\_AEW\\_RAP.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Verteilnetzausbau_fuer_die_Energiewende_-_Elektromobilitaet_im_Fokus_EV-Grid_/20210115_Stellungnahme_SteuVerG_AVW_AEW_RAP.pdf).
- [182] S. Dorendorf, U. Ventzke, B. Renner *et al.*, „Auswirkungen von Wärmepumpen und E-Mobilität auf die E.ON Verteilnetze“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 70, Nr. 12, S. 41–44, 2020. [https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2020/12/PDF\\_et\\_12\\_2020\\_S.41-44.pdf](https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2020/12/PDF_et_12_2020_S.41-44.pdf).
- [183] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Hg., „KOF: Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene“. FNN-Hinweis, Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Sep. 2018. <https://www.vde.com/resource/blob/1769758/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf>.

- [184] M. Lehmann, S. Bahn, N. Schirmer *et al.*, „Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität: Vorstellung eines kooperativen Konzeptes für die Netzintegration von Elektromobilität“. <https://smarter-laden.eu/wp-content/uploads/2022/06/Elli-Mitnetz-E-Bridge-Innovationsimpuls-fuer-zukunftsfahige-Netzintegration-von-Elektromobilitaet.pdf>.
- [185] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Hg., „Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt: Ein Beitrag der Verteilnetzbetreiber im BDEW zum Netzkonzept 2030“, Berlin. [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf).

## Veröffentlichungen des Autors

**M. Müller**, S. Rodler, N. Jooß, „Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles“ in *6th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Den Haag, 2022. (in press)

Y. Blume, **M. Müller**, N. Jooß, „Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles“ in *6th Grid Service Market Symposium*, Luzern, 2022. [www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/08/GSM2022\\_Effects-of-variable-grid-fees-on-distribution-grids\\_Yannic-Blume\\_paper.pdf](http://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/08/GSM2022_Effects-of-variable-grid-fees-on-distribution-grids_Yannic-Blume_paper.pdf).

E. Springmann, A. Bruckmeier, **M. Müller**, „Performance evaluation of German smart meter infrastructure for load management through grid operators“, *Energy Informatics*, Jg. 5, S1, 2022, <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00204-9>.

**M. Müller**, Y. Blume, J. Reinhard, „Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load“, *Energy*, Jg. 255, S. 124537, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>.

Y. Schulze, N. Jooß, **M. Müller**, „Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge“ in *Zukünftige Stromnetze 2022*, Berlin, 2022, <https://doi.org/10.34805/ffe-08-22>.

A. Weiß, F. Biedenbach, **M. Müller**, „Probabilistic Load Profile Model for Public Charging Infrastructure to Evaluate the Grid Load“, *Energies*, Jg. 15, Nr. 13, S. 4748, 2022, <https://doi.org/10.3390/en15134748>.

E. Springmann, **M. Müller**, W. Duschl *et al.*, „Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – so geht intelligentes Lademanagement“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 71, Nr. 11, S. 47–50, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/bdl-so-geht-intelligentes-lademanagement>.

Y. Schulze, A. Ostermann, J. Reinhard, **M. Müller**, „Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2021. [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/137/137\\_fullpaper\\_20210902\\_124934.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/137/137_fullpaper_20210902_124934.pdf).

A. Weiß, J. Reinhard, **M. Müller**, „Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2021, [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45\\_fullpaper\\_20210903\\_083741.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45_fullpaper_20210903_083741.pdf).

**M. Müller**, Y. Schulze, „Future grid load with bidirectional electric vehicles at home“ in *ETG-Kongress 2021: Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 2021, S. 722–727, <https://www.ieeexplore.ieee.org/document/9469677>.

A. Weiß, F. Biedenbach, **M. Müller**, „Simulation and analysis of future electric mobility load effects in urban distribution grids“ in *ETG-Kongress 2021: Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 2021, S. 347–552. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469636>.

Y. Schulze, **M. Müller**, S. Faller *et al.*, „Was ist Netzdienlichkeit?“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 71, Nr. 3, S. 34–37, 2021. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit>.

**M. Müller**, F. Biedenbach, J. Reinhard, „Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 15, S. 3843, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13153843>.

A. Ostermann, **M. Müller**, S. Faller, „Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany“ in *NEIS 2020: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems Hamburg, 14 - 15 September 2020*, 1. Aufl., Berlin: VDE Verlag, 2020. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9273410>.

S. Köppl, A. Zeiselmaier, T. Estermann *et al.*, „C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands: Abschlussbericht der FfE“, München, 2020, <https://doi.org/d0.34805/ffe-188-20>.

S. Faller, **M. Müller**, A. Ostermann *et al.*, „Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 70, 1-2, S. 80–83, 2020. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/03/20200401\\_Bidirektionales-Laden\\_Von\\_der\\_Last\\_zur\\_Loesung.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/03/20200401_Bidirektionales-Laden_Von_der_Last_zur_Loesung.pdf).

**M. Müller**, Y. Schulze, J. Reinhard, T. Estermann, „Simulative Abbildung von Netzbelastungssituationen in einem realen Mittelspannungsnetz und resultierender Flex-Bedarf“ in *Zukünftige Stromnetze 2020*, Berlin, 2020.

A. Weiß, A. Ostermann, **M. Müller**, „Simulative Analyse der aktuellen und zukünftigen Netzbelastung urbaner Versorgungsgebiete“ in *Zukünftige Stromnetze 2020*, Berlin, 2020.

A. Weiß, **M. Müller**, S. Franz, „Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen“, *Forschung im Ingenieurwesen*, Jg. 85, Nr. 2, S. 469–476, 2021, <https://doi.org/10.1007/s10010-020-00424-z>.

**M. Müller**, A. Zeiselmaier, J. Pedraza Gómez, „Tapping flexibility potential of decentralized controllable loads for smart markets through aggregation“ in *9th Solar & Storage Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power and Storage into Power Systems*, Dublin, 2019.

**M. Müller**, J. Reinhard, T. Estermann, „Methodology for Simulation of Large Distribution Grids with Dynamic Generation of Load Profiles“ *3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*, Dublin, 2019. [https://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/16/2019/10/2B\\_2\\_EMOB19\\_041\\_paper\\_Mueller\\_Mathias.pdf](https://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/16/2019/10/2B_2_EMOB19_041_paper_Mueller_Mathias.pdf).

M. Hinterstocker, **M. Müller**, T. Kern *et al.*, „Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies“ in *3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*, Dublin, 2019. [https://integrationworkshops.org/wp-content/uploads/sites/16/2019/10/3A\\_2\\_EMOB19\\_029\\_paper\\_Hinterstocker\\_Michael.pdf](https://integrationworkshops.org/wp-content/uploads/sites/16/2019/10/3A_2_EMOB19_029_paper_Hinterstocker_Michael.pdf).



A. Weiss, **M. Müller**, „Charakteristiken der Netzbelastung im Verteilnetz. Clusterung von Metadaten für die Auswahl individueller Netzbelastungsgebiete in München“, *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, Jg. 71, 07-08, S. 42–44, 2019, <https://doi.org/10.37544/1618-193X-2019-07-08-42>.

T. Estermann, S. Köppl, **M. Müller et al.**, „Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform: Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2019*, Berlin, 2019.

**M. Müller**, J. Reinhard, A. Ostermann *et al.*, „Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen: Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2019*, Berlin, 2019.

D. Wohlschlager, S. Köppl, A. Zeiselmaier, **M. Müller**, „Bottom-up-Szenarien am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts“, *ew*, Jg. 2019, Nr. 3, 2019.

A. Zeiselmaier, A. Bogensperger, **M. Müller**, S. Köppl „Erschließung von Kleinanlagen nach § 14a EnWG zur Flexibilitätsvermarktung“, *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Jg. 69, Nr. 3, 2019. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung>.

T. Estermann, **M. Müller**, S. Köppl, A. Weiß, „Approach to determine the effect of local flexibility options within the framework of a smart market platform“ in *Digital Proceedings of the 8th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems: Stockholm*, 2018.

A. Bogensperger, T. Estermann, F. Samweber *et al.*, „Smart Meter: Umfeld, Technik, Mehrwert“, München, 2018. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-umfeld-technik-mehrwert-ffe-veroeffentlicht-digitalisierungsleitfaden>.

**M. Müller**, T. Estermann, S. Köppl, „Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen: Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells“, *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, Nr. 6, 2018. [https://scholar.google.de/scholar?hl=de&as\\_sdt=0,5&cluster=3029379894090057094](https://scholar.google.de/scholar?hl=de&as_sdt=0,5&cluster=3029379894090057094).

**M. Müller**, F. Samweber, S. Köppl, „Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz: Ganzheitlicher Vergleich basierend auf Jahressimulationen“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2018*, Berlin, 2018. <https://docplayer.org/140189213-Vergleich-netzoptimierender-massnahmen-im-verteilnetz.html>.

T. Estermann, I. Württemberg, **M. Müller et al.**, „Steuerbox im Feldversuch: Umsetzung von Schalthandlungen mit der zukünftigen Smart-Grid-Infrastruktur bestehend aus intelligentem Messsystem und Steuerbox“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2018*, Berlin, 2018.

**M. Müller**, F. Samweber, P. Leidl, „Impact of different charging strategies for electric vehicles on their grid integration“ in *Proceedings, Netzintegration der Elektromobilität 2017*, J. Liebl,

Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, S. 41–55, [https://doi.org/10.1007/978-3-658-19293-8\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-658-19293-8_5).

B. Kleinertz, M. Gallet, **M. Müller** et al., „Optimierung der Netzzrückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-Anlagen im Niederspannungsnetz“ in *Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen*, Band 46, *Sektorkopplung Strom, Wärme und Kälte: 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Berlin, 15. und 16. Mai 2017*, H.-P. Beck und H. Wenzl, Hg., 1. Aufl., Göttingen: Cuvillier Verlag, 2017, S. 84–97.

S. Köppl, A. Bruckmeier, F. Böing et al., „Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von netzoptimierenden Maßnahmen: Teilbericht Basisdaten“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/projekt-mona-2030-abschlussbericht-einsatzreihenfolgen-veroeffentlicht>.

B. Kleinertz, **M. Müller**, M. Hinterstocker, F. Samweber, „Erstellung repräsentativer Typnetze zur Abbildung von zukünftigen Netzbelastungen“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2017*, Berlin, 2017.

F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger et al., „Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017. [https://www.ffe.de/images/stories/pressemeldung/756\\_MONA\\_Abschlussbericht\\_Einsatzreihenfolgen/4\\_MONA\\_2030\\_Abschlussbericht\\_Teil\\_Einsatzreihenfolge.pdf](https://www.ffe.de/images/stories/pressemeldung/756_MONA_Abschlussbericht_Einsatzreihenfolgen/4_MONA_2030_Abschlussbericht_Teil_Einsatzreihenfolge.pdf).

F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger, **M. Müller**, „Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen in der Niederspannung“ in *Die Energiewende: Blueprints for the new energy age : International ETG Congress 2017 : proceedings November 28-29, 2017, World Conference Center, Bonn*, 2017, S. 242–247.

E. Wruck, S. Fischhaber, **M. Müller**, „Forschungsprojekt ePlanB abgeschlossen: Intelligentes Lademanagement entwickelt“, *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, Nr. 12, 2017.

F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger et al., *Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030): Teilbericht Maßnahmenklassifizierung*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016. [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20170403\\_MONA\\_Teilbericht\\_Massnahmenklassifizierung-1.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20170403_MONA_Teilbericht_Massnahmenklassifizierung-1.pdf)

# Betreute studentische Arbeiten

S. Rodler, „Spitzenglättung als Modell zur kurativen Netzengpassbehebung – eine Analyse der Auswirkungen auf verschiedene Stakeholder“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2022.

V. Vachenauer, „Analyse des Ansteckverhaltens von Elektrofahrzeugnutzern auf die resultierende Netzbelastung“. Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM), München, 2022.

N. Bürgel, „Chancen und Risiken variabler Netzentgelte für bidirektionale Elektrofahrzeuge für die Verteilnetze“. Masterarbeit, Hochschule Konstanz Technik, Wirtschaft und Gestaltung (HTWG), Konstanz, 2021.

N. Jooß, „Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2021.

E. Aslan, "Abbildung realer Netze in einem Verteilnetzsimulationsmodell". Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM), München, 2021.

S. Englberger, „Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid Effects“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2020.

S. Franz, „Auswirkung uni- und bidirektionalen Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung in Verteilnetzen“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2019.

F. Dinkel, „Entwicklung eines integrierten Generators für Lastgänge und Mobilitätsprofile privater Haushalte unter Verwendung von Markow-Ketten“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2019.

Y. Schulze, „Szenariobasierte Analyse des Flexibilitätspotenzials eines realen Verteilnetzes im Engpassfall mithilfe eines Verteilnetzsimulationsmodells“. Masterarbeit, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH), Aachen, 2019.

J. Pedraza Gomez, „Availability Forecasts for the Development of Decentralized Flexibility Options“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2019.

A. Weiß, „Entwicklung einer Methode zur Effektivitätsbewertung dezentraler Flexibilitätsoptionen im Rahmen einer Flexibilitätsplattform“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2018.

F. Müller, „Entwicklung einer Methodik zur mehrfachen Lastflussrechnung bei netzzustandsbasierten Regelungen im Verteilnetz“. Bachelorarbeit, Hochschule München, München, 2018.

J. Reinhard, „Entwicklung einer interaktiven Kartendarstellung für Ergebnisse von Verteilnetzsimulationen und Automatisierung von Netzausbau“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2017.

G. Tamas, „Modellierung eines synthetischen Verteilnetzes und Analyse von Netzoptimierenden Maßnahmen in der Mittelspannungsebene“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2017.

C. Summerer, „Erweiterung eines Haushaltslastgang-Generators um das Mobilitätsverhalten der Bewohner“. Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM), München, 2017.

P. Leidl, „Integration börsenpreisorientierter Ladestrategien für mobile und stationäre Speicher in ein Verteilnetzmodell - Analyse netztechnischer Auswirkungen im Niederspannungsnetz“. Masterarbeit, Technische Universität München (TUM), München, 2017.

P. Leidl, „Implementierung einer prognosebasierten Ladesteuerung für Heimspeichersysteme in GridSim“. Forschungspraxis, Technische Universität München (TUM); Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2016.

# A Anhang

## A.1 Simulationsparameter

Tabelle A-1: Übersicht der Parameter für Elektrofahrzeuge

Parameter	Wert	Einheit
(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 (Klein-   Mittel-   Oberklassewagen)	38   60   100	kWh
Sicherheits-SoC	30	%
Abfahrts-SoC	70	%
Fahrprofile Datenquellen		
Privatfahrzeuge Ladeort zu Haus	MiD	
Privatfahrzeuge Ladeort Arbeitsplatz	MiD	
Gewerbliche Fahrzeuge, Arbeitsplatz	KiD	
Verbrauch	Modell nach [116]	
Blindleistungsregelung		
Ref, V2H, V2H+, V2G	$\cos \varphi = 1$	
Real Szenario	Q(U)	

Tabelle A-2: Übersicht der Parameter für Batteriespeicher

Parameter	Wert	Einheit
Ladewirkungsgrad	94,0	%
Entladewirkungsgrad	94,0	%
Leistung	Abhängig von PV-Anlage (50 % der PV-Leistung)	kW
Maximale Leistung	18	kW
Batteriekapazität	2,27-fache Leistung	kWh
Blindleistungsregelung	$\cos \varphi = 1$	

Tabelle A-3: Übersicht der Parameter für Wärmepumpen

Parameter	Wert	Einheit
Leistung	Abhängig vom Gebäude	
COP	Abhängig von Gebäude und Temperatur	
Volumen des Wärmespeichers		
Einfamilienhaus	0,7	m <sup>3</sup>
Zweifamilienhaus	1,0	m <sup>3</sup>
Mehrfamilienhaus	1,5	m <sup>3</sup>
Wärmeverluste des Speichers	3	%/h
Maximaltemperatur Speicher	65	°C
Blindleistungsregelung	cos $\varphi$ = 1	

Tabelle A-4: Übersicht der Parameter für elektrische Speicherheizungen

Parameter	Wert	Einheit
Leistung	Abhängig vom Gebäude	
Freigabezeiten (Basis)	21:00 – 07:00	Uhr
Freigabezeit (Zwischenladung)	13:00 – 17:00	Uhr
Vorwärts/rückwärts Ladung	50 / 50	%
Blindleistungsregelung	cos $\varphi$ = 1	

Tabelle A-5: Übersicht der Parameter für PV-Anlagen

Parameter	Wert	Einheit
Leistung	Aus Szenario	
Ausrichtung (Ost   Süd   West)	Aus Szenario	
Modulneigung	Aus Szenario	
Spitzenlastkappung (EEG)	70	%
Blindleistungsregelung Ref, V2H, V2H+, V2G Real Szenario	cos $\varphi$ = 1 Q(U)	

Tabelle A-6: Übersicht der Kostenstrukturen in ct/kWh für die Optimierung in den unterschiedlichen Szenarien (Kunden ohne Leistungsmessung/RLM)

Szenario	Energiebeschaffung	Netzentgelte	Steuern, Abgaben, Umlagen	Vergütung Einspeisung
Referenz, V1H, V2H	13,23	5,05	11,6	8,0
V1H+, V2H+	Börsenpreis	5,05	11,6	8,0
V2G	Börsenpreis	-	2,1	Börsenpreis
V2G & var. NE	Börsenpreis	Zeitlich variabel	2,1	Börsenpreis + var. NE

Tabelle A-7: Übersicht der Kostenstrukturen in ct/kWh für die Optimierung in den unterschiedlichen Szenarien (Kunden mit Leistungsmessung/RLM)

Szenario	Energiebeschaffung	Netzentgelt Arbeitspreis	Netzentgelt Leistungspreis (€/kWh)	Steuern, Abgaben, Umlagen	Vergütung Einspeisung
Referenz, V1H, V2H	7,62	2,08	116,32	11,6	8,0
V1H+, V2H+	Börsenpreis	2,08	116,32	11,6	8,0
V2G	Börsenpreis	-	116,32	2,1	Börsenpreis
V2G & var. NE	Börsenpreis	Zeitlich variabel	116,32	2,1	Börsenpreis + var. NE

A.2 Typische Lastgänge der Komponenten

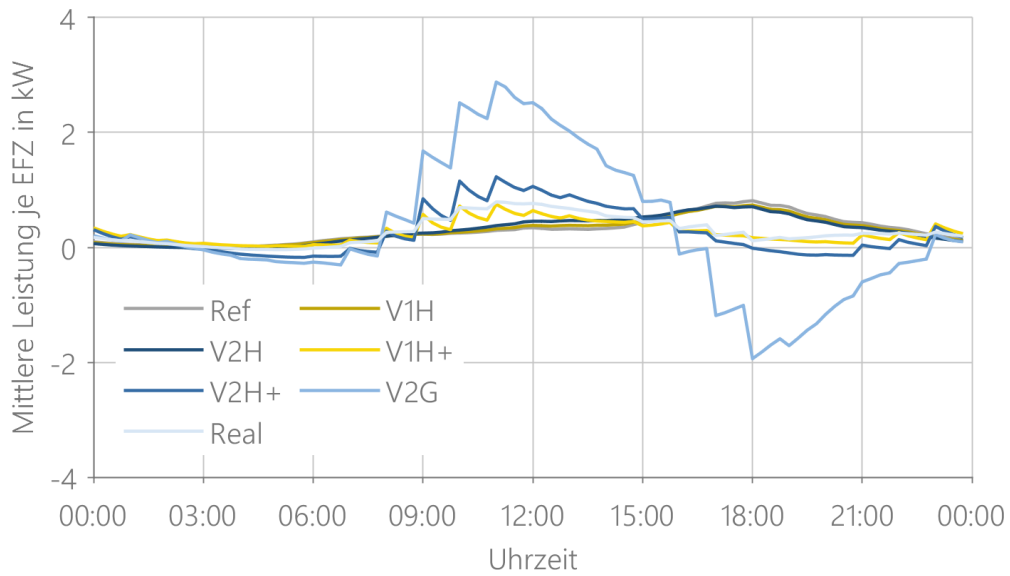


Abbildung A-1: Mittlere Leistung je EFZ über alle Tage des Jahres in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

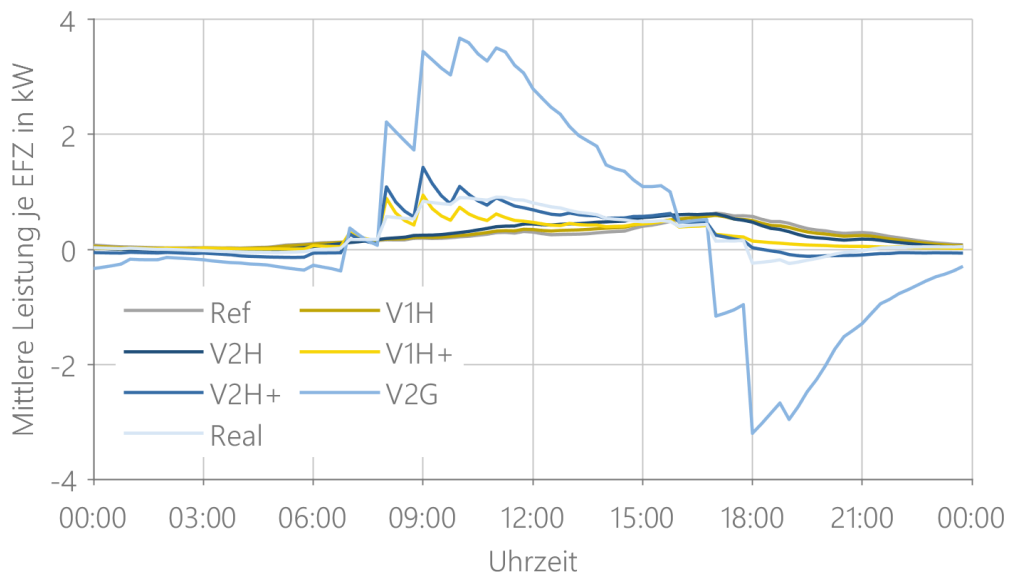


Abbildung A-2: Mittlere Leistung je EFZ im Sommer in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040



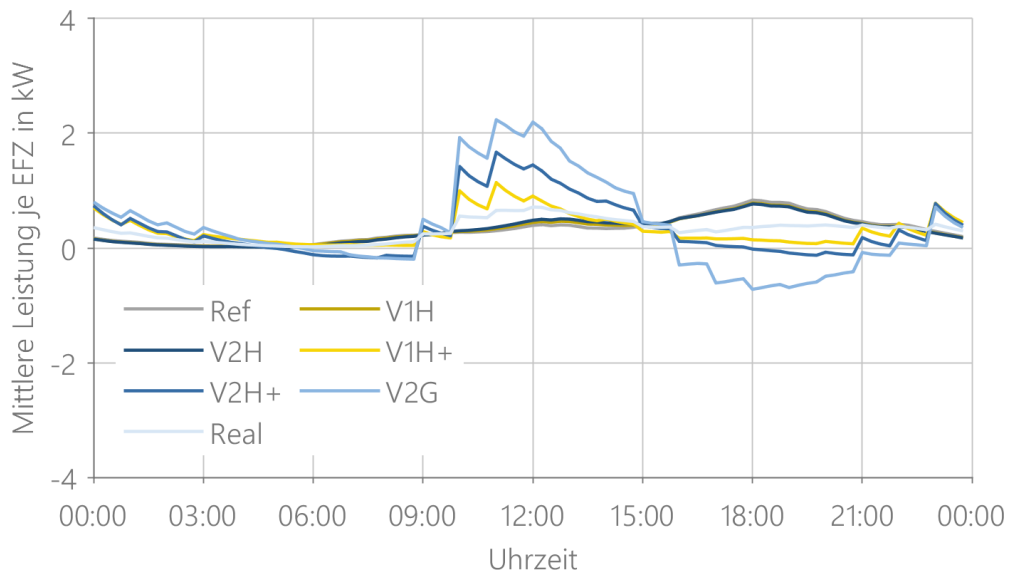


Abbildung A-3: Mittlere Leistung je EFZ im Winter in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

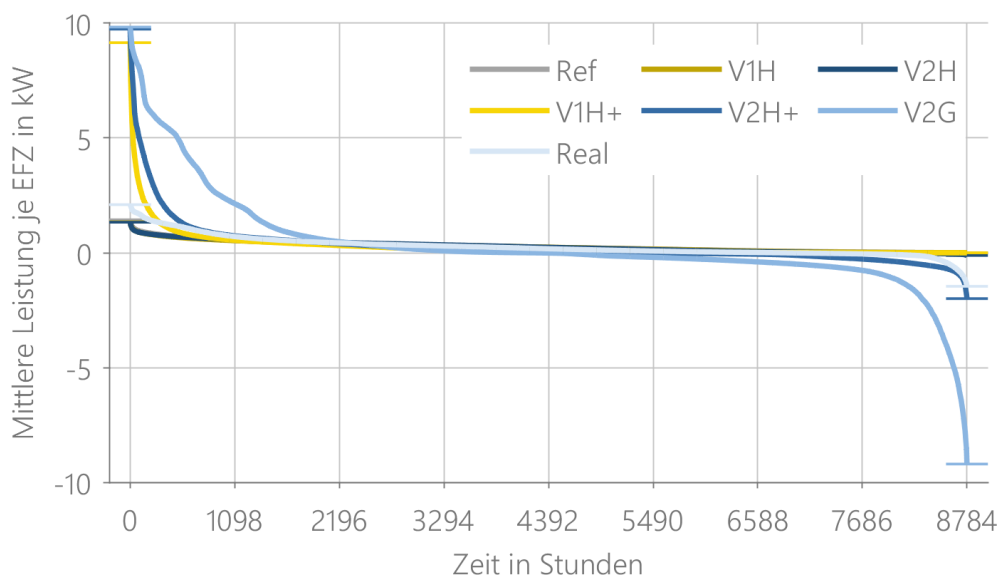


Abbildung A-4: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je EFZ in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

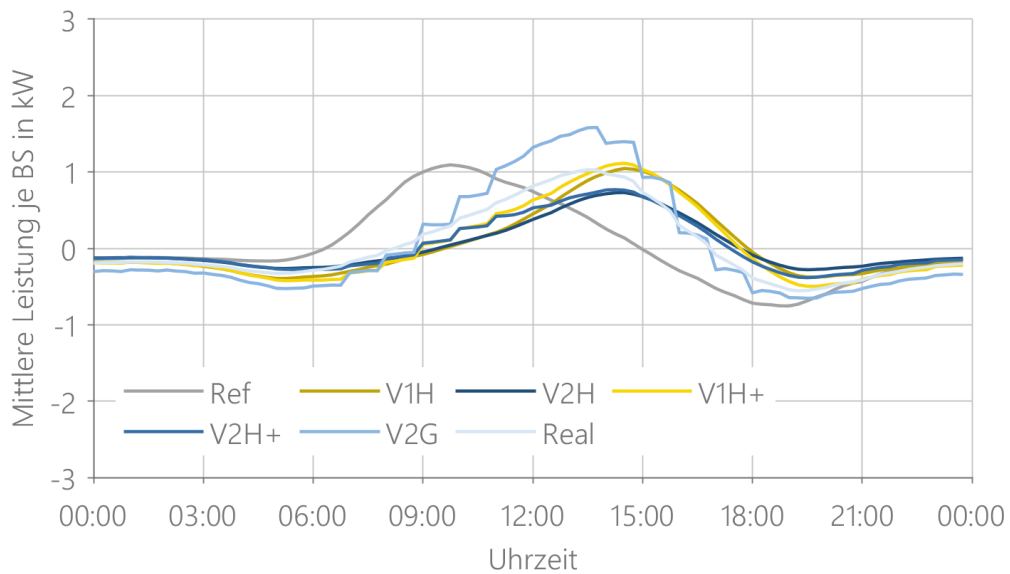


Abbildung A-5: Mittlere Leistung je BS über alle Tage des Jahres in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

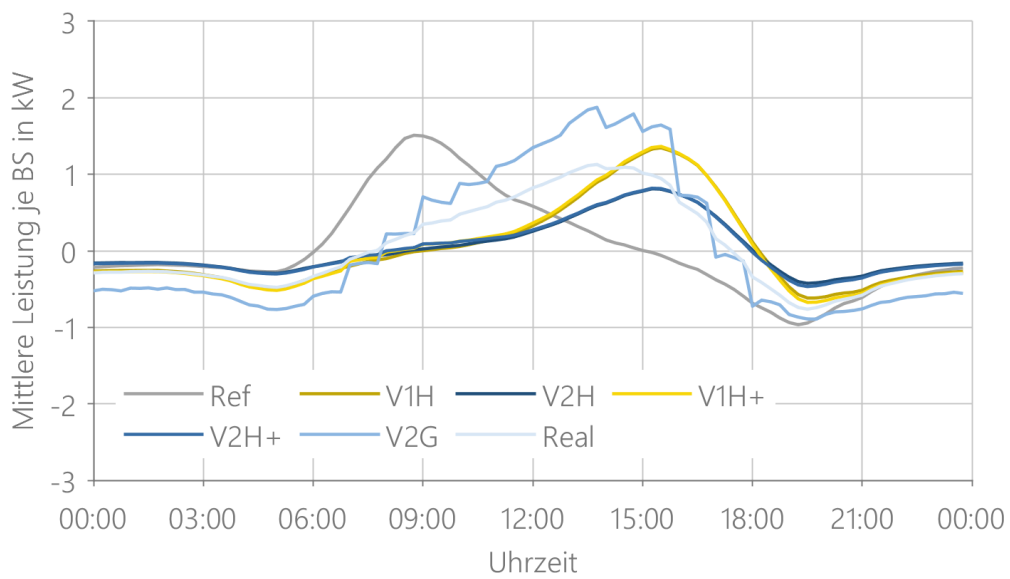


Abbildung A-6: Mittlere Leistung je BS im Sommer in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

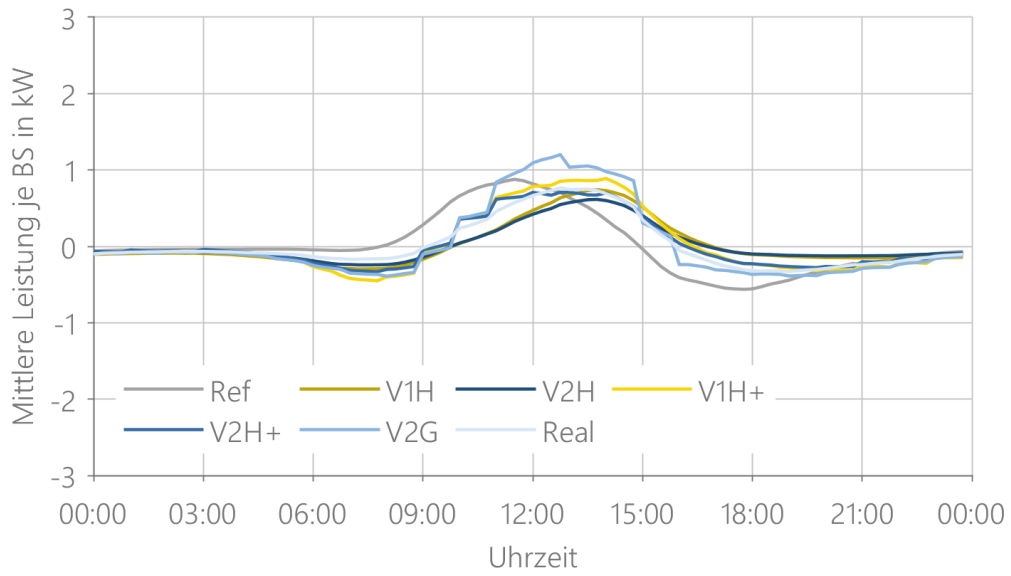


Abbildung A-7: Mittlere Leistung je BS im Winter in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

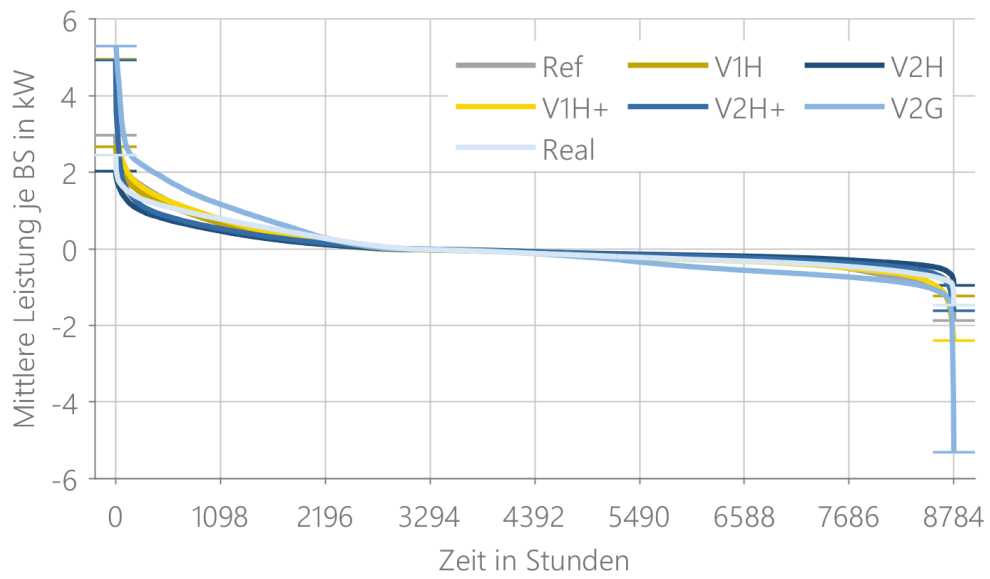


Abbildung A-8: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je BS in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

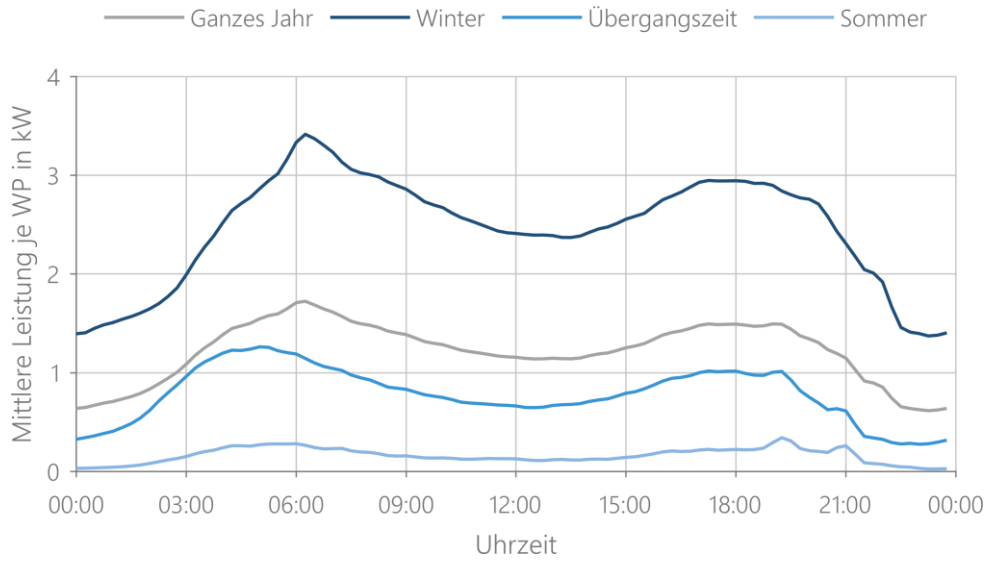


Abbildung A-9: Mittlere Leistung je WP in den unterschiedlichen Jahreszeiten im Jahr 2040

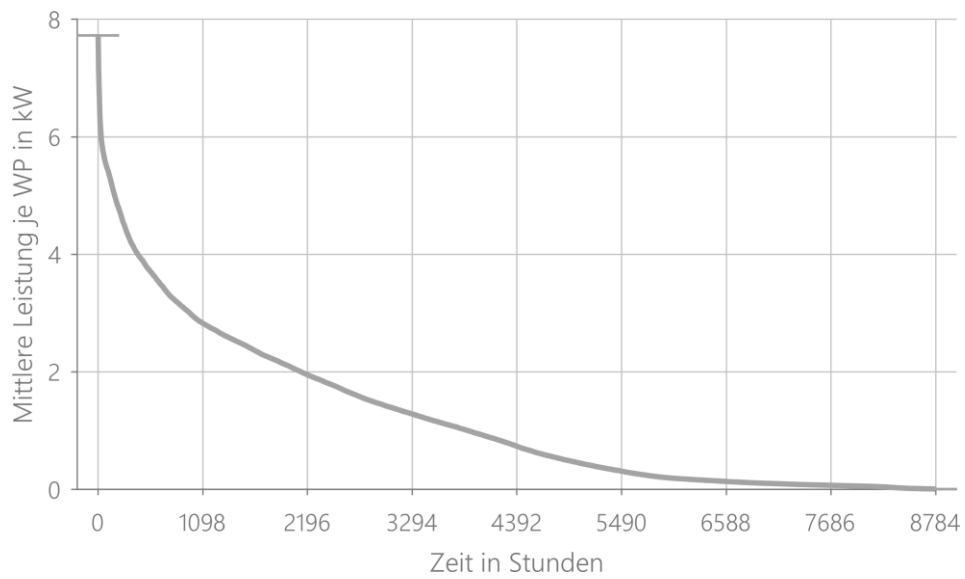


Abbildung A-10: Jahresdauerlinie der mittleren Leistung je WP im Jahr 2040

## A.3 Weitere Ergebnisse Netzüberlastungen

## Sensitivitäten der Komponenten im Referenzszenario im Jahr 2040

Kurzbeschreibung der Szenarien:

- **Referenz:** Referenzszenario 2040 (siehe Abschnitt 7.1)
- **Keine WP:** Referenzszenario ohne Wärmepumpen
- **Keine EFZ:** Referenzszenario ohne Elektrofahrzeuge
- **Nur PV:** Referenzszenario aus 2020 verknüpft mit den PV-Daten aus 2040 (kein Zubau von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Batteriespeichern bzw. Rückbau von NSH)

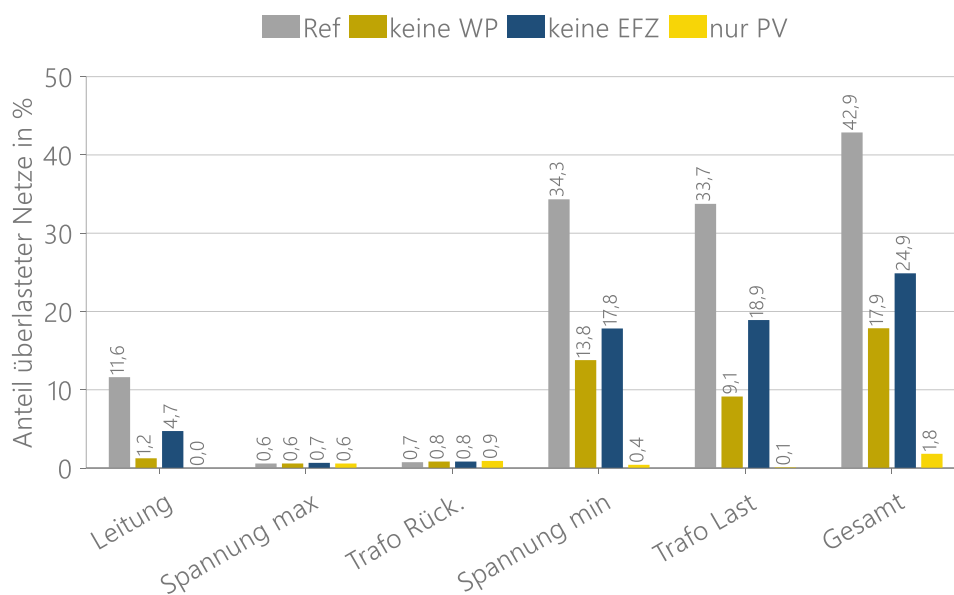


Abbildung A-11: Auftretende Netzüberlastungen in den Sensitivitäten im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten

### Teilnahmegrad an variablen Strombezugspreisen (V2H+)

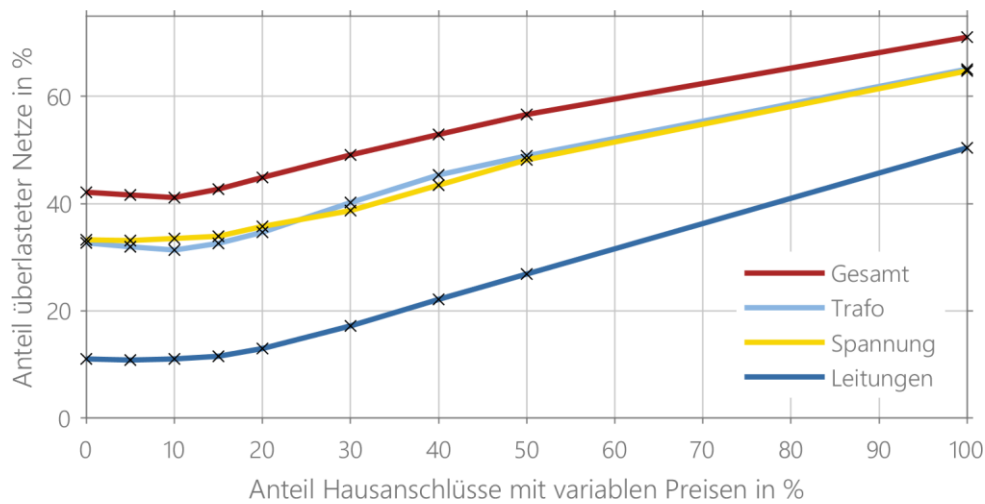


Abbildung A-12: Sensitivitätsanalyse der Auswirkung von variablen Preisen auf den Anteil der Netzüberlastungen. Variation der Hausanschlüsse von 0 % (V2H) zu 100 % (V2H+) variable Tarife im Jahr 2040

### Netzüberlastungen bei Anwendung der präventiven und kurativen Netzengpassbehebung im Jahr 2040

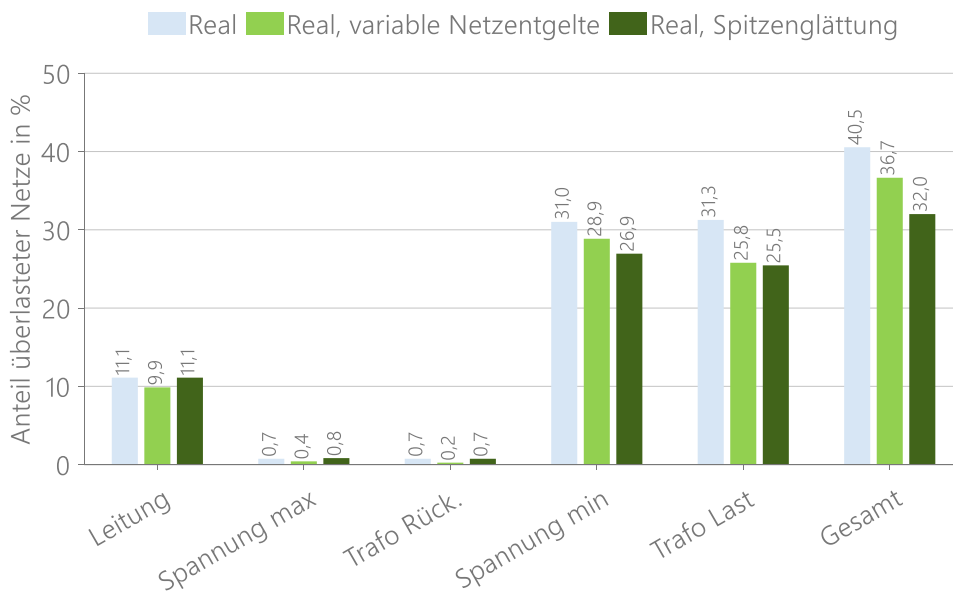


Abbildung A-13: Auftretende Netzüberlastungen im realistischen Szenario und bei Anwendung der präventiven bzw. kurativen Netzengpassbehebungen im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten

## A.4 Ladegleichzeitigkeiten der Elektrofahrzeuge

## Referenzszenario

Tabelle A-8: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im Referenzszenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	7,04	6,60	4,34	3,24	2,36	1,91	1,68
25 % Quantil	11,00	11,00	7,19	4,76	3,58	2,56	2,02	1,76
50 % Quantil	11,00	11,00	7,92	5,50	4,03	2,82	2,17	1,89
75 % Quantil	11,00	11,00	8,25	6,09	4,50	3,17	2,37	2,02
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	6,88	4,85	3,52	2,61	2,13
Standardabweichung	2,03	1,55	1,44	1,06	0,67	0,49	0,27	0,19
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

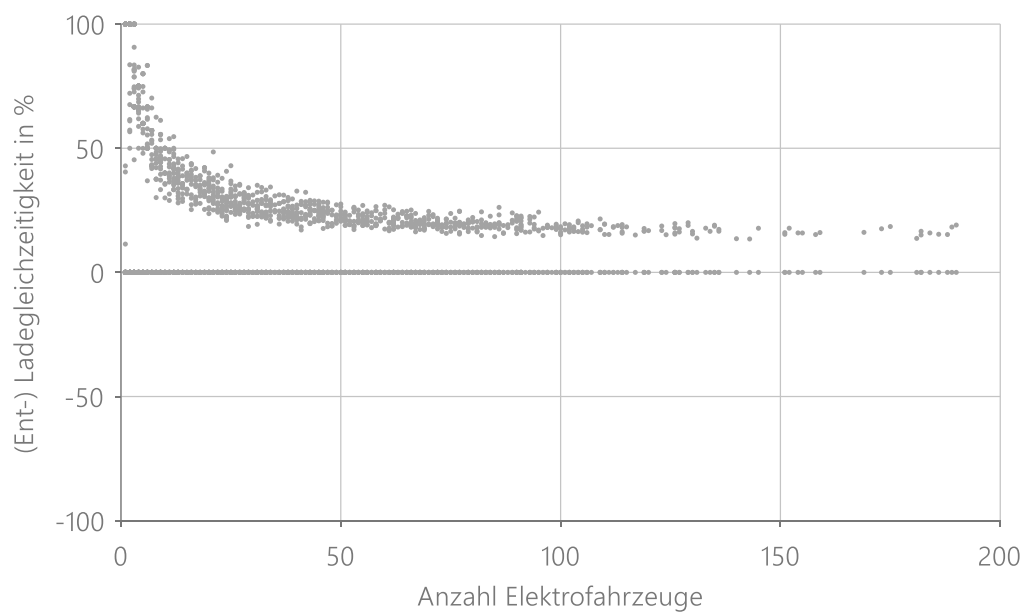


Abbildung A-14: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im Referenzszenario im Jahr 2040

**V1H Szenario**

Tabelle A-9: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	6,97	5,74	4,09	3,05	2,27	1,84	1,63
25 % Quantil	11,00	10,74	6,60	4,58	3,39	2,46	1,97	1,69
50 % Quantil	11,00	11,00	7,33	5,22	3,84	2,76	2,12	1,81
75 % Quantil	11,00	11,00	8,77	5,66	4,23	3,04	2,30	1,94
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	6,29	4,63	3,39	2,55	2,03
Standardabweichung	1,05	1,57	1,66	0,99	0,61	0,47	0,27	0,16
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

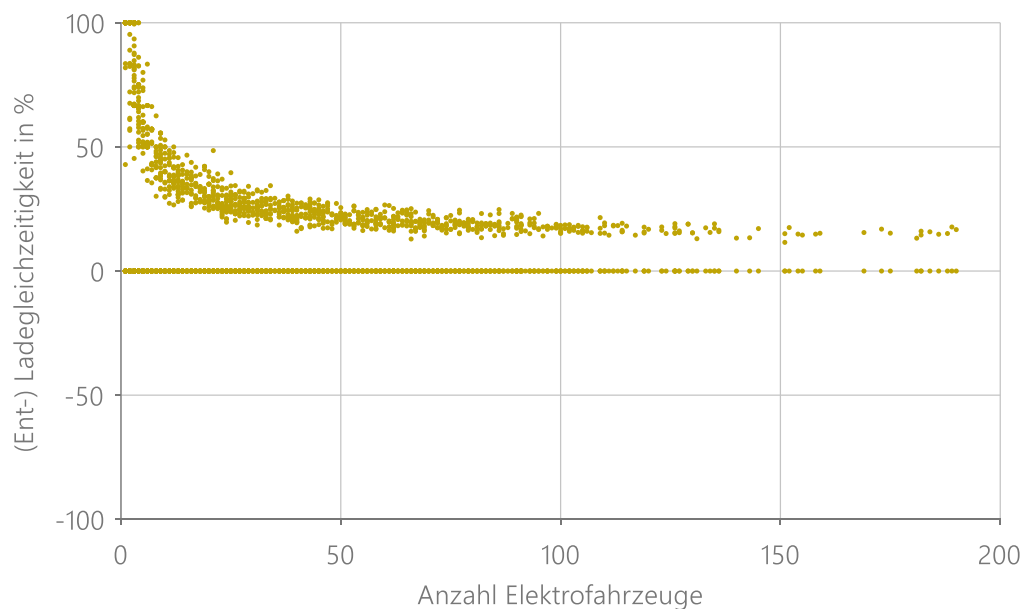


Abbildung A-15: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H Szenario im Jahr 2040



**V2H Szenario**

Tabelle A-10: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	6,97	6,34	4,22	3,11	2,32	1,85	1,63
25 % Quantil	11,00	10,87	7,06	4,66	3,50	2,50	1,97	1,69
50 % Quantil	11,00	11,00	7,67	5,48	3,93	2,81	2,12	1,83
75 % Quantil	11,00	11,00	8,94	5,78	4,43	3,12	2,30	1,94
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	6,29	4,81	3,47	2,53	2,02
Standardabweichung	0,98	1,57	1,57	0,98	0,61	0,48	0,27	0,16
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

Tabelle A-11: Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	-7,54	-5,50	-3,89	-2,27	-1,52	-0,85	-0,48	-0,35
25 % Quantil	-3,73	-4,20	-2,75	-1,83	-1,16	-0,65	-0,40	-0,29
50 % Quantil	0,00	0,00	-1,68	-1,31	-0,92	-0,51	-0,33	-0,24
75 % Quantil	0,00	0,00	0,00	-0,65	-0,62	-0,37	-0,25	-0,18
90 % Quantil	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,32	-0,28	-0,20	-0,14
Standardabweichung	3,55	2,45	1,85	0,85	0,45	0,24	0,12	0,08
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

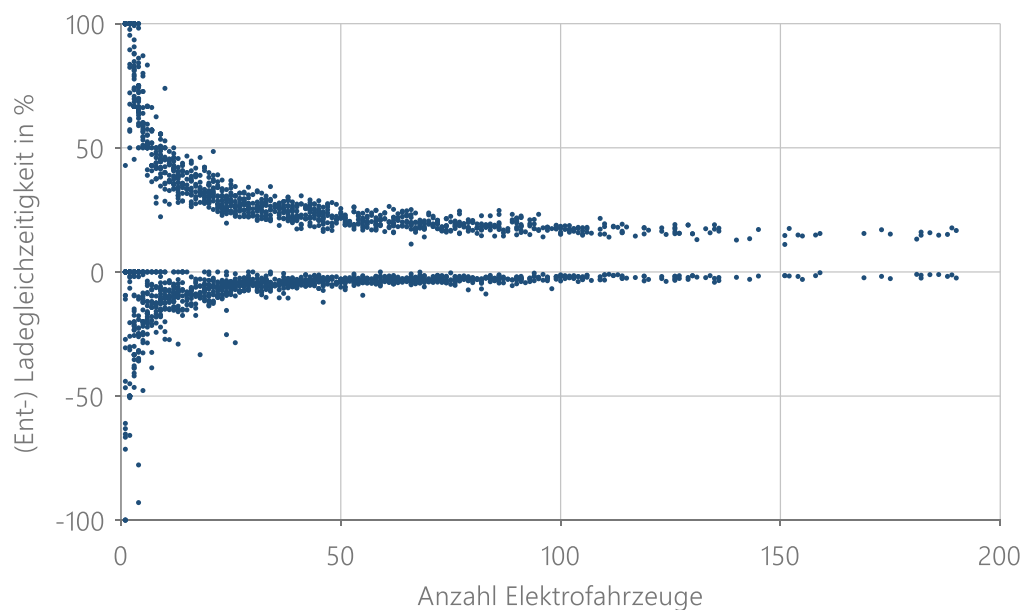


Abbildung A-16: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H Szenario im Jahr 2040

**V1H+ Szenario**

Tabelle A-12: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	11,00	8,25	8,25	7,88	8,36	8,69	8,90
25 % Quantil	11,00	11,00	9,75	9,17	8,51	8,98	9,15	9,22
50 % Quantil	11,00	11,00	11,00	9,78	9,21	9,48	9,52	9,52
75 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	10,08	9,95	9,85	9,75
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	10,28	10,16	9,93
Standardabweichung	0,38	0,27	1,18	1,13	1,14	0,79	0,58	0,41
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

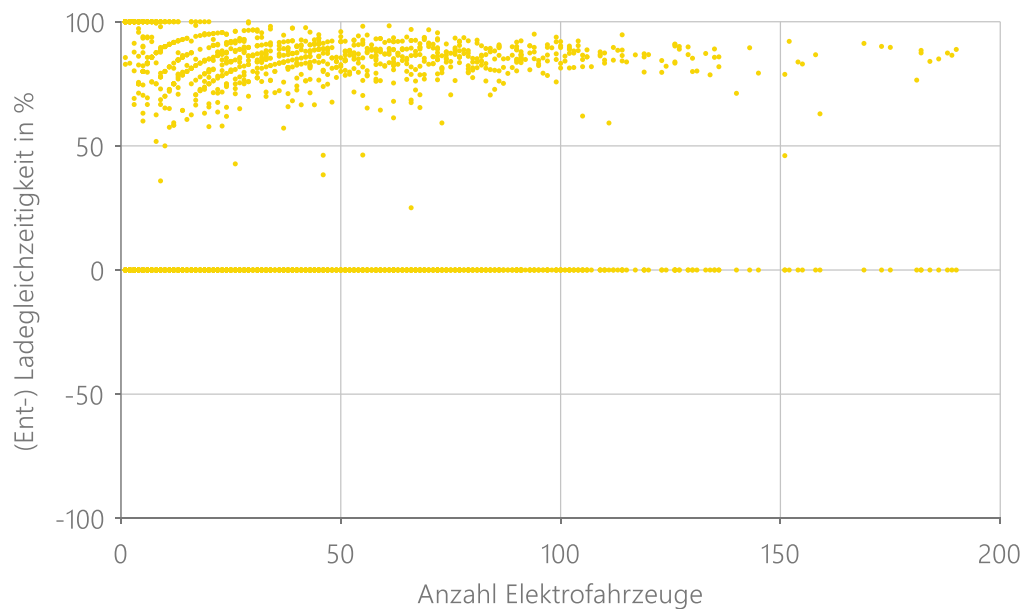


Abbildung A-17: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V1H+ Szenario im Jahr 2040

**V2H+ Szenario**

Tabelle A-13: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	11,00	9,70	9,17	8,94	9,17	9,48	9,61
25 % Quantil	11,00	11,00	11,00	9,74	9,31	9,74	9,89	9,94
50 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	10,00	10,23	10,27	10,22
75 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	10,46	10,62	10,53	10,46
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	10,73	10,54
Standardabweichung	0,00	0,00	0,68	0,84	0,84	0,67	0,55	0,38
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

Tabelle A-14: Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	-11,00	-7,14	-6,17	-5,00	-4,32	-3,63	-3,30	-3,11
25 % Quantil	-8,28	-5,56	-5,25	-3,91	-3,40	-2,99	-2,69	-2,46
50 % Quantil	-5,56	-5,50	-4,04	-3,06	-2,72	-2,40	-2,21	-2,11
75 % Quantil	-1,19	-4,63	-3,10	-2,42	-2,21	-1,90	-1,88	-1,83
90 % Quantil	-0,50	-2,62	-2,37	-2,04	-1,87	-1,56	-1,62	-1,58
Standardabweichung	3,95	2,04	1,66	1,16	1,07	0,81	0,68	0,57
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

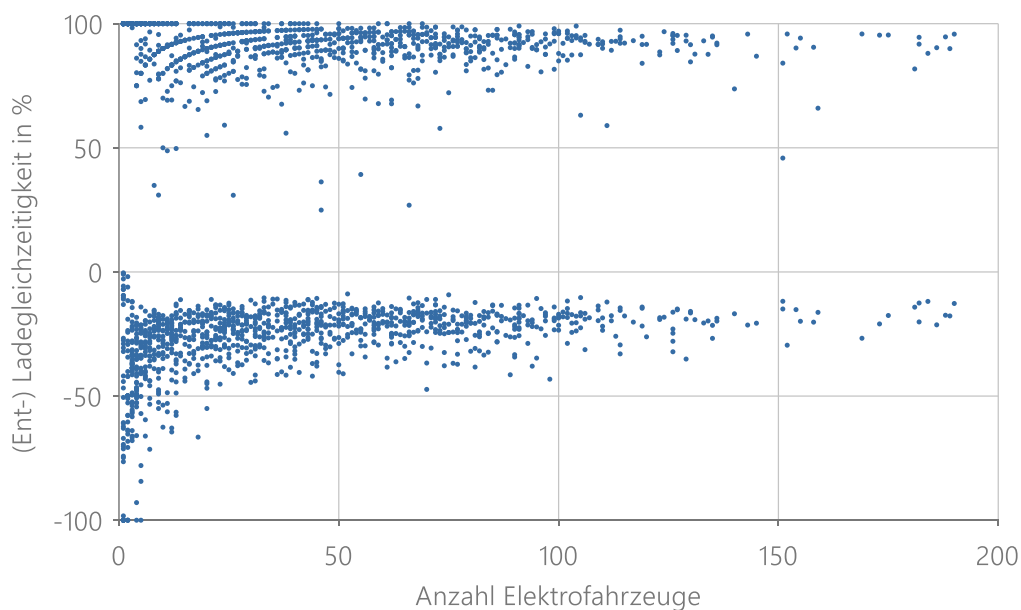


Abbildung A-18: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2H+ Szenario im Jahr 2040

**V2G Szenario**

Tabelle A-15: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	11,00	11,00	9,78	9,34	9,48	9,57	9,67
25 % Quantil	11,00	11,00	11,00	10,86	9,78	9,94	10,01	10,10
50 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	10,27	10,39	10,40	10,35
75 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	10,71	10,63	10,57
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	10,81	10,65
Standardabweichung	11,00	11,00	11,00	9,78	9,34	9,48	9,57	9,67
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

Tabelle A-16: Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	-11,00	-11,00	-11,00	-11,00	-11,00	-10,68	-10,42	-10,27
25 % Quantil	-11,00	-11,00	-11,00	-11,00	-10,65	-10,48	-10,22	-10,04
50 % Quantil	-11,00	-11,00	-11,00	-10,14	-10,00	-10,03	-9,93	-9,86
75 % Quantil	-11,00	-11,00	-11,00	-9,60	-9,31	-9,58	-9,52	-9,48
90 % Quantil	-11,00	-11,00	-8,80	-8,62	-8,68	-9,01	-9,06	-9,05
Standardabweichung	0,00	0,00	0,90	0,95	0,85	0,67	0,58	0,46
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

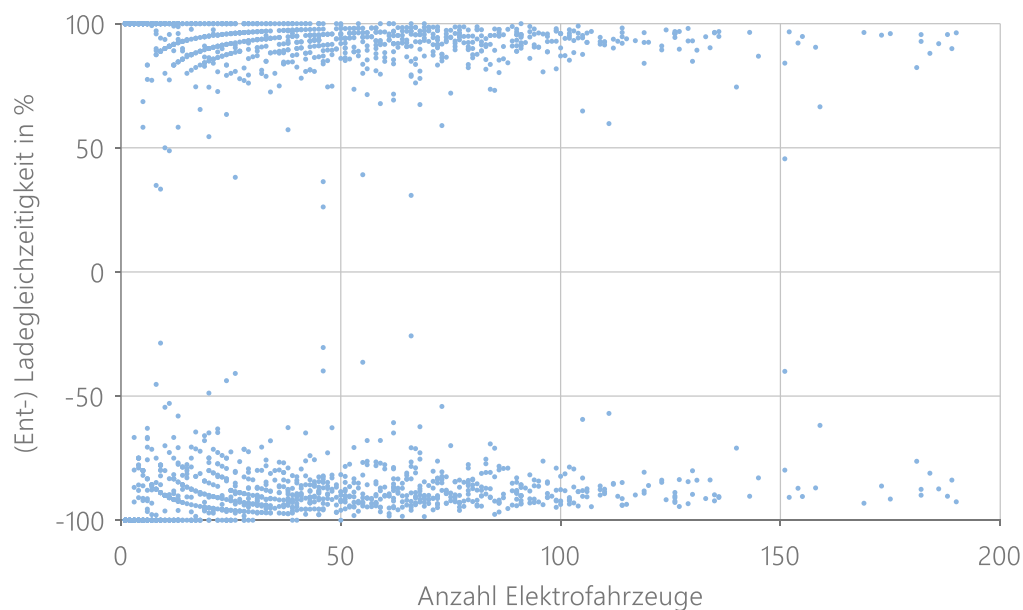


Abbildung A-19: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im V2G Szenario im Jahr 2040

**Realistisches Szenario**

Tabelle A-17: Maximal gleichzeitige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	11,00	6,04	5,77	4,40	3,37	2,68	2,30	2,16
25 % Quantil	11,00	11,00	6,64	4,89	3,81	2,93	2,49	2,38
50 % Quantil	11,00	11,00	7,33	5,50	4,27	3,21	2,71	2,56
75 % Quantil	11,00	11,00	8,88	6,29	4,73	3,60	2,96	2,77
90 % Quantil	11,00	11,00	11,00	6,95	5,35	4,01	3,27	3,05
Standardabweichung	0,00	1,79	1,69	1,00	0,84	0,58	0,39	0,33
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

Tabelle A-18: Minimal gleichzeitige Entladeleistung der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario. Alle Werte in kW/EFZ

Anzahl EFZ im Netzgebiet	1	2	3 - 5	6 - 10	11 - 20	21 - 50	51 - 100	101 - 200
10 % Quantil	-8,00	-6,08	-6,53	-4,65	-3,44	-2,85	-2,43	-2,36
25 % Quantil	-3,74	-5,50	-4,59	-3,65	-2,92	-2,40	-2,14	-2,10
50 % Quantil	0,00	-0,57	-2,75	-2,50	-2,33	-2,04	-1,89	-1,86
75 % Quantil	0,00	0,00	0,00	-1,55	-1,81	-1,64	-1,62	-1,64
90 % Quantil	0,00	0,00	0,00	-1,10	-1,36	-1,39	-1,36	-1,43
Standardabweichung	3,60	3,12	2,53	1,41	0,95	0,62	0,43	0,34
Anzahl Netzgebiete	41	49	110	105	145	334	305	83

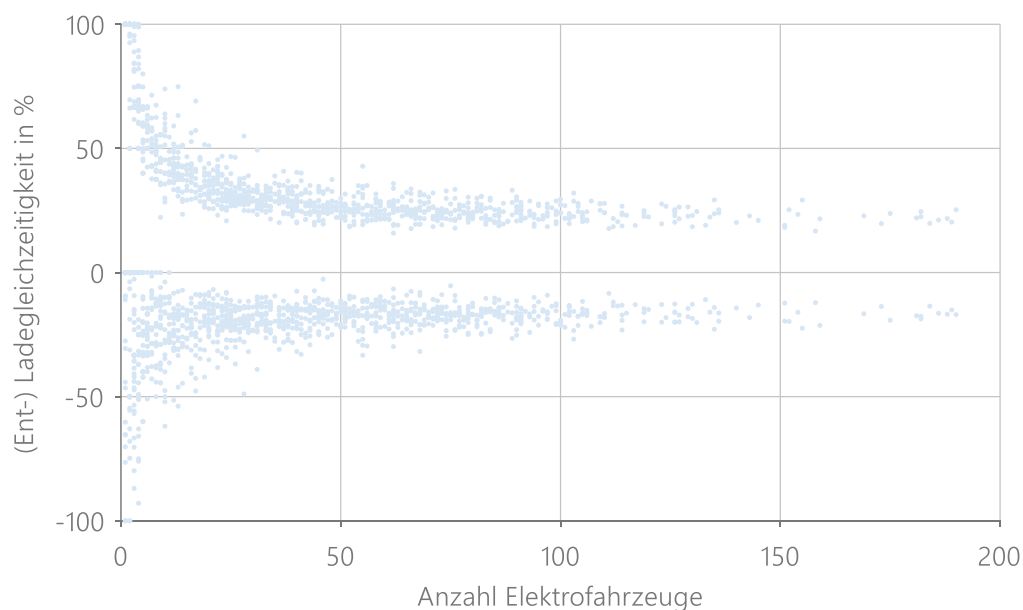


Abbildung A-20: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040

### Realistisches Szenario mit variablen Netzentgelten

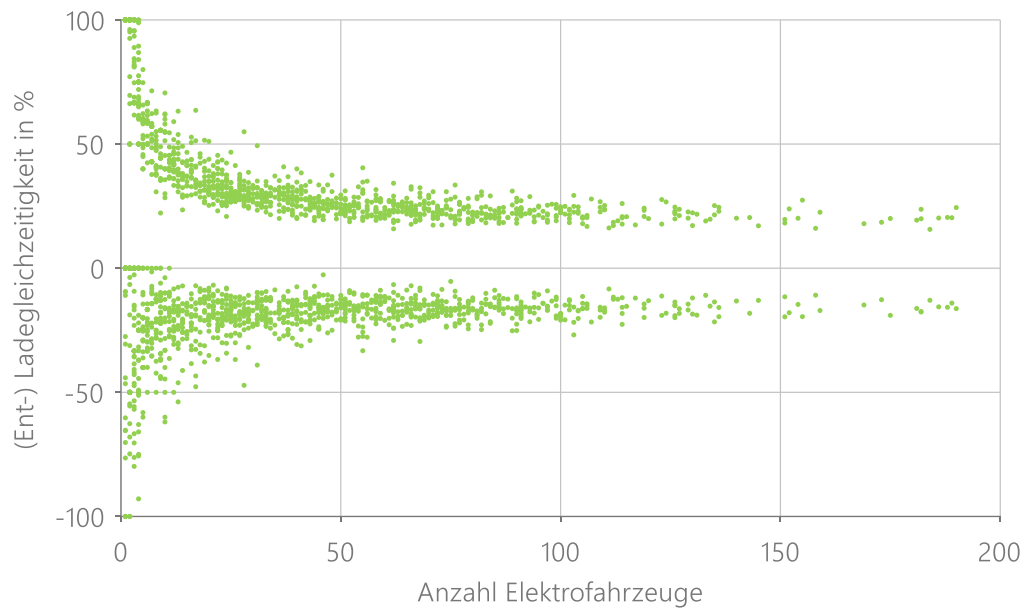


Abbildung A-21: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario mit variablen Netzentgelten im Jahr 2040

### Realistisches Szenario mit Spitzenglättung

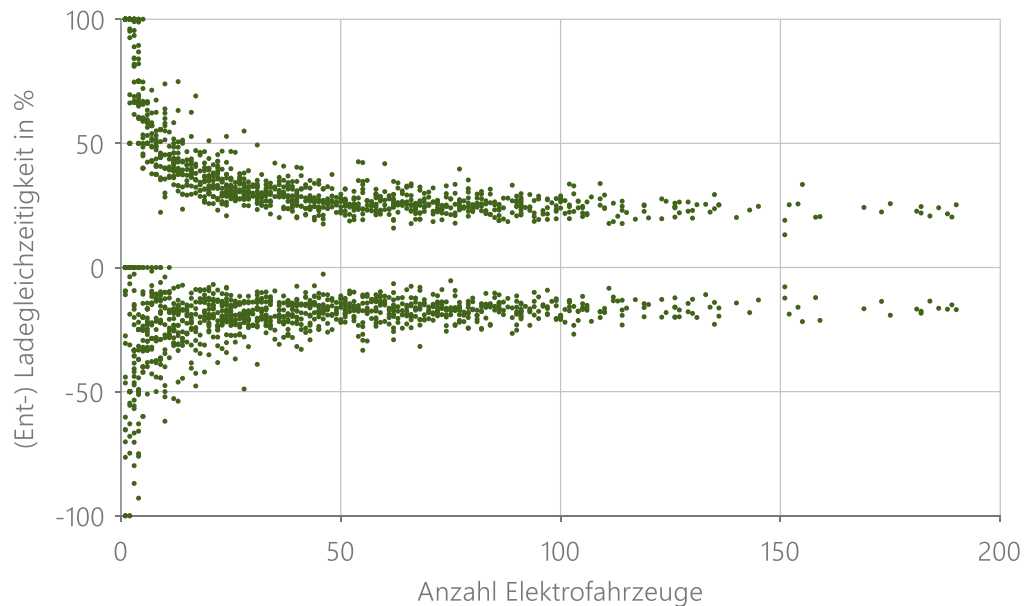


Abbildung A-22: Maximale (Ent-)Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Netzgebiet in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl im realistischen Szenario mit Spitzenglättung im Jahr 2040

A.5 Gleichzeitige Leistungen je Hausanschluss

---

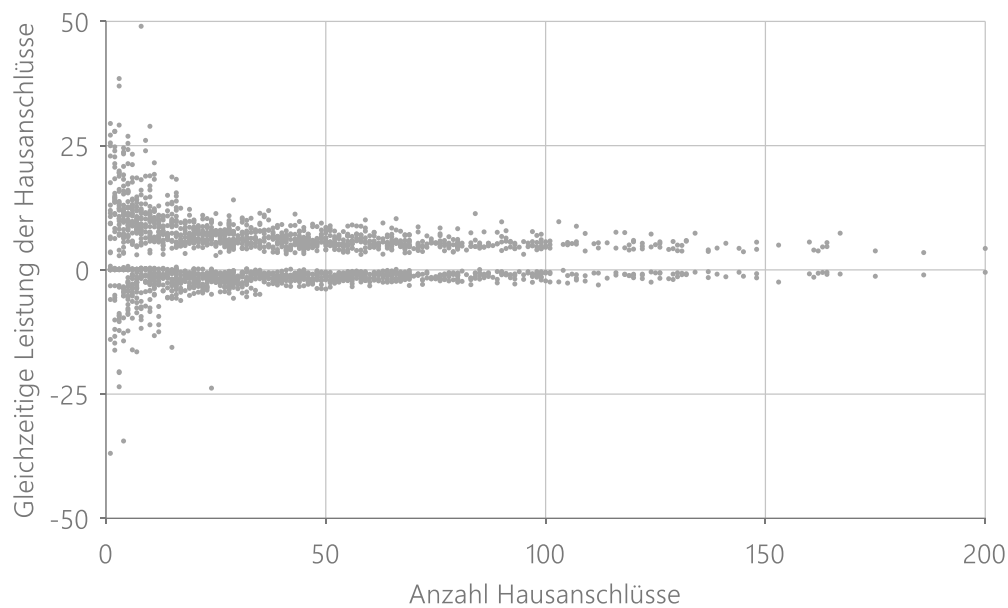


Abbildung A-23: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040

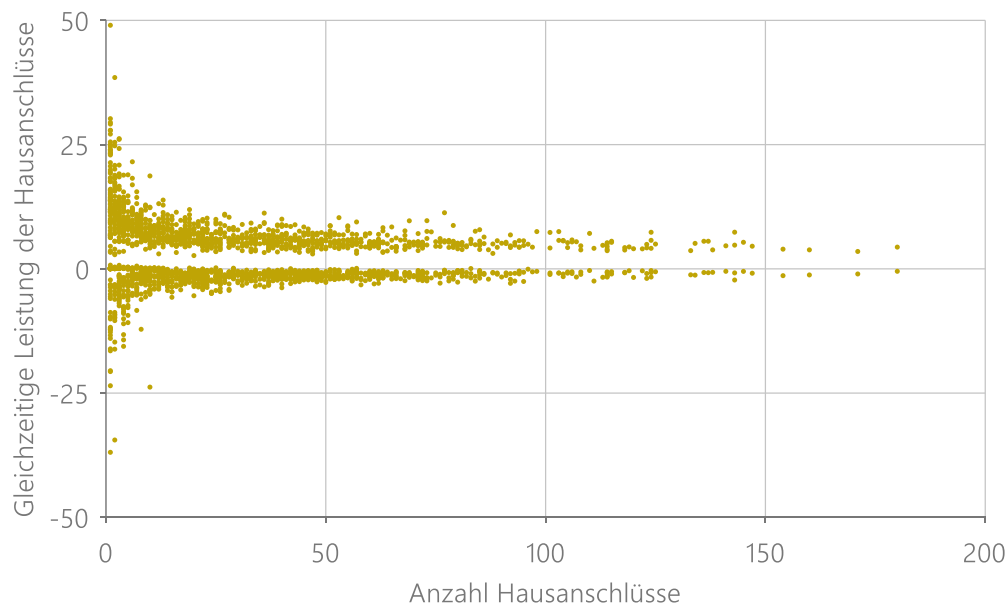


Abbildung A-24: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V1H Szenario im Jahr 2040

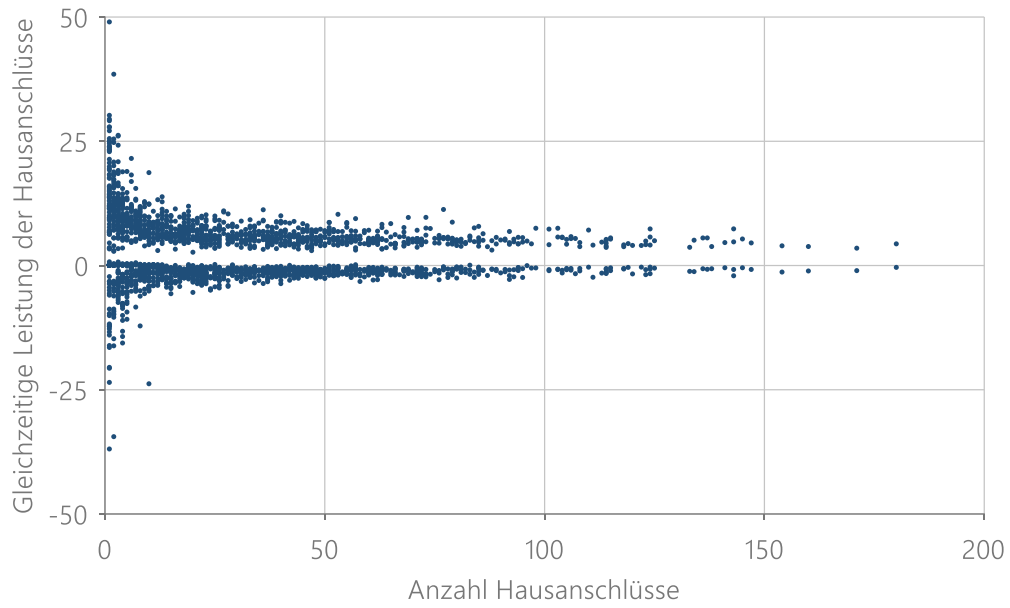


Abbildung A-25: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V2H Szenario im Jahr 2040

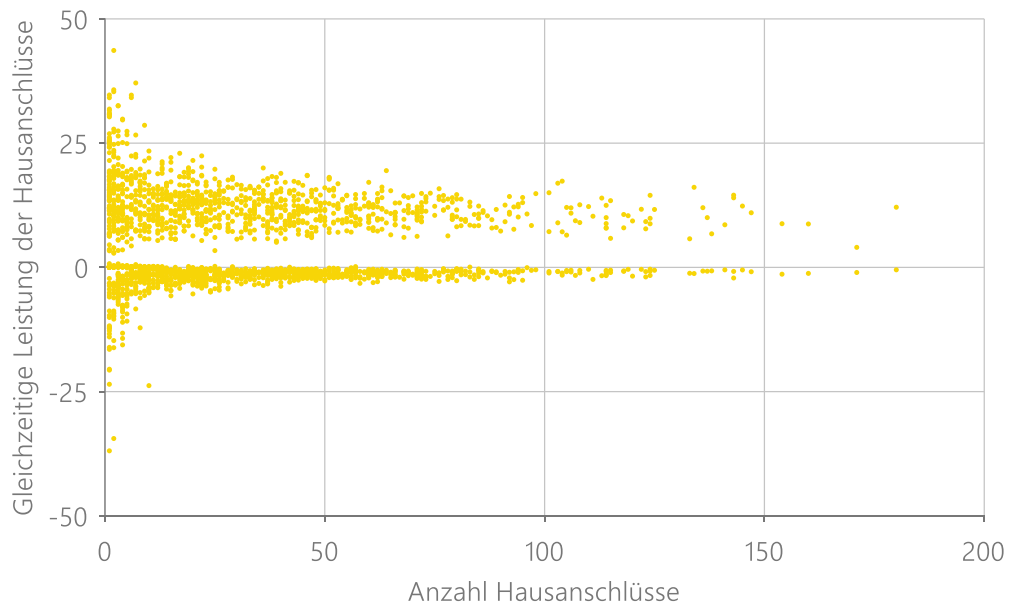


Abbildung A-26: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V1H+ Szenario im Jahr 2040



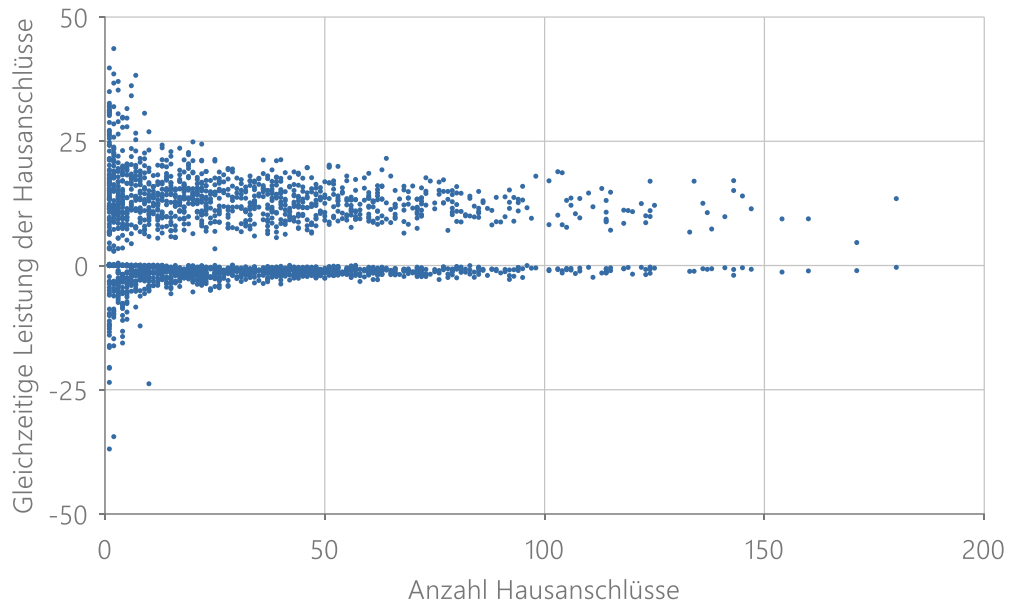


Abbildung A-27: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im V2H+ Szenario im Jahr 2040

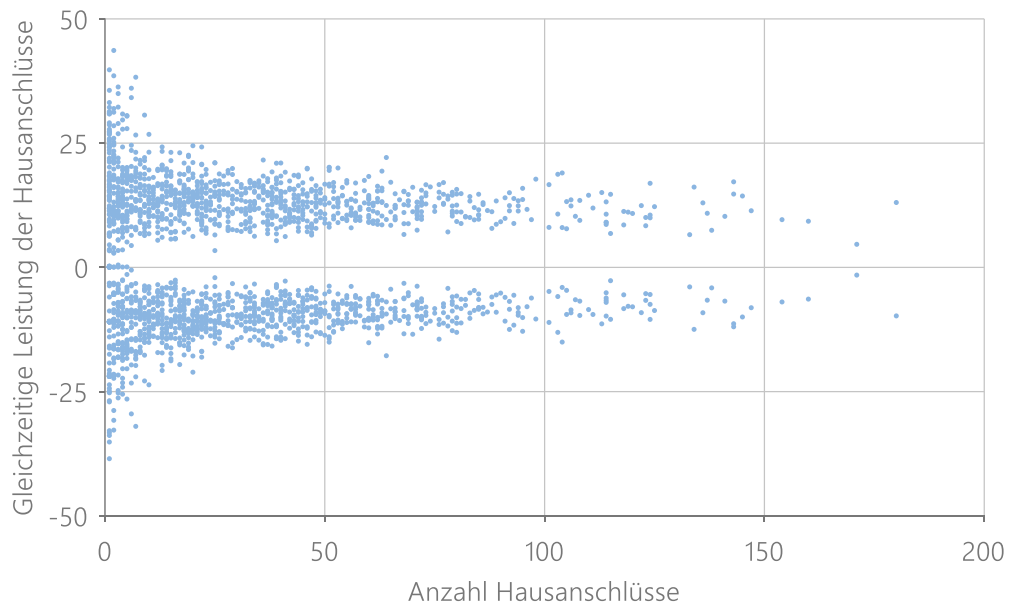


Abbildung A-28: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040

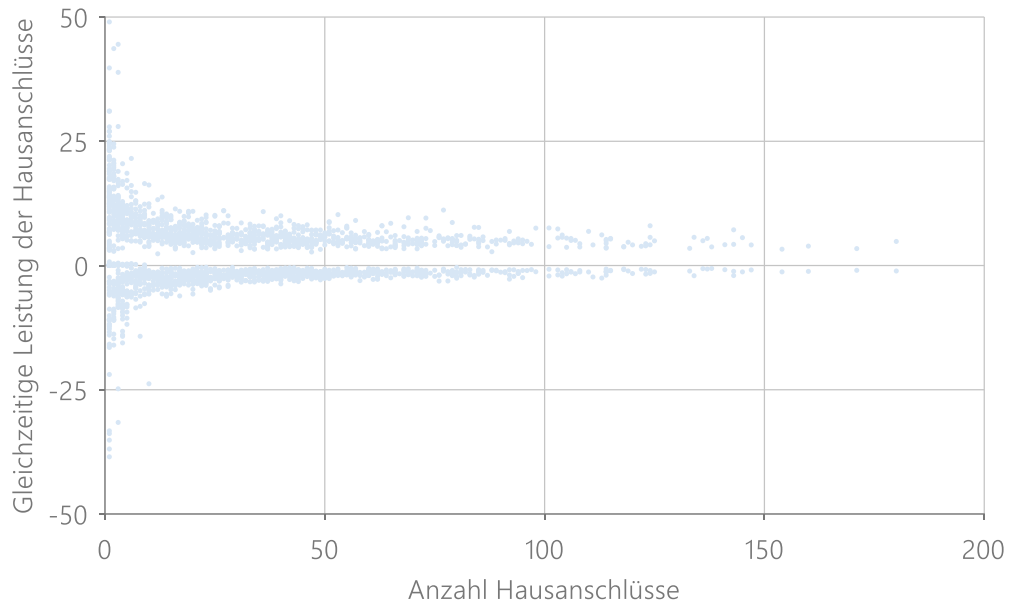


Abbildung A-29:: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario im Jahr 2040

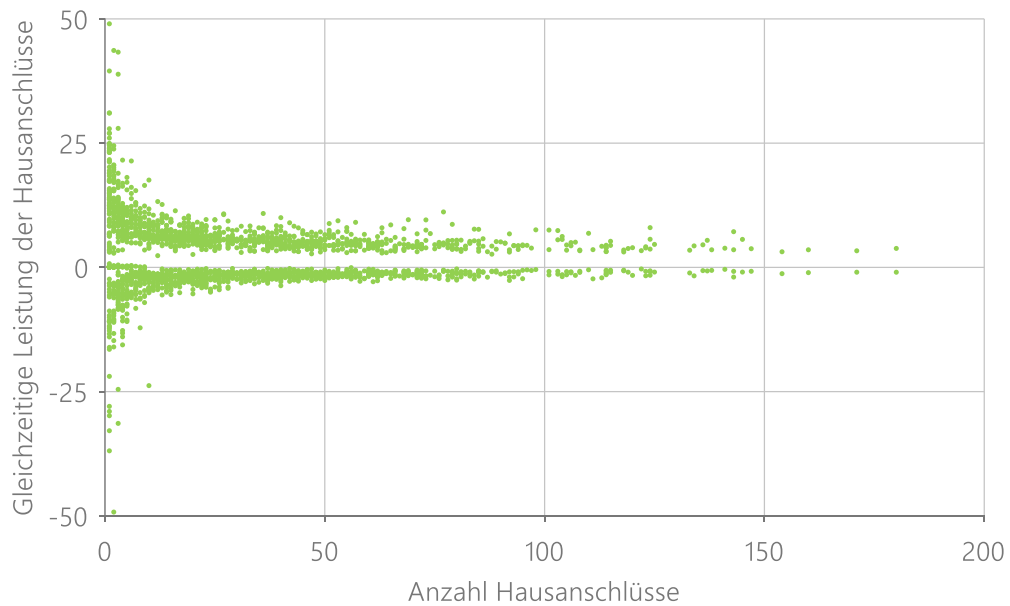


Abbildung A-30: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario mit variablen Netzentgelten im Jahr 2040

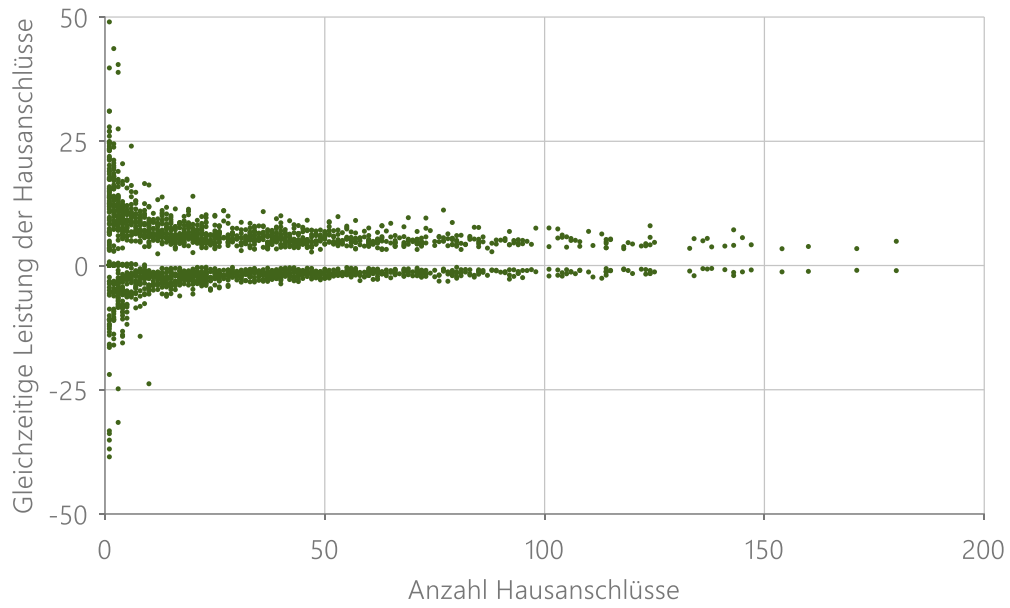


Abbildung A-31: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (ohne GHD) und Netzgebiet in Abhängigkeit der Hausanschlussanzahl im realistischen Szenario mit Spitzenglättung im Jahr 2040

A.6 Exkurs: Aktualisiertes PV-Szenario

Das aktualisierte PV-Szenario (PV+) basiert auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 [113]. Der Wert für 2040 wurde durch Interpolation bestimmt.

Tabelle A-19: Kennwerte der beiden PV-Szenarien im Jahr 2040

Parameter	Hauptszenario	Aktualisiertes Szenario
Durchdringungsgrad	24,4 %	41,2 %
Anzahl PV-Anlagen	10.872	18.368
Mittlere Leistung je PV-Anlage	12,4 kW	12,8 kW
Mittlere Leistung je Hausanschluss	3,0 kW	5,3 kW

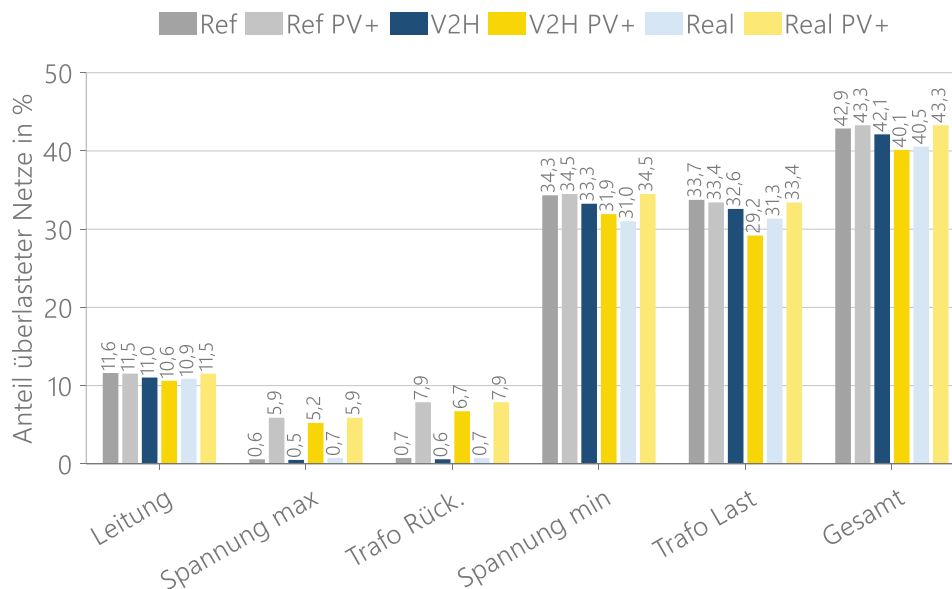


Abbildung A-32: Auftretende Netzüberlastungen bei den beiden PV-Szenarien und in der Referenz, V2H und im realistischen Szenario im Jahr 2040 unterteilt in die Überlastungsarten