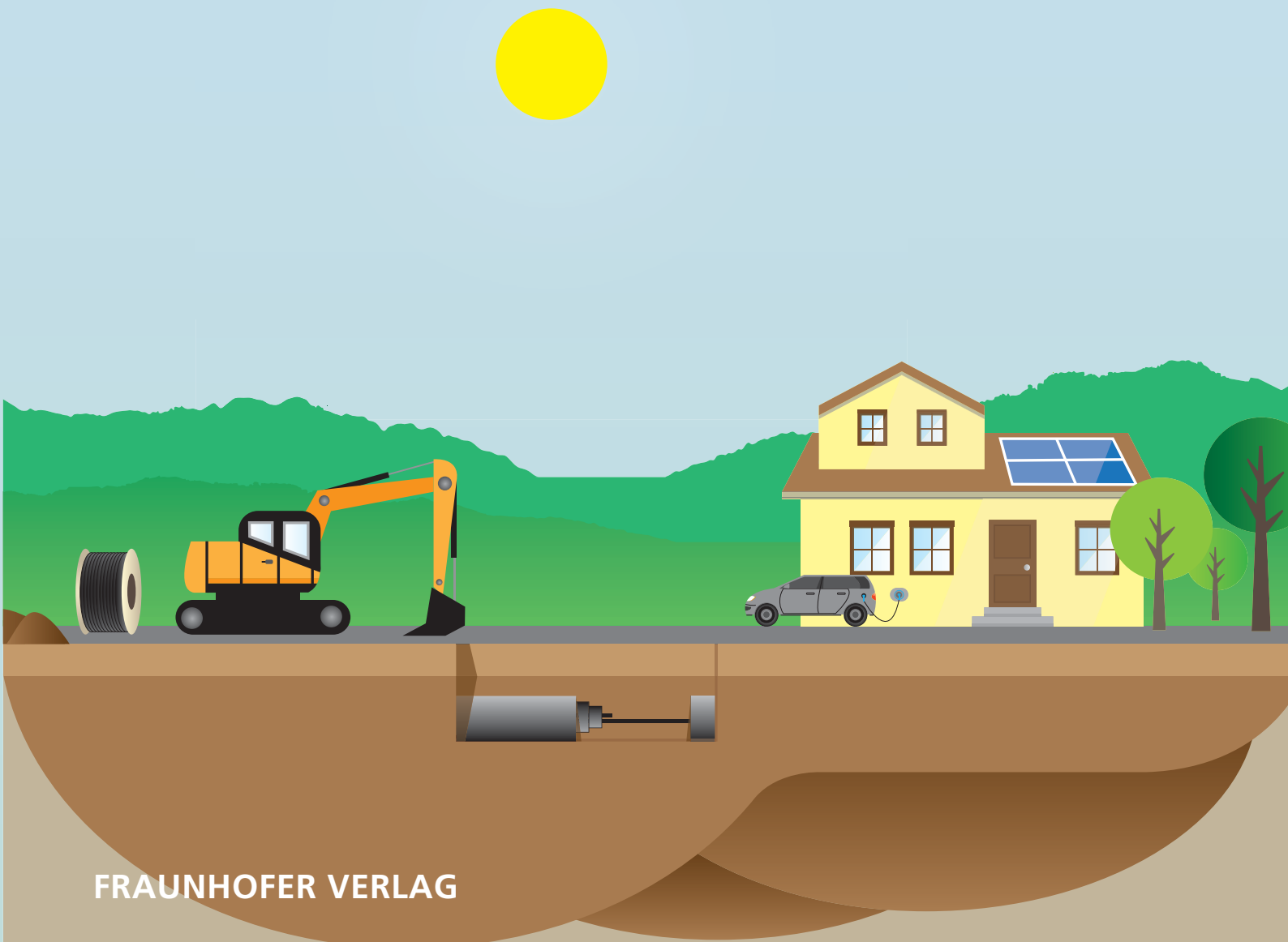


Simon Marwitz

Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze



Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung ISI

Simon Marwitz

Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze

FRAUNHOFER VERLAG

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Telefon 07 21 68 09 - 0
Telefax 07 21 68 91 52
E-Mail info@isi.fraunhofer.de
URL www.isi.fraunhofer.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

ISSN: 1612-7455

ISBN: 978-3-8396-1334-4

Druck: Mediendienstleistungen des
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB, Stuttgart

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© by **FRAUNHOFER VERLAG**, 2018

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 80 04 69, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 07 11 9 70-25 00
Telefax 07 11 9 70-25 08
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften.

Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1. Hintergrund	1
1.2. Problemstellung	2
1.3. Zielsetzung und Vorgehensweise	3
2. Techno-ökonomischer Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Niederspannungsnetze	6
2.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüberblick	6
2.2. Empirische Bewertung des techno-ökonomischen Einflusses von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Niederspannungsnetze	8
2.2.1. Klassifizierung, technische Abhängigkeiten, Investitionsbedarf und die Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze in Deutschland	8
2.2.2. Einfluss des Betriebs von Elektrofahrzeugen auf elektrische Lasten, Netzüberlastungen, die Stromnachfrage aus und den Investitionsbedarf in elektrische Netze . .	13
2.2.3. Einfluss des Betriebs von Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Lasten, Netzüberlastungen, die Stromnachfrage aus und den Investitionsbedarf in elektrische Netze	17
2.3. Methodische Ansätze zur Abbildung von Elektrofahrzeugen, Photovoltaik-Anlagen, Netzinvestitionen und der Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze	19
2.3.1. Auswahlkriterien für einen passenden methodischen Ansatz	19
2.3.2. Methodische Ansätze zur Abbildung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen	20
2.3.3. Methodische Ansätze zur Abbildung von Netzüberlastungen, Netzinvestitionen und der Refinanzierung elektrischer Netze mittels Netznutzungsentgelten . . .	22
2.4. Fazit und Forschungslücke	25

3. Modellanforderungen zur techno-ökonomischen Abbildung von Netzen, Haushalten, Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen	28
3.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüberblick	28
3.2. Anforderungen zur Abbildung von elektrischen Niederspannungsnetzen	29
3.3. Anforderungen zur Abbildung von Haushalten und Photovoltaik-Anlagen	35
3.4. Anforderungen zur Abbildung von Elektrofahrzeugen	39
3.5. Zusammenfassung und Fazit	41
4. Modellierungsansatz zur Darstellung von elektrischen Niederspannungsnetzen, Verteilnetzbetreibern, der Haushaltsstromnachfrage und elektrischer Lasten	44
4.1. Einleitung und Kapitelziel	44
4.2. Methodischer Überblick und Kapitelgliederung	45
4.3. Abbildung elektrischer Netze	49
4.4. Abbildung von Verteilnetzbetreibern	51
4.4.1. Einleitung und Überblick	51
4.4.2. Darstellung von Netzausbau durch einen Verteilnetzbetreiber	52
4.4.3. Bestimmung der Netzauslastung und Verteilung von Netznutzungsentgelten	58
4.5. Abbildung der Stromnachfrage und der elektrischen Last von Haushalten	60
4.6. Abbildung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen	61
4.6.1. Einleitung und Überblick	61
4.6.2. Fahrverhalten	61
4.6.3. Darstellung des Ladeverhaltens mittels Ladesteuerungsverfahren	61
4.7. Fazit zum methodischen Ansatz	69
4.7.1. Zusammenfassung, Mehrwert und Neuheit des methodischen Ansatzes	69
4.7.2. Kritische Würdigung und Weiterentwicklungsmöglichkeiten des entwickelten Modellansatzes	70
5. Deutsche Niederspannungsnetze und die Entwicklung von Photovoltaik und Elektromobilität bis zum Jahr 2030	73
5.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüberblick	73
5.2. Netzszenarien	74

5.3. Haushaltsszenarien	78
5.4. Elektromobilitätsszenarien	79
5.5. Photovoltaikszenarien	84
5.6. Sensitivitäten	90
5.7. Zusammenfassung	91
6. Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf Niederspannungsnetze und Haushalte	94
6.1. Einleitung und Kapitelüberblick	94
6.2. Einfluss von Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen auf Netzbelastungen	95
6.2.1. Einleitung und Überblick	95
6.2.2. Definition eines Testfalls zur Darstellung von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge	95
6.2.3. Netzbelastungen ohne Elektrofahrzeuge	97
6.2.4. Netzbelastungen beim direkten Steuerungsverfahren mit perfekter Vorausschau	97
6.2.5. Indirektes Steuerungsverfahren anhand eines Preissignals	97
6.2.6. Autonome Steuerung mittels spannungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung	98
6.3. Netzbe- und -überlastungen durch ungesteuerte Ladevorgänge	100
6.3.1. Einleitung	100
6.3.2. Referenzzubauszenario	100
6.3.3. Geringes Zubauszenario	101
6.3.4. Hohes Zubauszenario	101
6.4. Netzinvestitionsbedarf durch Netzüberlastungen	104
6.4.1. Einleitung	104
6.4.2. Referenzzubauszenario	104
6.4.3. Geringes Zubauszenario	105
6.4.4. Hohes Zubauszenario	106
6.5. Einfluss von Netzinvestitionen auf Netznutzungsentgelte . . .	108
6.5.1. Einleitung	108
6.5.2. Referenzzubauszenario	108
6.5.3. Geringes Zubauszenario	109
6.5.4. Hohes Zubauszenario	109

6.6.	Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf den Netzinvestitionsbedarf	112
6.6.1.	Einleitung	112
6.6.2.	Analyse der Photovoltaik-Durchdringung	112
6.6.3.	Analyse der Elektrofahrzeug-Durchdringung	113
6.7.	Wirkung der Netzauslastung auf die Netznutzungsentgelte . .	115
6.7.1.	Einleitung	115
6.7.2.	Referenzzubauszenario	115
6.7.3.	Geringes Zubauszenario	116
6.7.4.	Hohes Zubauszenario	117
6.8.	Haushaltsgruppenanalyse	119
6.8.1.	Einleitung	119
6.8.2.	Referenzzubauszenario	120
6.8.3.	Geringes Zubauszenario	121
6.8.4.	Hohes Zubauszenario	122
7.	Diskussion, kritische Würdigung und Ausblick	126
7.1.	Beiträge zur wissenschaftlichen Diskussion	126
7.1.1.	Einleitung und Überblick	126
7.1.2.	Technische und ökonomische Abhängigkeiten beim Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen an Niederspannungsnetzen	126
7.1.3.	Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen sowie der Netzempfindlichkeit auf Netzüberlastungen und Netzinvestitionsbedarf von Niederspannungsnetzen	128
7.1.4.	Netzintegration von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen	130
7.1.5.	Änderung der Refinanzierung von elektrischen Netzen durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen	133
7.2.	Kritische Würdigung der Ergebnisse und Ausblick	136
7.2.1.	Einleitung und Überblick	136
7.2.2.	Zentrale Annahmen	136
7.2.3.	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf weitere Niederspannungsnetze	139
8.	Zusammenfassung	141

Anhang	i
Anhang A. Definitionen	ii
A.1. Elektrofahrzeug	ii
A.2. Netzauslastung	ii
A.3. Netzdienlich	iii
A.4. Netzelement	iii
A.5. Netzempfindlichkeit	iii
A.6. Netzfinanzierung, Netzinvestition und Netzrefinanzierung . .	iii
A.7. Netzinvestitionsbedarf	iv
A.8. Netzüberlastung	iv
A.9. Netzzustand	iv
A.10. Photovoltaik-Anlage	v
Anhang B. Lastflussrechnung	vi
B.1. Einleitung und Überblick	vi
B.2. Beschreibung des Lastflusses als Gleichungssystem	vi
B.3. Lösen elektrischer Netzwerke mit dem Gauß-Seidel-Verfahren	viii
Anhang C. Eingangsdaten	xi
C.1. Haushaltsprofile	xi
C.2. Photovoltaikprofil	xii
Anhang D. Veröffentlichungen	xiii
Anhang Abbildungsverzeichnis	xvii
Anhang Tabellenverzeichnis	xviii
Abkürzungsverzeichnis	xix
Formelverzeichnis	xxi

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Der Klimawandel wird als eine existenzielle Gefahr für die Artenvielfalt auf der Erde und somit auch als eine wesentliche Herausforderung für die Menschheit in den nächsten Jahrzehnten angesehen [8, 152]. Die Europäische Union möchte daher bis zum Jahr 2050 den Ausstoß von klimaschädlichen Gasen signifikant reduzieren [55]. Deutschland stellt im Zuge dessen unter anderem seinen Transport- und Elektrizitätssektor weitgehend auf regenerative Energiequellen um [116]. Ein Ziel der Bundesregierung ist dabei, den Anteil von Photovoltaik (PV)-Strom an der gesamten Stromerzeugung weiter zu erhöhen. In den kommenden Jahren sollen hierzu jährlich 2,5 GW zusätzliche PV-Leistung in Deutschland installiert werden. Dieses Ziel soll erreicht werden, indem jährlich 600 MW PV-Leistung ausgeschrieben und entsprechend gefördert wird. Zudem wird weiterhin eine Einspeisevergütung für durch PV-Anlagen erzeugten Strom gezahlt [31]. Elektrofahrzeuge (PEVs) können dazu beitragen, den Transportsektor zu dekarbonisieren, indem sie Fahrzeuge mit konventionellem Verbrennungsmotor ersetzen. Dies gilt allerdings nur, falls die Stromnachfrage der PEVs über Technologien bereitgestellt wird, die nur im geringen Umfang oder keine klimaschädlichen Gase emittieren [157, 163, 171]. PV-Anlagen erfüllen dieses Kriterium [121].¹ Gleichzeitig gelten insbesondere PEVs als passfähige Technologie, dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen in elektrische Netze sowie in das gesamte Energiesystem zu integrieren. PV-Anlagen speisen dargebotsabhängig elektrische Energie in elektrische Netze. Die Stromnachfrage von PEVs kann wiederum an die jeweilige Erzeugungssituation durch PV-Anlagen angepasst werden [93, 157]. Zudem sind PEVs und PV-Anlagen häufig mit Niederspannungsnetzen verbunden. Gleichzeitig ist die Stromnachfrage von PEVs im Vergleich zu anderen Technologien, die Strom aus Niederspannungsnetzen beziehen, relativ hoch. Somit könnte PV-Strom direkt von PEVs an Niederspannungsnetzen genutzt werden. Nach dem Wunsch der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2020 eine Mio. PEVs in Deutschland angemeldet sein, bis zum

¹Auch Windkraftanlagen erfüllen dieses Kriterium.

Jahr 2030 soll sich diese Zahl auf sechs Mio. erhöhen [20, 27, 28].² Um dies zu erreichen, hat die Bundesregierung im Jahr 2016 das Einkommensteuergesetz und das Kraftfahrzeugsteuergesetz geändert sowie eine Kaufprämie für PEVs aufgesetzt [17, 29, 32]. Zudem bestehen nationale Förderprojekte mit umfangreichen finanziellen Mitteln, um regenerativen PV-Strom mittels PEVs in elektrische Netze und das deutsche Energiesystem zu integrieren [22, 139].

1.2. Problemstellung

PEVs und PV-Anlagen sind überwiegend mit Niederspannungsnetzen verbunden und verändern dort die lokale Stromnachfrage- und Erzeugungssituation. Die Stromnachfrage- und Erzeugungssituation beeinflusst wiederum Netzzustände von Niederspannungsnetzen, mit denen PEVs und PV-Anlagen verbunden sind. In Zeiten hoher lokaler Erzeugung und geringer lokaler Nachfrage – sowie vice versa – kann es zu Netzüberlastungen³ kommen. Dieses Ungleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage wird in Niederspannungsnetzen häufig durch PV-Anlagen hervorgerufen [87]. Zudem zeigen bestehende Arbeiten, dass Ladevorgänge von PEVs zu erheblichen Netzüberlastungen führen können, falls diese Ladevorgänge nicht angepasst an die jeweilige Netzsituation gesteuert werden [98, 99, 151, 154].

Um Netzüberlastungen vorzubeugen, können die verantwortlichen Netzbetreiber in ihre Netz investieren. Der so zusätzlich entstehende Netzinvestitionsbedarf in deutsche Niederspannungsnetze kann bis zum Jahr 2030 bis zu 4,2 Milliarden Euro betragen [4]. Die Investitionen, die Netzbetreiber tätigen, werden anhand von Netznutzungsentgelten auf die Stromnachfrage im Netzgebiet umgelegt. Hierbei reduziert eigenverbraucher PV-Strom die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen, auf die Netznutzungsentgelte (NNE) umgelegt werden. Zudem ist eingespeicherter Strom, beispielsweise durch PV-Anlagen, von der Zahlung von Netznutzungsentgelten befreit [19, 60]. Da NNE ein Teil des Elektrizitätspreises sind, steigen somit Elektrizitätspreise in Netzgebieten mit der Durchdringung von PV-Anlagen an. Gleichzeitig sind in diesen Netzen Haushalte, die über keine PV-Anlage verfügen, zukünftig potenziell großen zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen ausgesetzt [42, 115]. Somit wird lokale Erzeugung und Eigenverbrauch durch PV-Anlagen stetig attraktiver. Zudem werden zukünftig sinkende Stromgestehungskos-

²Diese Ziele werden voraussichtlich nicht erreicht [64].

³Siehe Definition A.8.

ten aus PV-Anlagen erwartet, sodass Netzparität in Deutschland ab dem Jahr 2023 bestehen kann [9, 143]. Dieser Effekt ist selbstverstärkend. Wie wirtschaftliche Belastungen, die durch Netzinvestitionen und eine veränderte Netzauslastung entstehen, zukünftig verteilt werden sollten, ist daher Gegenstand aktueller politischer Diskussionen [59, 60].

1.3. Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher, abzuschätzen, zu welchen Netzüberlastungen der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen im Jahr 2030 führt und welcher Netzinvestitionsbedarf hierdurch hervorgerufen wird. Zudem sollen wirtschaftliche Belastungen für verschiedene Haushalte, die sich bei gleichbleibenden gesetzlichen Rahmenbedingungen ergeben, ermittelt werden. Die Analyse fokussiert sich auf den Haushaltssektor und auf Niederspannungsnetze, da PEVs überwiegend mit geringen Ladeleistungen an privaten Haushalten geladen werden und Haushalte wiederum mit Niederspannungsnetzen verbunden sind [46, 80]. Um zu ermitteln, von welchen Haushalten Niederspannungsnetze zukünftig refinanziert werden, muss insbesondere der Einfluss von PEVs und PV-Anlagen auf den zusätzlichen Investitionsbedarf und auf die Netzauslastung von elektrischen Niederspannungsnetzen bestimmt werden. Da Netzkosten als spezifische NNE auf die Stromnachfrage umgelegt werden, nicht aber auf die lokale Erzeugung in den jeweiligen Netzen, muss ermittelt werden, wie stark lokale Erzeugung durch PV-Anlagen und lokale Nachfrage durch PEVs NNE erhöhen und/oder reduzieren.

Es soll der bestmögliche methodische Ansatz gefunden werden, um das Arbeitsziel zu erreichen. Hierzu müssen im Ansatz technische und ökonomische Abhängigkeiten auf elektrische Netze abgebildet sein, die sich durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an diesen Netzen ergeben.

Die Kernfrage hierbei ist:

Welche Auswirkungen hat der Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze und private Haushalte?

Diese Frage tangiert wesentliche Teilaspekte, die mit den folgenden Fragen adressiert werden:

- Welche technischen und ökonomischen Abhängigkeiten ergeben sich durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen? Mit welchem methodischen Ansatz lassen sich diese

Abhängigkeiten am besten abbilden? Welche Anforderungen muss ein Modell erfüllen, um PEVs, PV-Anlagen, deren Stromnachfrage, Netzüberlastungen, Netzinvestitionen und wirtschaftliche Folgen für Haushalte adäquat abbilden zu können?

- Wie entwickelt sich die Stromnachfrage aus elektrischen Niederspannungsnetzen bei erhöhter Nachfrage durch PEVs und steigender Eigenversorgung durch PV-Anlagen? Wie gut lässt sich die Stromnachfrage durch PEVs und Erzeugung aus PV-Anlagen in elektrische Netze integrieren? In welchem Umfang kann die Stromnachfrage durch PEVs durch Erzeugung aus PV-Anlagen in privaten Haushalten gedeckt werden?
- In welchem Umfang führt der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen zu Netzüberlastungen? Inwieweit ist dies von der Betriebsweise von PEVs abhängig? Welche methodischen Ansätze zur Steuerung von Ladevorgängen für PEVs sind am vielversprechendsten, um Netzüberlastungen zu vermeiden?
- Welcher Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze ergibt sich zukünftig durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an diesen Netzen? In welchem Umfang kann der Investitionsbedarf auf PEVs und in welchem Umfang auf PV-Anlagen zurückgeführt werden? Inwieweit beeinflusst die PEV- und PV-Durchdringung sowie die Betriebsweise dieser Technologien den Netzinvestitionsbedarf in Niederspannungsnetze?
- Welchen Einfluss hat der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen auf NNE bzw. auf die Refinanzierung von Niederspannungsnetzen? Inwieweit erhöhen diese Technologien NNE durch Netzinvestitionsbedarf und inwieweit verändern sich NNE durch eine veränderte Stromnachfrage durch diese Technologien?
- In welchem Umfang tragen die Verursacher von Netzüberlastungen den daraus folgenden Investitionsbedarf? Welche Haushalte werden zukünftig stärker an der Refinanzierung von elektrischen Netzen beteiligt und welche Haushalte profitieren vom heutigen regulatorischem Rahmen der Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten?

Zur Beantwortung dieser Fragen wird zunächst in Kapitel 2 beschrieben, welche empirischen Erkenntnisse bezüglich des techno-ökonomischen Einflusses

ses von PEVs und PV-Anlagen auf Niederspannungsnetze bestehen und welche methodischen Ansätze publiziert sind, um diese abzubilden. Anschließend werden in Kapitel 3 Anforderungen an ein Modell abgeleitet, die nötig sind, um die Forschungsfragen zu beantworten. Basierend auf diesen Anforderungen wird in Kapitel 4 ein neuer Modellansatz vorgestellt, mit dem die Forschungsfragen adressiert werden. Der Ansatz ist in der Simulationsumgebung FLEXible Grid and StakehOLDers (FLEX-GOLD) umgesetzt. Anschließend werden, anhand von bestehenden Studien und Daten, konsistente Szenarien für eine modellgestützte Analyse erstellt. Die so definierten Szenarien werden mittels FLEX-GOLD untersucht, die hieraus generierten Ergebnisse sind in Kapitel 6 dargestellt. Abschließend werden die Ergebnisse in Kapitel 7 diskutiert, kritisch reflektiert und Schlussfolgerungen gezogen. Zudem wird ein Ausblick gegeben. Eine Zusammenfassung der Arbeit befindet sich in Kapitel 8. Für die Inhalte dieses Kapitels werden Teile aus [60], [61], [98], [99], [100], [105] und [106] verwendet. Eine Übersicht von Veröffentlichungen, die im Zuge dieser Arbeit entstanden sind, befindet sich im Anhang D.

2. Techno-ökonomischer Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Niederspannungsnetze

2.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüberblick

In diesem Kapitel werden die Forschungsziele aus Kapitel 1.3 in Kontext mit empirischen Erkenntnissen und methodischen Ansätzen gesetzt. Hierbei werden Inhalte aus [39], [40], [60], [61], [96], [98], [99], [105] und [106] verwendet. Ziel des Kapitels ist es, die Forschungslücke, die diese Arbeit adressiert, prägnant darzustellen.

In Abschnitt 2.2 werden empirische Erkenntnisse zum techno-ökonomischen Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik (PV)-Anlagen auf Niederspannungsnetze aufgezeigt. Zunächst wird hierzu in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, wie in Deutschland elektrische Netze aufgebaut, klassifiziert und refinanziert werden. Zudem werden in diesem Abschnitt technische Abhängigkeiten dargestellt, die sich durch den Betrieb von elektrischen Lasten an Niederspannungsnetzen ergeben. Anschließend werden in Abschnitt 2.2.2 bestehende Erkenntnisse zu Netzüberlastungen und zum Investitionsbedarf in elektrische Netze durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen beschrieben. In diesem Abschnitt wird zudem darauf eingegangen, wie Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge auf elektrische Netze einwirken. Im Abschnitt 2.2.3 wird dargestellt, wie PV-Anlagen in Deutschland verteilt sind und wie der Betrieb dieser Anlagen auf die Refinanzierung von elektrischen Netzen einwirkt. Es wird gezeigt, welche Erkenntnisse bezüglich des Einflusses von Eigenversorgung auf die Refinanzierung von Netzen bestehen und inwieweit Elektrofahrzeuge zu einer verbesserten Netzintegration von dezentralem PV-Strom beitragen können.

Anschließend werden in Abschnitt 2.3 bestehende methodische Ansätze dargestellt, die den techno-ökonomischen Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf Niederspannungsnetze darstellen. Hierfür werden in Abschnitt 2.3.1 Auswahlkriterien definiert, anhand derer methodische Ansätze ausgewählt und verglichen werden. Anschließend werden bestehende Ansätze vorgestellt, die diese Auswahlkriterien adressieren. In Abschnitt 2.3.2 werden zunächst Ansätze beschrieben, die Elektrofahrzeuge (PEVs) und PV-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen abbilden. Abschließend werden in Abschnitt 2.3.3 Ansätze verglichen, die den Netzinvestitionsbedarf, die Stromnachfrage, die Netzauslastung und die Refinanzierung elektrischer Netze darstellen.

In Abschnitt 2.4 wird ein Fazit gezogen und die sich ergebende Forschungslücke aufgezeigt (siehe Abbildung 2.1).

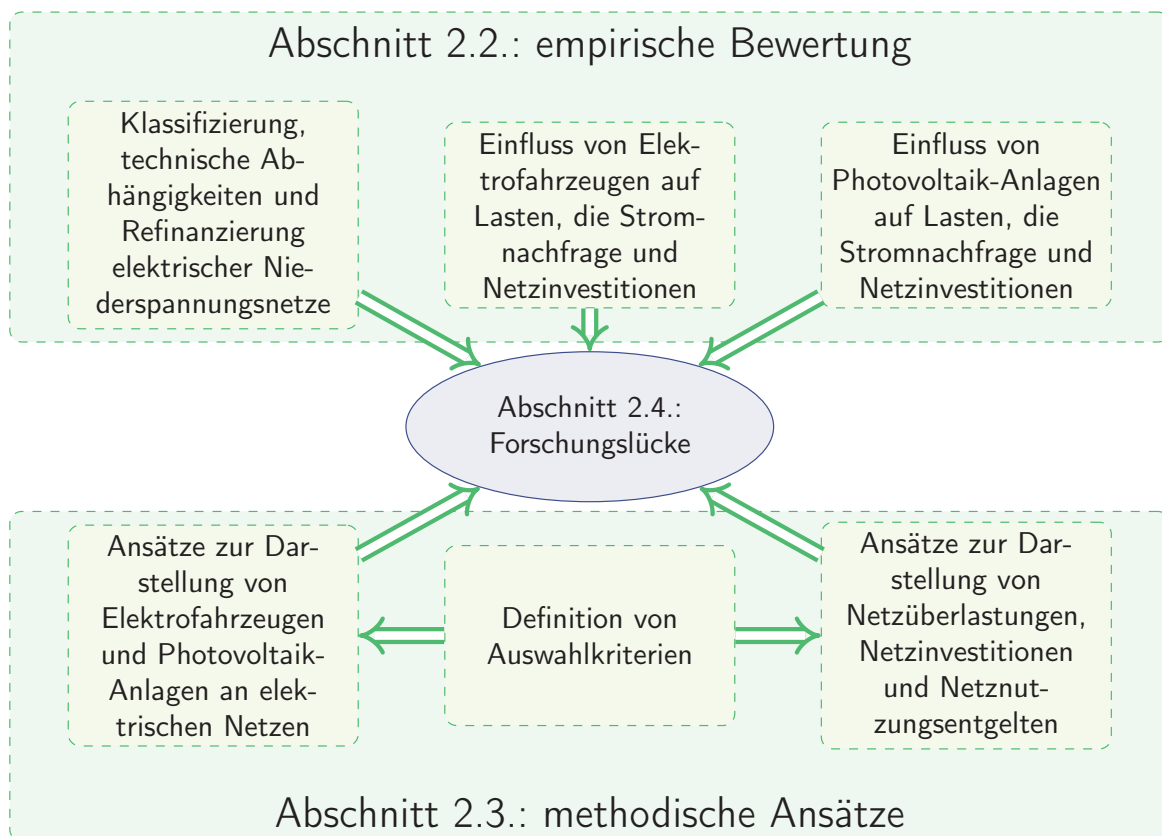


Abbildung 2.1.: Kapitelüberblick: methodische und empirische Forschungslücke

2.2. Empirische Bewertung des techno-ökonomischen Einflusses von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Niederspannungsnetze

2.2.1. Klassifizierung, technische Abhängigkeiten, Investitionsbedarf und die Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze in Deutschland

2.2.1.1. Klassifizierung elektrischer Netze

Elektrische Netze werden nach ihrer Spannungsebene oder nach ihrer Aufgabe differenziert. Spannungsebenen von Netzen sind die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene sowie die entsprechenden Zwischenebenen, an denen sich Transformatoren befinden [19, 141]. In Deutschland reicht die Netznennspannung von 400 kV¹ im Höchstspannungsnetz bis zu 400 V¹ im Niederspannungsnetz. Netze mit einer Spannung von 110 kV werden als Hochspannungsnetze bezeichnet. Netze der Hoch- und Niederspannung sind über Mittelspannungsnetze verbunden. Die elektrische Spannung von Mittelspannungsnetzen ist regional unterschiedlich und liegt üblicherweise bei 10 kV, 20 kV oder 30 kV. Zudem werden elektrische Netze anhand ihrer zwei wesentlichen Aufgaben unterteilt. Übertragungsnetze sollen elektrischen Strom von einem Ort zu einem anderen Ort übertragen. Der Zweck von Verteilnetzen ist es, elektrischen Strom aus dem Übertragungsnetz an Nachfrager zu verteilen [141]. In Deutschland betreiben vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihre elektrischen Übertragungsnetze und über 800 Verteilnetzbetreiber (VNB) ihre jeweiligen Verteilnetze [16, 25]. Die Höchstspannungsnetze sind dem Transportnetz zugeordnet, während die Spannungen von Verteilnetzen darunter liegen. Somit bestehen Verteilnetze aus der Niederspannungsebene, der Mittelspannungsebene, der Hochspannungsebene, der Ebene zwischen der Hochspannungsebene und der Mittelspannungsebene sowie der Ebene zwischen der Mittelspannungsebene und der Niederspannungsebene [141]. Mit etwa einer Mio. Kilometern an Leitungs- und Kabellängen ist die Niederspannungsebene die umfassendste Netzebene [16, 23].

Elektrische Netze unterscheiden sich stark, da diese immer an örtlichen Gegebenheiten ausgerichtet sind. Insbesondere Niederspannungsnetze sind

¹Verketteter Effektivwert.

sehr heterogen hinsichtlich ihrer Netzempfindlichkeit² und ihrer Topologie, da sich diese an den sehr unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten und dem gegebenen Versorgungsfall ausrichten müssen [71, 98].

Dennoch gibt es neben der Spannungsebene und der Aufgabe Gemeinsamkeiten, die eine weitere Klassifizierung von Netzen erlauben. Hierzu gehört der Vermaschungsgrad von Netzen und die Region, die diese Netze versorgt [141]. Niederspannungsnetze unterteilen sich so in städtische Netze mit hohem Vermaschungsgrad oder in ländliche und vorstädtische Netze, die häufiger als Strahlennetze ausgeführt sind [41, 82, 94, 109, 130, 141]. Teilweise werden diese Netze weiter, beispielsweise in Netze mit Blockbebauung, in Dorfnetze sowie Netze in Gewerbe- und Industriegebieten, unterteilt [71, 87, 164].

2.2.1.2. Technische Abhängigkeiten und Normen

Elektrische Lasten beeinflussen elektrische Spannungen und Ströme an elektrischen Netzen, dies zeigt sich an Netzen als veränderter Netzzustand³. An Niederspannungsnetzen führt elektrische Wirkleistungsnachfrage sowie die Nachfrage von induktiver Blindleistung zu einer sinkenden Netzspannung. Wirkleistungseinspeisung und kapazitive Blindleistungsnachfrage führt zu Spannungserhöhung an elektrischen Netzen [14, 39, 60, 150, 149]. Diese Effekte sind umso stärker, je größer elektrische Lasten sind und je höher die Netzempfindlichkeit des Netzes ist, auf das die Lasten einwirken [40]. Somit können hohe elektrische Lasten durch die damit verbundenen Erzeugungs- und Nachfragespitzen zu Netzüberlastungen⁴ führen und einen sicheren Netzbetrieb gefährden.

Um elektrische Netze sicher und stabil betreiben zu können, müssen elektrischen Netzen Systemdienstleistungen bereitgestellt werden. Spannungshaltung ist eine dieser Systemdienstleistungen. Auf der Übertragungsebene wird Spannungshaltung mittels Großkraftwerken durchgeführt [14, 131]. In Zukunft werden allerdings verstärkt zentrale Großkraftwerke durch kleiner dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit Verteilnetzen verbunden sind, ersetzt. Diese dezentralen Erzeugungsanlagen beeinflussen den Netzzustand und somit auch elektrische Spannungen in Verteilnetzen. Daher wird Spannungshaltung im Verteilnetz zunehmend bedeutsamer [14]. Neben den dezentralen Erzeugungsanlagen können auch Nachfrager von elektrischem Strom

²Siehe Definition A.5.

³Siehe Definition A.9.

⁴Siehe Definition A.8.

gezielt ihre elektrische Wirk- und Blindleistung anpassen, um Spannungshaltung für elektrische Netze bereitzustellen [10, 14].

Netzbetreiber sind für einen sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb ihres Netzes verantwortlich. Zudem müssen Netzbetreiber ihre Netze verstärken und ausbauen, falls Netzüberlastungen auftreten und dies wirtschaftlich für sie vertretbar ist [30, 23, 53]. In der Regel fallen Netze aus der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene in den Aufgabenbereich von Verteilnetzbetreibern. VNB halten sich an bestehende Normen, um zu bestimmen, wann ihre Netze verstärkt werden sollten [4]. Nach der in Deutschland gültigen europäischen Norm DIN EN 50160 soll bei langsamen Spannungsänderungen in der Niederspannungsebene die Netzspannung in 95 % aller Zehn-Minuten-Intervalle während einer Woche im 10 % Spannungsband liegen. Die Grenzen dieses Spannungsbands liegen 10 % unter- und oberhalb des Nennwerts der Netzspannung. Zudem sollte die Spannung in keinem der Zehn-Minuten-Intervalle über 10 % und unter 15 % der Netznennspannung liegen. Falls diese Bedingungen nicht eingehalten werden können, sollten die betroffenen Netzteilnehmer darüber informiert werden [47].

Weitere Vorschriften grenzen das erlaubte Spannungsband weiter ein. Wobei die VDE-AR-N 4105 Spannungserhöhungen durch PV-Anlagen von lediglich 3 % erlaubt [155]. Der VDE-AR-N 4105-Standard legt fest, dass durch dezentrale PV-Erzeugung die Netzspannung um maximal 3 % ihren Nennwert übersteigen darf [41, 144, 155]. Da starke dezentrale Erzeugung von PV-Anlagen zu Netzüberlastungen führen können, sind Betreiber dieser Anlagen verpflichtet, die Leistung ihrer Anlagen gegebenenfalls zu reduzieren, um unzulässige Spannungserhöhungen zu vermeiden [31]. Bei Anlagen größer 30 kWp installierter Anlagenleistung muss dies anhand einer Steuereinheit realisiert werden. Die Leistung kleiner Anlagen kann ebenfalls über eine Steuereinheit reduziert werden. Alternativ kann die Leistung von Anlagen kleiner 30 kWp installierter Leistung pauschal auf maximal 70 % der installierten Anlagenleistung begrenzt werden [18]. In umfangreichen Netzstudien wird zur Ermittlung des Netzinvestitionsbedarfs bis zu ± 4 % Spannungsabweichung auf der Niederspannungsebene zugelassen [1, 4].

Neben der Netzspannung sollen auch Ströme über Betriebsmittel nicht oberhalb ihrer jeweiligen Strombelastbarkeit liegen. Falls die Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz überschritten wird, greifen in der Regel Schutzeinrichtungen wie Leitungsschutzschalter oder Schmelzsicherungen kurzfristig ein, um die Betriebsmittel vor thermischen Überlastungen zu schützen [141]. Langfristig wird, analog zu spannungsbedingten Netzüberlastungen, auch in diesem Fall in elektrische Netze investiert [4].

Folglich sind Netzüberlastungen spannungsbedingt oder thermisch bedingt.⁵ Netzstudien nehmen diese Unterscheidung vor. Im Fall einer thermischen Überlastung wird ein Netzinvestitionsbedarf durch ein neues Kabel bis zur Mitte des überlasteten Strangs umgesetzt. Falls spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten, wird der überlastete Netzstrang durch ein neues Kabel bis zum letzten Drittel entlastet [4].

2.2.1.3. Investitionsbedarf und die Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze

Durch den technologischen Wandel, der sich durch dezentrale Stromnachfrager und Erzeugungsanlagen zeigt, muss zukünftig verstärkt in Verteilnetze investiert werden. Dies erfolgt nach den oben beschriebenen technischen Abhängigkeiten und Normen. Um Kohlenstoffdioxid (CO₂)-Emissionen zu reduzieren, werden fossile Energieträger verstärkt durch Strom aus regenerativen Quellen ersetzt. Hierfür werden Technologien eingesetzt, die häufig mit elektrischen Verteilnetzen verbunden sind. An Verteilnetzen zeigt sich dieser technologische Wandel an der verstärkten Nutzung von dezentralen Erzeugungsanlagen wie Windkraft- und PV-Anlagen und an neuen Stromnachfragern wie beispielsweise Wärmepumpen und PEVs. Diese Technologien ändern die Leitungsnachfrage über die Zeit sowie die maximalen Lasten an elektrischen Niederspannungsnetzen. Bis zum Jahr 2030 wird so in Deutschland ein zusätzlicher Investitionsbedarf von bis zu 49 Mrd. Euro in Verteilnetze bestehen [4]. Auf die Niederspannungsebene fallen in etwa 10 % dieses Investitionsbedarfs an [4]. Wie sich dieser Investitionsbedarf auf verschiedene Spannungsebenen und in verschiedenen Regionen in Deutschland verteilt, ist umfangreich untersucht worden [1, 4, 75, 98]. Empirische Untersuchungen hierzu zeigen, dass die Investitionsquote von Verteilnetzbetreibern, die ländliche Gebiete versorgen, höher ist als die Investitionsquote von Verteilnetzbetreibern, die städtische Gebiete versorgen [119]. Über alle Netzebenen kann der Netzinvestitionsbedarf durch Abregelung von Erzeugungsspitzen aus Erneuerbaren Energien, dem Einsatz von innovativer Netzbetriebsmittel (wie Ortsnetztransformatoren), eine vorausschauende Netzplanung, durch Speicher und Laststeuerung, durch eine Reduktion der Stromnachfrage oder durch Anpassung von technischen Richtlinien reduziert werden [4]. In Süddeutschland wird zukünftig vor allem Investitionsbedarf in der Niederspan-

⁵Siehe Definition A.8.

nungsebene erwartet, in Norddeutschland vor allem in der Hochspannungsebene [1, 4, 75, 98].

Der Investitionsbedarf auf der Niederspannungsebene wird zukünftig vor allem von spannungsbedingten Netzüberlastungen⁶ durch dezentrale Erzeugung hervorgerufen. Falls diese Netzüberlastungen beseitigt werden können, lassen sich Netzkosten erheblich reduzieren [130]. Ein Mittel hierfür sind beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren. Regelbare Ortsnetztransformatoren können, im Gegensatz zu konventionellen Transformatoren mit festem Übersetzungsverhältnis, ihr Übersetzungsverhältnis zwischen der Niederspannungsebene und der Mittelspannungsebene je nach Verbrauch und Erzeugungssituation im Netz einstellen und so Verletzungen des Spannungsbands vermeiden [1, 4, 16, 135]. Zudem kann mittels gezielter Blindleistungsbereitstellung, etwa durch PEVs und/oder PV-Anlagen, die Netzspannung positiv beeinflusst werden [40, 149]. Prinzipiell können auf den unteren Netzebenen viele unterschiedliche Technologien eingesetzt werden, die steuerbar ihre Stromnachfrage oder Erzeugung verändern und somit Teil eines aktiven bzw. eines intelligenten Netzes (Active- oder Smart-Grid) werden [159, 163]. Je nachdem, wie die Technologien betrieben werden, werden die Netze zusätzlich in netzdienliche, marktdienliche und systemdienliche Smart Grids unterteilt [79].

Falls Netzinvestitionen getätigt werden, refinanzieren Netzbetreiber die Investitionen über Netznutzungsentgelte (NNE). Die Rechtsgrundlage für die Netzfinanzierung basiert in Deutschland auf dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und der Anreizregulierung (ARegV) [60]. NNE werden als Gegenleistung zur Nutzung des Netzes von Netznutzern an Netzbetreiber gezahlt. Hierbei setzen sich die Zahlungen grundsätzlich aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammen.⁷ Der Leistungspreis richtet sich an der Spitzenlast innerhalb eines Jahres aus. Die Arbeitspreiskomponente ist von der aus dem Netz entnommenen Strommenge abhängig. Leistungsgemessene Nachfrager werden in Gruppen eingeteilt, die kleiner oder gleich 2500 Jahresbenutzungsstunden und über 2500 Jahresbenutzungsstunden aufweisen. Zudem wird ein Teil der Kosten aus den höheren Spannungsebenen auf die darunterliegende Spannungsebene gewälzt [19, 26, 60]. Eine Ausnahme bildet die Niederspannungsebene. Von Netznutzern, die

⁶Siehe Definition A.8.

⁷Es bestehen Ausnahmeregelungen zur Refinanzierung elektrischer Netze (siehe §14a EnWG, §40 Abs. 5 EnWG, §14 Abs. 2 StromNEV, §19 StromNEV, §30 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 StromNEV) [33].

mit Netzen dieser Spannungsebene verbunden sind und deren Leistung nicht gemessen wird, kann anstatt eines Leistungspreises ein Grundpreis verlangt werden (§ 17 StromNEV). Haushalte, die mit der Niederspannungsebene verbunden sind, sind in der Regel nicht leistungsgemessene Kunden. Ihr Beitrag zur Refinanzierung des elektrischen Netzes ist somit proportional zu ihrer Stromnachfrage, die sie aus dem Netz beziehen. Aktuell betragen im Durchschnitt in Deutschland NNE für Haushalte ca. 7 Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert unterscheidet sich innerhalb von Deutschland regional sehr stark. NNE in strukturschwachen Regionen sind tendenziell höher als in strukturstarken Regionen [75, 81].

2.2.2. Einfluss des Betriebs von Elektrofahrzeugen auf elektrische Lasten, Netzüberlastungen, die Stromnachfrage aus und den Investitionsbedarf in elektrische Netze

Bestehende Arbeiten identifizieren PEVs als hohe zusätzliche Last an elektrischen Niederspannungsnetzen. Hohe elektrische Lasten durch diese Fahrzeuge werden insbesondere in Abendstunden erwartet und können zu Netzüberlastungen führen [36, 84, 96, 113].

Allerdings sind PEVs auch eine Option, Netzbelastungen zu reduzieren. Dies kann mittels Spannungshaltung realisiert werden. Das Ziel von Spannungshaltung ist es, die Netzspannung in der Nähe der Netzennspannung zu halten, dies ist der gewünschte Netzzustand. Am effektivsten lässt sich mit den Fahrzeugen Spannungshaltung bereitstellen, wenn sowohl die Wirk- als auch Blindleistung anhand der aktuellen Netzspannung eingestellt wird [39, 40, 78]. Gleichzeitig ist die Effektivität von Wirk- und Blindleistungsanpassung von der PV-Durchdringung sowie der Topologie und der Netzempfindlichkeit des Netzes, mit dem PEVs verbunden sind, abhängig [156, 100]. Die Steuerung von Wirk- und Blindleistung über PEVs zur Spannungshaltung kann dabei ähnlich gute Ergebnisse wie ein regelbarer Ortsnetztransformator erreichen [156]. Allerdings ist aus Sicht von PEV-Nutzern die Verlagerung und Rückspeisung von Wirkleistung nicht profitabel [37]. Es bestehen auch keine ökonomischen Anreize für Nutzer von PEVs, mit ihren Fahrzeugen Blindleistung bereitzustellen [140].

Neben Spannungshaltung lassen sich mittels PEVs auch hohe Lasten durch dezentrale Erzeugung direkt reduzieren, indem in Zeiten hoher dezentraler Erzeugung auch die Stromnachfrage der Fahrzeuge erhöht wird. In diesem

Fall sollte die zusätzliche Stromnachfrage auch örtlich nahe bei der Erzeugung liegen, da so elektrische Leistung nur über geringe Strecken transportiert werden muss [38]. Zudem kann mit geeigneten Inverterkonzepten elektrischer Strom aus der Batterie zurück ins Netz⁸ gespeist oder Blindleistung bereitgestellt werden. Hierdurch können wiederum Netzüberlastungen reduziert werden [37, 39, 56, 91, 98, 99, 123]. Neben diesen Optionen kann auch die maximale Ladeleistung der Fahrzeuge reduziert werden, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Durch geringe Leistungsreduktionen können bereits spannungsbedingte Netzüberlastungen stark reduziert werden [41].

Wie zuverlässig PEVs Netzbelastungen reduzieren, ist davon abhängig, ob und in welcher Form Ladesteuerungsverfahren für die Fahrzeuge implementiert sind. Falls PEVs ungesteuert laden, führt dies zu starken Netzüberlastungen [43, 103, 134]. Falls ca. 10 % aller Fahrzeuge in einem Netzgebiet PEVs sind, können Netze überlastet werden [120]. Bei Durchdringungsraten von ca. 30 % können an elektrischen Netzen Spannungsbandabweichungen von ca. 10 % und die damit verbundenen Netzüberlastungen auftreten [36, 98].

Falls die Ladevorgänge von PEVs gesteuert werden, kann dies sowohl Netzüberlastungen vermeiden als auch zu zusätzlichen Netzbelastungen führen. Bestehende Arbeiten zeigen, dass Ladevorgänge von PEVs zu hohen Netzüberlastungen führen, falls mehrere PEVs anhand desselben Preissignals gesteuert werden. In diesen Fall beziehen PEVs häufig elektrischen Strom von Netzen in Situationen, in denen Strompreise niedrig sind und beenden Ladevorgänge in Situationen mit hohen Preisen. Laden nach diesen Preissignalen führt dann gegebenenfalls zu noch höheren Netzbelastungen als unkontrollierte Ladevorgänge, da mehrere Fahrzeuge auf denselben Preis reagieren und sich hierdurch Lade- und Entladevorgänge stark auf einen Zeitpunkt konzentrieren [98, 99, 154, 157]. Hieraus folgt, dass eine Netzintegration von PEVs, die den Netzzustand nicht berücksichtigt, potenziell zu Netzüberlastungen führen kann.

Je nachdem, welche Instanz Ladevorgänge steuert, lassen sich die Ladesteuerungen in direkte, indirekte und autonome Verfahren einteilen. Mit direkten Verfahren können Netzbelastungen reduziert oder vollständig vermieden werden. Bei diesen Steuerungsverfahren werden Ladevorgänge von mehreren Fahrzeugen untereinander abgestimmt [102]. Hierzu greift ein Aggregator direkt in die Ladevorgänge der Fahrzeuge ein und steuert diese.

⁸Dieses Konzept wird anhand des Energieflusses als Fahrzeug zum Netz (V2G) bezeichnet.

Falls der Aggregator Informationen über Marktpreise und/oder über den Netzzustand hat, kann er diese Information in die Ladesteuerung einfließen lassen, um beispielsweise Netze zu entlasten oder Preisspreizungen an Strommärkten auszunutzen. Falls beispielsweise die Ladevorgänge netzdienlich durch einen VNB gesteuert werden, können den Nutzern von PEVs reduzierte NNE gewährt werden [30]. Für die Ausnutzung von Preisspreizungen beziehen PEVs elektrischen Strom, falls Marktpreise niedrig sind und entladen gegebenenfalls ihre Batterie, falls die Preise hoch sind. In diesen Verfahren ist von Vorteil, dass die Fahrzeuge im Verbund gesteuert werden und somit mehr Informationen in die Steuerung mit einfließen. Dies kann wiederum zu geringeren Netzbelastungen oder zu höherer Integration von Erneuerbaren Energien führen [74, 98, 99, 107, 157]. Aus diesem Grund werden diese Verfahren überwiegend in Forschungsprojekten weiterentwickelt [139]. Nachteilig an direkten Verfahren ist, dass bidirektionale Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur Verfügung stehen muss. Aggregatoren müssen beispielsweise Informationen zum Ladestand oder zu Abfahrts- und Ankunftszeiten der Fahrzeuge erhalten. Falls der Netzzustand berücksichtigt werden soll, muss dieser zudem dem Aggregator bereitgestellt werden. Gleichzeitig müssen Informationen vom Aggregator zu den Fahrzeugen übertragen werden. Dies ist beispielsweise nötig, um die Wirk- und/oder Blindleistung der Fahrzeuge über die Zeit einzustellen. Zudem können indirekt Ladesteuerungsverfahren für PEVs verwendet werden. Bei diesen Verfahren entscheidet der Fahrzeugnutzer, wann und in welchem Umfang Fahrzeugbatterien geladen bzw. entladen werden. Dem Nutzer werden lediglich Anreize gesetzt, anhand derer er sein Verhalten ausrichten kann. Diese Anreize greifen somit indirekt in die Ladesteuerung der Fahrzeuge ein. Hierzu wird dem Nutzer ein finanzieller Anreiz übermittelt, anhand dessen er die Ladevorgänge seines Fahrzeugs steuert. Im Gegensatz zu direkten Verfahren fließen Informationen in Form von Anreizen ausschließlich unidirektional zum Fahrzeugnutzer. Der Nutzer muss so selbst keine Informationen bereitstellen. Falls dem Nutzer etwa ein Time-Of-Use-Tarif übermittelt wird, kann auf IKT verzichtet werden. Der Nutzer könnte hierfür eine Zeitschaltuhr verwenden, um Ladevorgänge in Zeiten niedriger Preise zu starten. Hierdurch können Investitionen in IKT reduziert oder ganz vermieden werden. Zudem müssen keine persönlichen Daten verarbeitet werden. Dies kann wiederum die Akzeptanz für diese Gruppe von Ladesteuerungsverfahren erhöhen [40, 74, 99, 98]. Die letzte Gruppe von Ladesteuerungsverfahren bilden autonome Verfahren. In diesen Verfahren stellen PEVs autonom ihre Lade- bzw. gegebenenfalls auch ihre Entladeleistung an. Hierfür können Nutzer dem Fahrzeug Informationen

bereitstellen. Beispielsweise wann die nächsten Fahrten beginnen und welche Strecken zurückgelegt werden sollen. Zudem könnten die Fahrzeuge auf Netzsignale reagieren. Beispielsweise ist die Spannung ein Netzsignal, welches als Indikator für die aktuelle Netzsituation eingesetzt werden kann. Bei hoher Erzeugung steigt die Netzspannung an. In diesen Situationen könnten die Fahrzeuge beispielsweise verstärkt Strom aus dem Netz beziehen, um die Spannung wieder abzusenken. In Zeiten hoher Nachfrage und geringer dezentraler Erzeugung sinkt die Netzspannung. In diesen Fällen könnten die Fahrzeuge ihre Leistungsnachfrage reduzieren, stoppen oder Strom zurück ins Netz einspeisen [40, 74, 99, 98]. Dies wäre ein netzdienlicher Betrieb der Ladesteuerung von PEVs.⁹

Wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, führen Netzüberlastungen zu einem Netzinvestitionsbedarf. Da intelligente Rückspeisungskonzepte vom Fahrzeug zum Netz sowie eine gesteuerte Stromnachfrage Optionen sind, um Netzbelastungen zu reduzieren, können diese Konzepte auch Netzinvestitionsbedarf reduzieren [37, 157]. Bestehende Arbeiten zeigen, dass Ladevorgänge von PEVs zu stark steigendem Netzinvestitionsbedarf von Verteilnetzen führen, falls die Ladevorgänge ausschließlich nach Kriterien individueller Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden [98, 154]. Durch gesteuerte Ladevorgänge von PEVs, die den Netzzustand berücksichtigen, kann der Netzinvestitionsbedarf um ca. 20 % im Vergleich zum ungesteuerten Fall reduziert werden [157]. Andere Arbeiten ermitteln einen steigenden Netzinvestitionsbedarf von bis zu 15 % [123]. Da elektrische Netze auf maximale Lasten ausgelegt werden, sollte die Steuerung zuverlässig gewährleistet sein. Folglich hat die konkrete Umsetzung des verwendeten Ladesteuerungsverfahrens einen erheblichen Einfluss auf Netzbe- und -überlastungen sowie den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf (vgl. auch mit [123]) Ein Vergleich hinsichtlich Netzüberlastungen und Netzintegrationspotenzial, Netzinvestitionsbedarf dieser Ladesteuerungsverfahren besteht nicht. Zudem ist unklar, welcher Investitionsbedarf in Fahrzeug-IKT und elektrische Netze durch verschiedene Ladesteuerungsverfahren besteht.

PEVs substituieren Fahrzeuge mit konventionellem Antrieb und erhöhen somit die elektrische Stromnachfrage. Da PEVs aufgrund ihrer Anschlussleistungen überwiegend an Niederspannungsnetzen geladen werden, zeigt sich die zusätzliche Stromnachfrage auch auf dieser Netzebene [46, 84, 108]. Wie sich die Stromnachfrage an Niederspannungsnetzen durch diese Fahr-

⁹Siehe Definition A.3.

zeuge zukünftig entwickelt, ist vom Markthochlauf, der Jahresfahrleistung der Fahrzeuge und dem Verbrauch der Fahrzeuge abhängig.

Wie unter Abschnitt 2.2.1.3 beschrieben, werden NNE auf die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen umgelegt. Die Nachfrager tragen die Kosten über spezifische NNE in Abhängigkeit ihrer Stromnachfrage. Zudem werden Netzinvestitionen über NNE refinanziert. In wissenschaftlichen Arbeiten ist allerdings bisher noch nicht der Einfluss von PEVs auf die Refinanzierung von elektrischen Netzen untersucht worden. Hierzu müssen Netzinvestitionen in Niederspannungsnetze, die Stromnachfrage und Netzinvestitionen quantifiziert werden. Da Netzinvestitionen durch Netzüberlastungen verursacht werden können und Ladesteuerungsverfahren auf Netzüberlastungen einwirken, müssen diese Aspekte in die Untersuchung mit einbezogen werden.

2.2.3. Einfluss des Betriebs von Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Lasten, Netzüberlastungen, die Stromnachfrage aus und den Investitionsbedarf in elektrische Netze

Analog zu PEVs zeigt sich der Betrieb von PV-Anlagen durch zusätzliche Lasten an elektrischen Netzen. Hierbei treten Lasten durch PV-Anlagen unterschiedlich stark in verschiedenen Spannungsebenen auf. Da über 90 % der 39 GW installierten PV-Leistung im Jahr 2016 in Deutschland auf der Mittel- und Niederspannungsebene installiert ist, treten Lasten durch PV-Anlagen vor allem auf diesen Netzebenen auf [21, 45]. Bestehende Arbeiten betrachten, inwieweit der Betrieb von PV-Anlagen zu Netzüberlastungen führt. Die Arbeiten zeigen, dass geringe Penetrationen von PV-Anlagen Netzverluste und auch die damit verbundenen Netzkosten reduzieren. Sobald allerdings die erzeugte Leistung die Nachfrage übersteigt und dadurch spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten, steigt auch der Investitionsbedarf in elektrische Netze an [44, 149, 158]. Dieser Fall tritt häufig in ländlichen und vorstädtischen Netzen mit hoher PV-Durchdringung und geringer Bevölkerungsdichte auf [86, 169].

PV-Anlagen können in Kombination mit Speichern betrieben werden, um Netzüberlastungen zu reduzieren. Diese PV-Speichersysteme wirken auf den Netzbetrieb ein und können, je nach Betriebsweise, maximale Netzlasten reduzieren und erhöhen [4]. Analog zu Ladesteuerungsverfahren für PEVs können somit Netze entlastet als auch zusätzlich belastet werden (vergleiche Abschnitt 2.2.2). Werden diese Speicher betrieben, um den Eigenverbrauchsan-

teil von PV-Anlagen zu maximieren, kann durch den Speicher häufig kein netzentlastender Effekt realisiert werden, da die Befüllung des Speichers in der Regel in Situationen stattfindet, bevor die angebundene PV-Anlage ihre maximale Leistung zur Mittagszeit erreicht [89]. Weitere Studien zeigen, dass PV-Speichersysteme Netze entlasten können, wenn die Systeme die lokale Netzsituation berücksichtigen [89, 133].¹⁰

Untersuchungen zeigen, dass geringe abgeregelter Strommengen aus PV-Anlagen den Netzinvestitionsbedarf stark reduzieren können [16]. Da in Veröffentlichungen unterschiedliche Beispielnetze mit unterschiedlicher Stromnachfrage und PV-Durchdringung untersucht werden, finden sich sehr unterschiedliche Angaben zum Reduktionspotenzial von Netzinvestitionen durch eine PV-Abregelung. Geringe Stromeinspeisung durch PV-Anlagen führt zunächst zu geringeren Netzbetriebskosten, da durch die Anlagen Netzverluste reduziert werden können [158]. Eine Studie ermittelt in etwa ab einer PV-Durchdringung von 5 kWp pro Haushalt eine Umkehr des Leistungsflusses [158]. Diese Umkehr des Leitungsflusses führt zu spannungsbedingte Netzüberlastungen und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf. Ab dieser Durchdringung werden Netzinvestitionen von ca. 500 Euro für jedes zusätzlich installierte kWp PV-Leistung benötigt [158]. Andere Arbeiten ermitteln einen Netzinvestitionsbedarf durch PV-Anlagen von 30 Euro bis 450 Euro pro kWp installierter PV-Leistung in einem Netzgebiet [130, 166]. Die Höhe des zusätzlichen Netzinvestitionsbedarfs ist von der PV-Durchdringungsrate, der Nachfragesituation, der Netzempfindlichkeit und der Netztopologie abhängig.

Somit kann der Betrieb von PV-Anlagen zu Netzüberlastungen und dem damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf führen. Diese Investitionen werden über ansteigende NNE refinanziert. Gleichzeitig führt der Betrieb von PV-Anlagen dazu, dass die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen sinkt. Hierdurch steigen spezifische NNE, da NNE auf die Stromnachfrage aus dem Netz umgelegt werden. Hiervon sind insbesondere Netznutzer mit hoher Stromnachfrage betroffen. Auf der Basis von umfangreicher Literaturrecherche des Autors konnte keine Studie gefunden werden, die diese Effekte quantifiziert.

¹⁰Dies ist ein netzdienlicher Betrieb von PV-Speichersystemen (siehe Definition A.3).

2.3. Methodische Ansätze zur Abbildung von Elektrofahrzeugen, Photovoltaik-Anlagen, Netzinvestitionen und der Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze

2.3.1. Auswahlkriterien für einen passenden methodischen Ansatz

Ziel der Arbeit ist es zu zeigen, inwieweit dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen und zusätzliche Stromnachfrage durch Ladevorgänge von PEVs technisch und ökonomisch auf elektrische Niederspannungsnetze einwirkt. Hierbei soll der Einfluss dieser Technologien auf elektrische Lasten, Netzüberlastungen, Netzinvestitionen und NNE quantifiziert werden. Zudem soll bestimmt werden, ob diese Netze zukünftig verursachergerecht refinanziert werden. Um den bestmöglichen methodischen Ansatz für diese Zielstellung zu finden, werden bestehende methodische Ansätze ausgewählt, die folgende Aspekte abbilden:

- An Niederspannungsnetzen entstehen Netzüberlastungen durch hohe elektrische Lasten. Hohe Lasten können an diesen Netzen durch die Einspeisung von PV-Anlagen und durch Ladevorgänge von PEVs hervorgerufen werden. Es werden daher methodische Ansätze ausgewählt, die die Einspeisung von PV-Anlagen und die Ladevorgänge von PEVs an elektrischen Netzen abbilden.
- Die elektrische Last durch Ladevorgänge von PEVs wird wesentlich von den Ladesteuerungsverfahren der Fahrzeuge beeinflusst. Daher ist ein Auswahlkriterium, ob die Ladesteuerung von PEVs in den methodischen Ansätzen dargestellt werden kann.
- Ein weiteres Kriterium zur Auswahl von methodischen Ansätzen ist, ob sich der Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze abbilden lässt. Der Netzinvestitionsbedarf leitet sich aus Netzüberlastungen ab und wird von Verteilnetzbetreibern umgesetzt. Die methodischen Ansätze sollten daher das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern abbilden können.
- Um bestimmen zu können, ob Netzinvestitionen von den Verursachern von Netzüberlastungen getragen werden, müssen Netzüberlastungen

auf die Technologien zurückgeführt werden, die durch ihren Betrieb die Netze überlasten. Ein Auswahlkriterium ist daher, ob der methodische Ansatz ermitteln kann, ob Netzüberlastungen durch den Betrieb PV-Anlagen oder durch den Betrieb von PEVs hervorgerufen werden.

- Netzinvestitionen werden über NNE refinanziert. Die Höhe von spezifischen NNE wird am Niederspannungsnetz durch Netzinvestitionen und von der Stromnachfrage aus dem Netz beeinflusst. Um zu ermitteln, in welchem Umfang verschiedene Haushalte NNE tragen, werden daher methodische Ansätze ausgewählt, die die Stromnachfrage von Haushalten quantifizieren.
- Die Stromnachfrage von Haushalten wird durch Ladevorgänge von PEVs und durch die Einspeisung von PV-Anlagen beeinflusst. Daher werden methodische Ansätze ausgewählt, die abbilden, wie Ladevorgänge von PEVs und Einspeisung von PV-Anlagen auf die Haushaltsstromnachfrage einwirken.

Diese Kriterien verlangen einen Ansatz mit hoher Detailtiefe. Zum einen müssen Lasten, die Stromnachfrage sowie die Erzeugung in hoher Granularität an elektrischen Netzen darstellbar sein, dies muss technologie- und haushaltsscharf erfolgen. Zweitens müssen Netzüberlastungen detektierbar und diese auf Technologien zurückführbar sein. Drittens werden Ansätze ausgewählt, die den sich aus den Netzüberlastungen ergebene Investitionsbedarf in elektrische Netze und die Umsetzung durch VNB darstellen können. Um bestimmen zu können, wie sich NNE und die Netzauslastungen durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen verändern, müssen methodische Ansätze ausgewählt werden, die die Stromnachfrage dieser Technologien abbilden. Dies ist zudem nötig, um wirtschaftliche Folgen für Haushalte durch veränderte NNE abbilden zu können.

2.3.2. Methodische Ansätze zur Abbildung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen

Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, können elektrische Lasten zu Netzüberlastungen führen. Die Stromnachfrage durch PEVs sowie die Erzeugung durch PV-Anlagen mit und ohne stationärem Speicher stellen sich als Last am Netz dar und können Lastspitzen hervorrufen. In welchem Umfang und in welcher

Höhe Lastspitzen durch PV-Anlagen auftreten, ist davon abhängig, ob und gegebenenfalls wie die Speicher betrieben werden. Um mittels elektrischem Speicher Lastspitzen zu reduzieren, muss der Speicher in Zeiten hoher dezentraler Erzeugung und geringer Stromnachfrage befüllt werden. Es bestehen mehrere methodische Ansätze, die die Speichertechnologien in Kombination von PV-Anlagen an elektrischen Netzen abbilden. In einigen Ansätzen werden stationäre Speicher nach Kriterien der individuellen Gewinnmaximierung betrieben, um beispielsweise den Eigenverbrauchsanteil von Haushalten zu maximieren [35]. Gleichzeitig bestehen methodische Ansätze, die einen netzdienlichen¹¹ Einsatz von Speichern abbilden, indem der Speicher in Abhängigkeit der lokalen Netzsituation betrieben wird. Hierdurch können Lastspitzen durch PV-Erzeugung reduziert oder vollständig vermieden werden [5, 35, 89, 133].

Analog zu stationären Speichern können PEVs dazu beitragen, Lasten an elektrischen Netzen zu reduzieren und PV-Strom in das Energiesystem zu integrieren [99]. Im Vergleich zu stationären Speichern muss allerdings bei PEVs zusätzlich dargestellt werden, wann die Batterie im Fahrzeug als Speicher an welchem Ort des Netzes zur Verfügung steht und welche elektrische Energie für Fahrten des jeweiligen Elektrofahrzeugs aufgebracht werden muss. In der Literatur befinden sich zwei unterschiedliche methodische Ansätze, die die Stromnachfrage und die elektrische Last durch den Betrieb von PEVs an elektrischen Netzen abbilden. Die Ansätze unterscheiden sich darin, ob das Fahrverhalten der Fahrzeuge abgebildet wird und wie detailliert Ladesteuerungsverfahren der Fahrzeuge dargestellt sind. Die einfachste Methodik ist, für PEVs feste Stromnachfrageprofile zu verwenden. Diese Stromnachfrageprofile bilden so den Wirkleistungsbedarf der Fahrzeuge über die Zeit ab. Dieser methodische Ansatz wird beispielsweise genutzt, um Rückschlüsse auf das Energiesystem zu ziehen [13, 51, 112]. Mit dieser Methodik wird häufig kein Netz abgebildet oder es wird angenommen, dass PEVs direkt mit Transformatoren verbunden sind [13, 37, 157]. Alternativ können methodisch Ansätze PEVs an einzelnen Netzknoten eines elektrischen Netzes abbilden. Hier besteht auch die Möglichkeit, ein Zeitfenster vorzugeben, indem die Fahrzeuge Wirkleistung bereitstellen können oder eine fixierte Menge an Wirkleistung vom Netz beziehen [41]. In einem weiteren methodischen Ansatz wird zunächst das Fahrverhalten von PEVs abgebildet, um anschließend daraus Leistungsprofile der Fahrzeuge abzuleiten. In diesem Ansatz wird zudem ein Ladeverhalten der Fahrzeugnutzer von PEVs unterstellt. Das Ladeverhalten

¹¹Siehe Definition A.3.

gibt vor, wann, wo und in welchem Umfang die Fahrzeugbatterien durch die Nutzer geladen werden [37, 96].

Das Ladeverhalten kann wiederum in unterschiedlicher Detailtiefe abgebildet werden. In einem methodischen Ansatz wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeugnutzer direkt nach jeder Fahrt ihre Fahrzeugbatterie laden, bis diese den maximalen Füllstand erreicht oder die Nutzer einen neuen Weg mit ihren Fahrzeugen beginnen. Eine weitere Methodik nutzt die Annahme, dass die Batterie der Fahrzeuge nach der letzten Fahrt eines Tages vollständig geladen wird [37, 96, 169]. Zudem werden Steuerungsverfahren in einigen methodischen Ansätzen implementiert, anhand derer Ladevorgänge von PEVs eingestellt werden. Je nachdem, welche Instanz die Ladevorgänge steuert, lassen sich die Verfahren in autonome, direkte und indirekte Verfahren einteilen. Bei autonomen Verfahren entscheidet ein Fahrzeug eigenständig, wann es in welchem Umfang elektrischen Strom aus dem Netz bezieht. Hierzu nutzt das Fahrzeug beispielsweise die Netzspannung zur Steuerung der Ladeleistung [99]. Bei direkten Verfahren steuert eine zentrale Einheit, beispielsweise ein Aggregator, die Ladevorgänge einer Fahrzeugflotte. Ansätze mit Aggregatoren werden genutzt, um Erlöse an Strommärkten abzubilden, die sich mit den Fahrzeugen generieren lassen. Zudem kann in methodischen Ansätzen abgebildet werden, inwieweit mit den Fahrzeugen elektrischen Netzen Systemdienstleistungen bereitgestellt werden können. Diese Ansätze bilden beispielsweise ab, in welchem Umfang die Fahrzeuge Frequenz- und Spannungshaltung bereitstellen können oder welche Erlöse mit den Fahrzeugen an Regelleistungsmärkten erzielt werden können [37, 50, 85, 125, 124, 159]. In einem weiteren methodischen Ansatz wird davon ausgegangen, dass Fahrzeugnutzer auf ökonomische Anreize reagieren und somit indirekt die Leistungsnachfrage von PEVs gesteuert werden kann. Bei diesem Ansatz erhalten Nutzer der Fahrzeuge ökonomische Anreize, die Ladevorgänge der Fahrzeuge in günstige Zeiten für das Netz und/oder Strommärkte zu verlagern, entscheiden dann aber selbst, ob sie dem Anreiz folgen oder nicht [39, 99, 139].

2.3.3. Methodische Ansätze zur Abbildung von Netzüberlastungen, Netzinvestitionen und der Refinanzierung elektrischer Netze mittels Netznutzungsentgelten

In Abschnitt 2.2 ist dargestellt, wie elektrische Lasten auf Netzbe- und -überlastungen sowie auf die Netzauslastung einwirken. In diesem Abschnitt

wird zudem gezeigt, dass neben den Lasten die Netztopologien und die Netzeigenschaften einen Einfluss auf Netzbe- und -überlastungen haben. Aus Netzüberlastung ergibt sich wiederum ein Netzinvestitionsbedarf. Der Netzinvestitionsbedarf wird durch VNB umgesetzt und über NNE refinanziert. Die Höhe von Netznutzungsentgelten wird von der Auslastung elektrischer Netze beeinflusst. Im Folgenden werden methodische Ansätze klassifiziert und beschrieben, die technische Netzüberlastungen, den Netzinvestitionsbedarf, die Netzauslastung sowie die damit verbundene Netzrefinanzierung abbilden.

Elektrische Netze werden in bestehenden methodischen Ansätzen mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung abgebildet. Für den kurzfristigen Netzbetrieb wird mit hohen zeitlichen Auflösungen untersucht, wie mittels Wirk- und Blindleistungsregelung die Netzspannung positiv beeinflusst werden kann, um Netzüberlastungen zu vermeiden [92, 149]. Hierzu werden Lastflussrechnungen eingesetzt. Für die Berechnung des Lastflusses von elektrischen Netzen wird ein in der Regel ein Gleichungssystem aufgestellt, das ein elektrisches Netz sowie Erzeuger und Verbraucher an dem Netz repräsentiert. Dieses Gleichungssystem kann über verschiedene Verfahren gelöst werden [49, 136, 141]. Diese Verfahren sind in Software implementiert, die speziell für die Abbildung von Lastflüssen an elektrischen Netzen entwickelt wurde. Als Software wird unter anderem DigSILENT Power Factory, Simscape Power Systems, MATPOWER oder Neplan Electricity eingesetzt. Mit dieser Software können auch optimale Konfigurationen von Netzen gefunden werden, um beispielsweise Verluste zu minimieren [48, 104, 111, 172]. Zudem kann mit diesen Softwarepaketen der Einfluss von PEVs auf die Stromnachfrage und Netzüberlastung untersucht werden [77, 125, 110, 145, 161, 169].

Methodische Ansätze, die den Investitionsbedarf in elektrische Netze abbilden, betrachten aufgrund der hohen Investitionszyklen von Netzbetriebsmitteln sehr lange Zeiträume von mehreren Jahrzehnten [129, 141]. Diese methodischen Ansätze werden genutzt, um VNB bezüglich ihrer Investitionsentscheidungen bei der Netzplanung zu unterstützen [12, 67, 88, 118]. All diese Ansätze berücksichtigen allerdings nur Teilaspekte der Netzplanung. Diese Ansätze werden genutzt um Netzbetreiber bei ihren Investitionsentscheidungen zu unterstützen, beispielsweise wo Transformatorstationen mit welchen Leistungsklassen in ihren Netzen errichtet werden sollten [165]. Es besteht weiterhin Bedarf an verbesserten Planungsansätzen und daher werden die Methodiken stetig weiterentwickelt [70]. Durch die verstärkte Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen in elektrischen Verteil-

netzen und deren Einfluss auf elektrische Netze steigt die Komplexität der methodischen Planungsansätze. In einigen Ansätzen wird daher auch berücksichtigt, wo dezentrale Erzeugungsanlagen bestmöglich platziert werden sollten, um kritische Netzzustände und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf zukünftig zu vermeiden [12, 72, 173]. Um optimale Lösungen für gemischt-ganzzahlige Probleme der Netzplanung zu finden, werden evolutionäre Ansätze verwendet [2, 65, 66]. Methodische Ansätze, die den Netzinvestitionsbedarf ermitteln, unterscheiden sich zudem darin, welche räumliche und zeitliche Bilanzgrenze abgebildet werden kann. Einige Ansätze können den Investitionsbedarf über mehrere Spannungsebenen hinweg abbilden, andere Ansätze können räumliche Informationen oder Netzstrukturen berücksichtigt. Weitere Methodiken können den Investitionsbedarf an generischen Netzen abbilden (vgl. [1, 4, 130, 157]).

In anderen methodischen Ansätzen wird aus Netzüberlastungen der Netzinvestitionsbedarf in elektrische Netze abgeleitet. Zudem bilden diese Ansätze ab, an welchen Netzknotenpunkten elektrische Lasten optimal platziert werden sollten, um den Leitungs- und Kabelausbau von verschiedenen Spannungsebenen zu minimieren [1]. Um den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze abzuschätzen, werden Referenznetze mit statischen Topologien untersucht. Methodisch werden Netze am letzten Drittel eines Stranges ausgebaut, falls im Netz spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten. Falls es zu thermischen Netzüberlastungen kommt, werden die Netze in der Mitte des überlasteten Stranges verstärkt [1, 4, 16, 101].¹² Da neben Netzausbau weitere Optionen bestehen, elektrische Netze zu entlasten, ist ein Merit-OderAnsatz des Netzausbaus entwickelt worden. Mit diesem methodischen Ansatz werden zunächst die wirtschaftlichsten Technologieoptionen zur Netzentlastung gefunden und ausgewählt [138].

Außerdem bestehen methodische Ansätze, die die vertikale und die horizontale Wälzung von Netznutzungsentgelten abbilden. Hierdurch lassen sich regionale Unterschiede in der Netzfinanzierung untersuchen. Gleichzeitig kann dargestellt werden, wie eine horizontale Wälzung zwischen verschiedenen Regionen auf die Refinanzierung von Netzen einwirkt [75]. Allerdings ist es aufgrund des verwendeten Top-Down-Ansatzes nicht möglich, den Einfluss von PEVs und PV-Anlagen auf die Refinanzierung von Netzen zu bestimmen. Hierbei kann insbesondere nicht abgebildet werden, wie die dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen und die zusätzliche Stromnachfrage durch PEVs auf den Netzinvestitionsbedarf und auf die Netzauslastung einwirken.

¹²Siehe Definition A.8.

2.4. Fazit und Forschungslücke

Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, können hohe Lasten an elektrischen Netzen zu Überlastungen führen, falls die elektrische Last an einem Netz einen Wert überschreitet, auf den dieses Netz ursprünglich ausgelegt ist. PEVs und PV-Anlagen sind zwei Technologien, durch deren Betrieb hohe Lasten an Niederspannungsnetzen auftreten können. Neben elektrischen Lasten hat zudem die Netztopologie, die verwendeten Betriebsmittel und der Ort, an dem Lasten mit Netzen verbunden sind, einen Einfluss auf die Höhe und den Ort von Netzbe- und -überlastungen [12]. Ein Investitionsbedarf in elektrische Niederspannungsnetze ergibt sich aus Netzüberlastungen, die in den Netzen auftreten. Daher kann der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Netzen einen Netzinvestitionsbedarf bedingen.

VNB setzen den Investitionsbedarf von Niederspannungsnetzen um, indem sie den Netzen beispielsweise neue Kabel oder Transformatoren hinzufügen. Diese Investitionen werden über NNE refinanziert. NNE werden zum Teil auf die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen umgelegt und so über die Netzteilnehmer getragen. Die Stromnachfrage aus Netzen wird wiederum durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an diesen Netzen beeinflusst. Durch eine veränderte Stromnachfrage aus elektrischen Netzen ändert sich die Auslastung dieser Netze. Dezentrale Erzeugung, beispielsweise aus PV-Anlagen, reduzieren die Stromnachfrage aus dem Netz und führen dazu, dass Netze geringer ausgelastet werden. PEVs erhöhen die Stromnachfrage und können dazu beitragen, Netze umfangreicher auszulasten. Somit wirken PEVs und PV-Anlagen neben dem Netzinvestitionsbedarf, den diese Technologien hervorrufen können, auch durch eine veränderte Stromnachfrage auf NNE ein. Haushalte mit PV-Anlage entsolidarisieren sich durch diesen Mechanismus von der Refinanzierung elektrischer Netze, während Haushalte mit hoher Stromnachfrage tendenziell wirtschaftlich stärker belastet werden.

Bisher besteht kein methodischer Ansatz, der die Kausalketten aus Netzlasten, Netzüberlastungen, Netzinvestitionen, Stromnachfrage, Netzauslastung und Netznutzungsentgelten sowie wirtschaftliche Folgen für Haushalte abbildet. Bestehende Ansätze bilden hingegen entweder Netzüberlastungen durch PEVs und PV-Anlagen detailliert ab, können dann allerdings nicht den sich hieraus ergebenden Investitionsbedarf quantifizieren [7, 37, 39, 40, 169]. Andere Methodiken können den zukünftigen Netzinvestitionsbedarf über mehrere Spannungsebenen ermitteln. Aufgrund der fehlenden technologischen Granularität könnten diese Methodiken allerdings nicht eine veränderte Stromnachfrage aus elektrischen Netzen durch den Betrieb von PEVs

und PV-Anlagen abbilden. Folglich lassen sich so keine Rückschlüsse auf die Netzauslastung durch den Betrieb dieser Technologien ermitteln [1, 4, 6]. Gleichzeitig bestehen Ansätze, die den Einfluss von PEVs auf den Netzinvestitionsbedarf ermitteln, dann allerdings nicht abbilden können, wie diese Investitionen auf NNE einwirken. Zudem kann in diesen methodischen Ansätzen nicht quantifiziert werden, wie sich eine veränderte Stromnachfrage aus elektrischen Netzen auf NNE auswirkt [123, 130, 153, 154, 157]. Zudem bestehen Ansätze, die VNB bei der Netzplanung unterstützen [65, 70, 72]. In der Literatur befindet sich allerdings kein methodischer Ansatz, der den Netzinvestitionsbedarf für generische Niederspannungsnetze mit beliebiger Netztopologie darstellen kann. Bezüglich der wirtschaftlichen Belastungen für Haushalte durch NNE stellen bestehende Ansätze regionale Verteilungswirkungen dar. In diesen Ansätzen wird betrachtet, welche NNE für verschiedene Regionen in Deutschland bestehen und wie diese sich durch einen veränderten Wälzungsmechanismus angleichen ließen [75]. Allerdings kann durch den Top-Down-Ansatz nicht auf die Verursacher von Netzüberlastungen und den damit verbundenen Netzausbaubedarf rückgeschlossen werden [16, 51, 75]. Insbesondere kann nicht dargestellt werden, wie die Erzeugung von Strom durch PV-Anlagen und zusätzliche Stromnachfrage durch Ladevorgänge von PEVs auf die Netzauslastung und NNE einwirkt. Dies ist wiederum nötig, um zu ermitteln, ob Netzinvestitionen verursachergerecht auf die Haushalte, die Investitionsbedarf verursachen, umgelegt werden. In diesen Ansätzen wird folglich dann auch nicht der Einfluss von Netzinvestitionen und einer veränderten Netzauslastung auf NNE und die wirtschaftlichen Folgen für Haushalte abgebildet.

Folglich fehlt in bestehenden Arbeiten die kombinierte Betrachtung von elektrischer Stromnachfrage durch PEVs, dezentrale Erzeugung von PV-Anlagen und deren Einfluss auf Netzinvestitionen in elektrische Niederspannungsnetze. Hier ist zudem unklar, wie die Technologien auf die Netzauslastung und somit auf bestehende NNE einwirken. Da diese stark von PV- und PEV-Durchdringungsraten sowie den Netzen, die Technologien verbunden sind, abhängig ist, muss zudem ein methodischer Ansatz gefunden werden, der Netzinvestitionen an generischen Netzen für Durchdringungsraten von Haushaltstechnologien abbildet. Wesentliche Ansätze, die Teilaspekte berücksichtigen, sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

Tabelle 2.1.: Methodische Ansätze zur Abbildung von Netzüberlastungen, von Netzinvestitionen und von Netznutzungsentgelten

Ansatz	Netz- überlastungen	Netz- investitionen	Netznutzungs- entgelte	Quellen
TU-Cottbus	Ja	Nein	Nein	[169]
PowerACE	Ja	Nein	Nein	[37, 39, 40]
Stuttgart-IER	Ja	Nein	Nein	[7]
Dena	Nein	Ja	Nein	[4]
Energynautics	Nein	Ja	Nein	[1]
NAP	Nein	Ja	Nein	[6]
IIT-Comillas	Ja	Ja	Nein	[123]
TU-Delft	Ja	Ja	Nein	[153, 154, 157]
TU-Wien	Ja	Ja	Nein	[130]
NEP	Nein	Ja	Ja	[51]
RWTH-IAEW	Nein	Ja	Ja	[16]
TU-Dresden	Nein	Ja	Ja	[75]

3. Modellanforderungen zur techno- ökonomischen Abbildung von Net- zen, Haushalten, Photovoltaik-Anla- gen und Elektrofahrzeugen

3.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüber- blick

Modelle sollen die Realität abbilden, wie diese ist und nicht wie wir sie uns wünschen [137]. Hierbei sind Modelle allerdings immer eine Vereinfachung der Realität, da sie die Realität, was auch immer *Realität* genau sein mag, niemals vollumfassend abbilden können. Zur Beantwortung von energiewirtschaftlichen Forschungsfragen werden Computermodelle eingesetzt, die als Bottom-Up oder als Top-Down Modelle klassifiziert sind [76, 142]. Computermodelle können aufgrund ihrer beschränkter Rechenleistung und gewissen Systemgrenzen, die in diesen Modellen gezogen werden müssen, die Realität nicht vollumfassend abbilden. Daher steht zur Modellbildung in dieser Arbeit im Zentrum, was unter der Berücksichtigung von Rechenzeiten, Systemgrenzen und Komplexitäten ein möglichst zweckdienlicher Ansatz ist, die Forschungsfragen aus Kapitel 1.3 zu beantworten (vgl. [57, 63]). Da zur Beantwortung der Forschungsfragen Technologien detailliert abgebildet werden müssen, werden in der Arbeit Bottom-Up Modelle betrachtet. Bottom-Up Modelle sind wiederum in Optimiermodelle und in Simulationsmodelle unterteilt [76, 142].

Wie in Kapitel 2 gezeigt, sind Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen zwei Technologien, die umfassend auf die Netzauslastung und den Netzinvestitionsbedarf von Niederspannungsnetzen einwirken. Die Netzauslastung und der Netzinvestitionsbedarf wirken wiederum wesentlich auf die Refinanzierung von Netzen ein. Getragen werden die Investitionen auf Niederspannungsebene im heutigen regulatorischen Rahmen von Nachfragern, die Strom aus elektrischen Netzen beziehen. Diese Nachfrager re-

finanzieren elektrische Netze mittels Netznutzungsentgelten. In Kapitel 2 wird zudem gezeigt, dass kein methodischer Ansatz besteht, der einen veränderten Netzinvestitionsbedarf und eine veränderte Netzauslastungen durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen abbildet. Es besteht ebenfalls kein Ansatz, der dem Einfluss von PEVs und PV-Anlagen auf Netznutzungsentgelte (NNE) darstellt. Zudem besteht kein Ansatz, der die wirtschaftlichen Auswirkungen für Haushalte durch eine veränderte Netzauslastung und einen Netzinvestitionsbedarf quantifiziert. Ziel des Kapitels ist es daher, einen Modellansatz zu finden, der die Stromnachfrage durch PEVs, dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen sowie wirtschaftliche Folgen für Haushalte durch Netzinvestitionen und eine veränderte Netzauslastung und die damit verbundene Refinanzierung von Netzen mittels Netznutzungsentgelten abbildet.

Anhand der Forschungslücke aus Kapitel 2.4 werden in Abschnitt 3.2 Anforderungen zur Abbildung elektrischer Niederspannungsnetze dargestellt. Die Anforderungen zur Abbildung von dezentraler Erzeugung durch PV-Anlagen und Haushalten werden anschließend in Abschnitt 3.3 beschrieben. Danach werden die Anforderungen zur Abbildung von PEVs in Abschnitt 3.4 herausgearbeitet. Für alle Anforderungen werden die Vor- und Nachteile der Abbildungsmöglichkeiten diskutiert. Abschließend werden in Abschnitt 3.5 die wesentlichen Anforderungen zusammengefasst und ein Fazit gezogen. Die Struktur zur Beschreibung der Anforderungen ist [122] entnommen. Inhalte aus [100] fließen in den Text ein.

3.2. Anforderungen zur Abbildung von elektrischen Niederspannungsnetzen

Ziel der Arbeit ist es, den techno-ökonomischen Einfluss von PV-Anlagen und PEVs auf elektrische Niederspannungsnetze zu ermitteln und die wirtschaftlichen Folgen, die sich hierdurch für Haushalte ergeben, aufzuzeigen. Zum einen müssen die Netze technisch abgebildet werden, da sich Netzinvestitionsbedarf aus Netzbe- und -überlastungen ergibt. Zweitens müssen auch die monetären Auswirkungen von Netzinvestitionen und einer veränderten Stromnachfrage auf NNE abgebildet werden. Über NNE werden Netze refinanziert. NNE werden von Netzteilnehmern getragen [19]. Haushalte sind eine Gruppe dieser Netzteilnehmer.

Da PEVs und PV-Anlagen überwiegend mit Niederspannungsnetzen verbunden sind und insbesondere dort Netze technisch und ökonomisch beeinflussen, muss diese Spannungsebene betrachtet werden. Die Niederspannungsebene wirkt auf die nächst höhere Netzebene ein. Neben der Niederspannungsebene sollte daher zunächst die Ortsnetztransformatorstation zwischen dem Niederspannungsnetz und dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz (NS/MS) berücksichtigt werden. Die nächsthöhere Priorität hat die Mittelspannungsebene (MS). Je höher die Netzebene, umso geringer ist der Einfluss der Niederspannungsebene auf diese Netzebene. Folglich ist die Abbildung von höheren Netzebenen zunehmend unwichtiger zur Beantwortung der Forschungsfragen.

Niederspannungsnetze gehören zu den Verteilnetzen und setzen sich aus Netzelementen wie Leitungen, Kabel und Transformatoren zusammen. Diese Elemente verfügen über eine maximale Strombelastbarkeit, die nicht überschritten werden sollte. Falls die Strombelastbarkeit des jeweiligen Netzelements dennoch überschritten wird, wird dieses Netzelement thermisch überlastet und kann dadurch beschädigt werden. In diesem Fall greifen Schutzrichtungen ein. Ein Eingreifen der Schutzrichtungen führt zu einer Unterbrechung des betroffenen Stromkreises und zu einem Ausfall von Anlagen, die mit Netzen verbunden sind und/oder zu einem Teilausfall des Netzes. Dieser Zustand ist unerwünscht. Daher greifen Verteilnetzbetreiber (VNB) ein, bevor Netzelemente überlastet werden. Zunächst kurzfristig, indem VNB entweder Anlagen vom Netz nehmen, Netzelemente zu- und wegschalten, die Leistung an die kritische Situation anpassen oder dafür sorgen, dass dem Netz Netzdienstleistungen bereitgestellt werden. Neben thermischen Überlastungen können durch hohe elektrische Lasten spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten. Nach der Norm EN DIN 50160 soll sich in der Niederspannungsebene die Netzspannung nicht außerhalb eines $\pm 10\%$ Spannungsbandes bewegen [47]. Andere Normen erlauben Spannungsabweichungen von $+3\%$ und $\pm 4\%$ auf der Niederspannungsebene [4, 144, 155]. Weicht die Spannung zu stark ab, sollte diese wieder in Richtung ihres Nennwerts überführt werden. In Niederspannungsnetzen kommt es zur Spannungsüberhöhung, falls die Einspeiseleistung die Verbrauchsleistung übersteigt und sich somit die Richtung der Ströme über die Kabel/Leitungen umdreht. Die Umkehr des Leistungsflusses hat zur Folge, dass auch der Spannungsabfall über die Leitungen/Kabel in die entgegengesetzte Richtung zeigt. Sowohl spannungsbedingte als auch thermisch bedingte Netzüberlastungen sind wesentliche Aspekte der Netzplanung. Zur Beantwortung der Forschungsfragen muss daher abbildbar sein, wann Netze überlastet sind. Hier sollte unterschieden

werden, ob Netzelemente thermisch überlastet sind oder ob spannungsbedingte Überlastungen im Netz auftreten.

Langfristig investieren VNB in ihre Netze, indem sie Netzelemente zu bauen und/oder austauschen [4]. Zur Beantwortung der Forschungsfragen ist daher ein Ansatz nötig, der Kabel und Leitungen abbildet. Zudem muss dargestellt werden, wie VNB langfristig auf Netzüberlastungen reagieren. Falls Transformatoren abgebildet werden, können auch Aussagen über die Ebene zwischen Niederspannung und Mittelspannung getroffen werden. Das kurzfristige Eingreifen von Schutzeinrichtungen muss nicht zwingend dargestellt werden, da dies kaum auf den langfristigen Investitionsbedarf einwirkt. Wichtiger ist hingegen, dass ein Modell abbildet, wie VNB langfristig auf thermische und spannungsbedingte Netzüberlastungen reagieren und basierend auf diesen Netzüberlastungen ihren Netzausbau planen.

Netzausbau wird in Niederspannungsnetzen durch thermische Überlastungen und durch Verletzungen des Spannungsbandes hervorgerufen. Da in diesen Netzen insbesondere Spannungsbandverletzungen zu Netzausbau führen, muss das Modell diese abbilden. Realisieren lässt sich dies ausschließlich mit einem Wechselstrom (AC)-Lastfluss, da Berechnungsverfahren, die Gleichstrom (DC) abbilden, von konstanten Spannungen an allen Netzknoten ausgehen und somit keine Spannungsänderung durch Erzeugung und Verbrauch abbilden können [141]. Die Abbildung des Netzes über einen einzelnen Knoten, der das gesamte Niederspannungsnetz repräsentiert, ist unpassend für die Betrachtung, da so nicht abgebildet werden kann, wo Netze verstärkt werden müssen. Dies ist wiederum nötig, um den Netzinvestitionsbedarf zu ermitteln. Zudem kann das Netz als Kupferplatte dargestellt werden, um Netzeffekte komplett zu vernachlässigen. Dieser Ansatz ist daher ebenfalls unpassend zur Beantwortung der Forschungsfragen.

Modelle, die einen AC-Lastfluss implementieren, unterscheiden sich darin, ob alle drei Netzphasen einzeln abgebildet werden oder ob von Symmetrie zwischen den drei Phasen ausgegangen wird. Im symmetrischen Fall reduziert sich das dreiphasige Leitersystem auf ein einphasiges System. Die Abbildung aller drei Phasen ist hierbei umso wichtiger, je höher die Unsymmetrie zwischen den Phasen ist. Symmetrie zwischen den Phasen besteht, wenn der sinusförmige Spannungs- und Stromverlauf über alle Phasen in Form und Amplitude gleich ist und die Verläufe lediglich um einen Winkel von $2\pi/3$ verschoben sind. Dies tritt auf, falls die Last auf allen drei Phasen gleich groß ist. Da in Niederspannungsnetzen in der Regel nicht alle drei Phasen gleichmäßig belastet sind, können an elektrischen Niederspannungsnetzen Unsymmetrien auftreten. Somit werden auch Aussagen zu Netzbe-

und -überlastungen detaillierter, falls alle drei Phasen im Modell abgebildet werden. Allerdings müssen in diesem Fall Informationen zu allen drei Phase zur Verfügung stehen.

Die Abbildung des AC-Lastflusses kann über konventionelle Softwarepakete mit fertigem Solver dargestellt werden. Beispiele hierfür sind DigSILENT Power Factory, Simscape Power Systems, MATPOWER und Neplan Electricity [48, 104, 111, 172]. Allerdings sind die Softwarepakete nicht dafür ausgelegt, mit komplexeren Simulationen von PEVs und deren Ladeverhalten zu interagieren. Zudem bilden diese Softwarepakete nicht das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern ab. Da Netzinvestitionsbedarf wesentlich auf die Netzfinanzierung einwirkt, muss ein Modell entwickelt werden, das insbesondere das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern abbildet. Dies ist zwingend nötig zur Beantwortung der Forschungsfragen. Zudem muss darstellbar sein, wie sich die Netzauslastung durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen verändert. Aus beiden Effekten leiten sich NNE ab. Die Abbildung von NNE ist wiederum nötig, um wirtschaftliche Folgen für verschiedene Haushalte abbilden zu können. Die dargestellten Softwarepakete bilden hiervon lediglich Teilaspekte ab und können daher lediglich unterstützend zur Beantwortung der Forschungsfragen eingesetzt werden.

Starken Einfluss auf Netzbelastungen hat die betrachtete Netztopologie, die jeweilige Netzempfindlichkeit¹ sowie die Verteilung und Durchdringung von Stromnachfragern und dezentraler Erzeugung. Wie in Kapitel 2.2 gezeigt, sind elektrische Niederspannungsnetze sehr heterogen aufgebaut. Zudem versorgen einzelne Niederspannungsnetze relativ kleine Regionen, die in der Literatur über Beispielnetze dargestellt werden. Von Mitgliedstaaten der Europäischen Union werden Regionen nach ihrer Größe in nomenclature des unités territoriales statistiques (NUTS) klassifiziert. Um möglichst gute regionale Aussagen für die Arbeit treffen zu können, ist die Abbildung von mehreren NUTS3-Regionen ideal. Falls größerer Regionen wie NUTS2- oder NUTS1-Regionen aggregiert betrachtet werden, sind regionale Besonderheiten von Niederspannungsnetzen kaum darstellbar. Falls Regionen aggregiert über Deutschland oder Europa abgebildet werden, lassen sich keine regionalen Aussagen mehr treffen. Somit sinkt die Übertragbarkeit der Aussagen auf Deutschland, je höher und aggregierter deutsche Netzregionen abgebildet werden. Das Modell sollte daher unterschiedliche Netztopologien, Durchdringungsraten von denen mit dem Netz verbundenen Anlagen sowie deren Zuteilung an verschiedene Netzknoten in hoher Detailtiefe darstellen können.

¹Siehe Definition A.5.

3.2. Anforderungen zur Abbildung von elektrischen Niederspannungsnetzen

Mit über 8000 Postleitzahl (PLZ)-Gebieten ist die regionale Auflösung höher als bei der NUTS3-Region mit ca. 400 Gebieten. Daher sollten Regionen PLZ-scharf abgebildet werden. Die Betrachtung von NUTS3-Regionen kann unterstützen. Um diese regionalen Unterschiede darstellen zu können, müssen generische Netze im Modell abbildbar sein, an denen Leitungslängen und Transformatorenleistungen bekannt sind. Bei weiteren Informationen zum Netzgebiet sind genauere Aussagen für die einzelnen Gebiete generierbar. Gleichzeitig lassen sich aufgrund der Heterogenität von Niederspannungsnetzen die regionalen Spezifika nicht generell auf weitere Regionen übertragen (vgl. Kapitel 2.2.1). Um die Ergebnisse übertragen zu können, sollten daher im Modell Netze abbildbar sein, die möglichst viele Regionen repräsentieren (siehe Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1.: Anforderungen zur Abbildung von elektrischen Netzen zur Beantwortung der Forschungsfragen

Charakteristik	Variante	Relevanz für die Forschungsfragen
Spannungsebenen	HöS	Unnötig
	HöS/HS	Unnötig
	HS	Unnötig
	HS/MS	Unnötig
	MS	Unterstützend
	MS/NS	Unterstützend
	NS	Nötig
Netzüberlastungen	Spannungsbedingt	Unterstützend
	Thermisch bedingt	Unterstützend
Betriebsmittel	Transformatoren	Unterstützend
	Kabel	Nötig
	Leitungen	Nötig
	Schutzeinrichtungen	Unnötig
Netzmodelltyp	Kupferplatte	Unpassend
	Einzelner Knoten	Unpassend
	DC	Unpassend
	AC	Nötig
Lastfluss	Einphasig	Nötig
	Dreiphasig	Unterstützend
Software	Konventionelle Software	Unterstützend
	Eigene Entwicklung	Nötig
Regionale Auflösung	Europa	Unpassend
	NUTS0	Unpassend
	NUTS1	Unpassend
	NUTS2	Unpassend
	NUTS3	Unterstützend
	PLZ-Gebiete	Unterstützend
	Einzelne Niederspannungsnetze	Nötig
Netztopologien	Generische Netze	Nötig
	Detailnetze	Unterstützend

3.3. Anforderungen zur Abbildung von Haushalten und Photovoltaik-Anlagen

Elektrische Netze werden über NNE refinanziert. Einen Teil der NNE zahlen Haushalte in Abhängigkeit ihrer Stromnachfrage, die sie aus den Netzen beziehen. Ein Ziel der Arbeit ist es, die Zahlungen von NNE verschiedener Haushalte, die über verschiedene Technologien verfügen, zu bewerten. Daher muss die Stromnachfrage für einzelne Haushalte abbildbar sein. Elektrische Niederspannungsnetze werden über keinen weiteren Energieträger finanziert. Diese Energieträger sollten daher nur abgebildet werden, falls sie durch elektrischen Strom substituiert werden und somit die Stromnachfrage aus Netzen beeinflussen. Falls beispielsweise Haushalte ihren Mobilitätsbedarf über PEVs decken, benötigen sie entsprechend weniger finanzielle Mittel für konventionelle Energieträger wie Benzin oder Diesel. Neben dem Energieträger Strom sollten daher zunächst die Energieträger Benzin und Diesel abgebildet werden. Wärmepumpen können als Sektorkopplungsoption eingesetzt werden, um den Wärmebedarf aus Kohlenstoffdioxid (CO₂)-armen oder -freien Strom bereitzustellen. Diese Technologie substituieren konventionelle Energieträger und wirken auf die Stromnachfrage aus und auf maximale Lasten an elektrischen Netzen ein. Daher ist Wärme neben Mobilität ein weiterer Energieträger, der unterstützend abgebildet werden kann. Neben Wärmepumpen werden zukünftig zur Dekarbonisierung des Haushaltssektors vermutlich weitere Technologien eingesetzt, die fossile Energieträger durch regenerativen Strom ersetzen. Beispielsweise sind Nachtspeicherheizungen oder strombetriebene Durchlauferhitzer Technologien, die hierzu eingesetzt werden könnten. Der Einfluss von Technologien durch ihre Lasten und ihre Stromnachfrage auf elektrische Netze ist es umso größer, je stärker die jeweiligen Technologien auf die Stromnachfrage und auf maximale Lasten einwirken. Daher sollten insbesondere Technologien mit großen Lasten und einen starken Einfluss auf die Stromnachfrage im Modell abgebildet sein. Kleinverbrauchern mit geringen Lasten und einer geringen Stromnachfragen können hingegend aggregiert abgebildet werden.

Dezentrale Erzeugung, beispielsweise von PV-Anlagen, reduziert die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen von Haushalten, die diese Anlagen nutzen. Gleichzeitig kann dezentrale Erzeugung zu einer Umkehr des Leistungsflusses im Netz und den damit verbundenen Netzüberlastungen führen. Diese Überlastungen veranlassen VNB, in elektrische Netze zu investieren. Diese Investitionen werden wiederum über NNE refinanziert. Ziel

der Arbeit ist es, diesen Effekt, der durch PV-Anlagen hervorgerufen wird, zu quantifizieren, da diese Technologien stark in Niederspannungsnetzen vertreten sind. Somit ist es nötig, die Stromnachfrage und die maximalen Leistungen dieser Technologien im Modell abzubilden. Neben PEVs, die gleichzeitig auch mobile elektrische Speicher sind, besteht für Haushalte die Möglichkeit, ihre Stromnachfrage aus elektrischen Netzen durch stationäre Speicher zu beeinflussen. Je nachdem, wie diese Speicher betrieben werden, kann dies die Stromnachfrage aus dem Netz der jeweiligen Haushalte stark reduzieren, was wiederum auf die Verteilung von Netznutzungsentgelten einwirkt (vgl. Kapitel 2.2.3). Daher unterstützt die Berücksichtigung von dezentralen Speichern die Aussagekraft der Arbeit.

Die Haushaltsstromnachfrage kann durch dezentrale Erzeugung gedeckt werden, wenn Erzeugung und Nachfrage gleichzeitig auftreten. Die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen wird um die Differenz aus Nachfrage und Erzeugung reduziert. Falls die Erzeugung die Nachfrage übersteigt, wird diese ins Netz eingespeist. Um diese Effekte abbilden zu können, muss daher sowohl die dezentrale Erzeugung als auch die Stromnachfrage von Haushalten über die Zeit dargestellt werden. Die Aussagekraft der Arbeit steigt mit der zeitlichen Auflösung, mit der die Untersuchung durchgeführt wird. Gleichzeitig erhöht sich mit höheren zeitlichen Auflösungen auch der Rechenaufwand. Zudem müssen Eingangsdaten in der entsprechenden zeitlichen Auflösung vorliegen. Untersuchungen mit höheren zeitlichen Auflösungen, etwa im Millisekundenbereich, sind nötig, um transiente Effekte wie Kurz- und Erdschlüsse abbilden zu können. Dies ist relevant zur Auslegung von Schutzeinrichtungen für elektrische Netze, allerdings nicht für eine langfristige energiewirtschaftliche Betrachtung. Somit ist es zur Erreichung des Arbeitsziels nicht nötig, diese hohen zeitlichen Auflösungen abzubilden. In der Energiewirtschaft liegen die Daten häufig in stündlicher oder in 15-minütiger Auflösung vor. Daten in 15-minütiger Auflösung sind stündlichen Eingangsdaten vorzuziehen, da sich so maximale Lasten präziser abbilden lassen als mit stündlichen Werten, die in der Regel gemittelt vorliegen. Eine Energiebilanz auf der Basis von Tagen, Wochen, Monaten oder Jahren genügt nicht, um die Forschungsfragen zu beantworten, da so Ausgleichseffekte aus dezentraler PV-Erzeugung und Stromnachfrage nur sehr ungenau abgebildet werden können. Die Haushaltsstromnachfrage kann dann über Standardlastprofile oder über gemessene Profile dargestellt werden. Um Aussagen treffen zu können, muss die Stromnachfrage sowie die dezentrale Erzeugung der relevanten Technologien über einen Simulationszeitraum abgebildet werden. Je längere Zeiträume abgebildet werden, umso genauere Aussagen können

3.3. Anforderungen zur Abbildung von Haushalten und PV-Anlagen

getroffen werden. Da Netze auf maximale Lasten ausgelegt werden, müssen zur Abbildung des Netzinvestitionsbedarfs Zeiträume betrachtet werden, an denen maximale Netzlasten auftreten (vgl. auch [157, 130]). Die Anforderungen zur Abbildung von Haushalten und PV-Anlagen sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

3. Modellanforderung: Netze, Haushalte, PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge

Tabelle 3.2.: Anforderungen zur Abbildung von Haushalten und Photovoltaik-Anlagen zur Beantwortung der Forschungsfragen

Charakteristik	Variante	Relevanz für die Forschungsfragen
Energieträger	Strom	Nötig
	Wärme	Unterstützend
	Fossile Energieträger	Unterstützend
Technologien	PV-Anlagen	Nötig
	Elektrofahrzeuge	Nötig
	Wärmepumpen	Unterstützend
	Nachtspeicherheizungen	Unterstützend
	Stationäre Speicher	Unterstützend
	Kleinverbraucher	Unterstützend
Profile	Standardlastprofile	Nötig
	Aggregierte Haushaltsprofile	Nötig
	Hochaufgelöste Profile	Unterstützend
Energiebilanz	Viertelstündlich	Unterstützend
	Stündlich	Nötig
	Tages-Wochen-Jahres-Bilanz	Unpassend
Betrachtungszeitraum	Typ-Tage	Unpassend
	Typ-Wochen	Nötig
	Typ-Monate	Unterstützend
	Vollständige Jahre	Unterstützend
Zeitliche Auflösung	Monate/Jahre	Unpassend
	Stündlich	Nötig
	Viertelstündlich	Unterstützend
	Minütlich und höher	Unpassend
Abregelung von PV-Leistung	Erzeugung auf 70 % begrenzen	Nötig
	Steuerungsverfahren	Unterstützend

3.4. Anforderungen zur Abbildung von Elektrofahrzeugen

Aufgrund der hohen Stromnachfrage und hoher Ladeleistungen von PEVs wird diese Technologie zukünftig die Stromnachfrage von Haushalten und maximale Lasten an elektrischen Netzen stark beeinflussen (vgl. Kapitel 2.2). Aus diesen Gründen sind PEVs ein relevanter Untersuchungsgegenstand.

Um den Einfluss von PEVs auf elektrische Lasten und die Stromnachfrage zu ermitteln, muss ein Modell abbilden, wann welche PEVs, mit welchem Batteriefüllstand (engl. state of charge, SOC) an welchem Haushalt mit welcher Leistung Strom nachfragen. Hierzu muss zunächst das Fahrverhalten der Fahrzeuge abbildbar sein, da dies bestimmt, wie sich die Batterie von Fahrzeugen über die Zeit entleert sowie wo und mit welchem Batterieinhalt die Fahrzeuge Netzanschlusspunkte erreichen. Dies kann entweder anhand von deterministischen Fahrprofilen vorgegeben werden. Bei diesen Profilen wird für ein Fahrzeug über einen vorgegebenen Zeitraum bestimmt, wann Fahrten beginnen und wann diese enden. Alternativ kann das Fahrverhalten von mehreren Fahrzeugen aufgenommen werden, um hieraus Wahrscheinlichkeiten abzuleiten, wann PEVs eine Fahrt beginnen und/oder ihr Ziel erreichen. Da sich das Mobilitätsverhalten insbesondere an verschiedenen Wochentagen unterscheidet, sollte zumindest eine Woche abgebildet werden [37, 96, 96]. Bei beiden Verfahren sollte zudem der Zweck der jeweiligen Fahrt aufgenommen werden. Insbesondere sollten Wegezwecke, die private Wohnungen und Häuser als Ziel der Fahrt haben, berücksichtigt werden, da die Stromnachfrage von Haushalten zur Beantwortung der Forschungsfragen relevant ist und häufig am Fahrtziel geladen wird.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen können unterschiedliche Typen von PEVs abgebildet werden. Diese Typen unterscheiden sich hinsichtlich des Antriebskonzepts und hinsichtlich der jeweiligen Batteriekapazität [170]. Forschungsvorhaben, die das reale Fahr- und Ladeverhalten von PEVs abbilden, zeigen, dass die Nutzer der jeweiligen Fahrzeugklassen ein unterschiedliches Ladeverhalten zeigen. Nutzer von rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen laden möglichst nach jedem Weg, zumindest solange sie nicht mit der Reichweite des Fahrzeugs vertraut sind. Hingegen laden Nutzer von hybriden Elektrofahrzeugen deutlich seltener ihr Fahrzeug [39]. Gleichzeitig laden sowohl Nutzer von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen als auch Nutzer von hybriden Elektrofahrzeugen sehr häufig am privaten Hausanschluss [80].² Da-

²Diese Aussage gilt für Nutzer von Elektrofahrzeugen in Norwegen.

her sollte zur Beantwortung der Forschungsfragen zumindest ein PEV-Typ abgebildet sein, unterstützend können mehrere verschiedene PEV-Typen mit dem jeweiligen Fahr- und Ladeverhalten abgebildet werden. Zudem hat der Ort, an dem Strom durch PEVs nachgefragt wird, einen großen Einfluss auf maximale Lasten an Niederspannungsnetzen und auf die Stromnachfrage aus einzelnen Netzgebieten. Daher sollte in der Arbeit sowohl öffentliches, halb-öffentliches und das Laden an privaten Haushalten abgebildet werden. Da sich die Arbeit auf den Haushaltssektor konzentriert, müssen insbesondere Ladevorgänge an privaten Haushalten abgebildet werden.

Da elektrische Netze auf maximale Lasten ausgelegt werden und diese Lasten vom hinterlegten Ladeverhalten von PEVs abhängig sind, sollten verschiedene Ladeverhalten von PEV-Nutzern berücksichtigt werden. Insbesondere müssen Situationen abbildbar sein, bei denen eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge stattfindet. An Netzen, die einen hohen Anteil von Haushalten aufweisen, treten maximale Lasten auf, falls Fahrzeuge nach dem letzten Weg des Tages laden. Daher sollte dieses Ladeverhalten berücksichtigt werden. Unterstützend kann zur Beantwortung der Forschungsfragen zudem der Fall betrachtet werden, dass Fahrzeuge nach jedem Weg des Tages laden.

Wie in Kapitel 2.2.2 gezeigt, wirken Ladesteuerungsverfahren auf die maximalen Netzlasten ein. Zudem beeinflussen Ladesteuerungsverfahren die Stromnachfrage des jeweiligen Haushalts, da durch sie gegebenenfalls der Eigenversorgungsanteil gesteigert werden kann. Daher sollten zur Beantwortung der Forschungsfragen verschiedene Ladesteuerungsverfahren in der Arbeit betrachtet werden. Hierzu müssen Grundtypen entwickelt werden, die sowohl eine direkte, eine indirekte als auch eine autonome Ladesteuerung berücksichtigen. Innerhalb der Ladesteuerungsverfahren muss zwingend abgebildet werden, welche Strommengen aus elektrischen Netzen ins Fahrzeug geladen werden, da sich hieraus die Stromnachfrage des Fahrzeugs ergibt. Unterstützend kann über die Ladesteuerungsverfahren auch abgebildet werden, dass Strom aus dem Fahrzeug zurück ins Netz (Fahrzeug zum Netz (V2G)) gespeist wird oder direkt für den Haushalt verwendet wird (Fahrzeug zum Haus (V2H)). Die Anforderungen zur Abbildung von PEVs sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst.

Tabelle 3.3.: Anforderungen zur Abbildung von Elektrofahrzeugen zur Beantwortung der Forschungsfragen

Charakteristik	Variante	Relevanz für die Forschungsfragen
Fahrzeugtypen	PEV	Nötig
	Rein batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (BEV)	Unterstützend
	Hybrides Elektrofahrzeug (PHEV)	Passend
Fahrverhalten	Deterministisch	Passend
	Stochastisch	Passend
Ladestandort	Am privaten Hausanschluss	Nötig
	Halböffentliches Laden	Unterstützend
	Öffentliches Laden	Unterstützend
Ladeverhalten	Laden nach dem letzten Weg	Nötig
	Laden nach jedem Weg	Unterstützend
Ladesteuerungsverfahren	Direkt	Unterstützend
	Indirekt	Unterstützend
	Autonom	Unterstützend
	Ohne	Nötig
Energiefluss	Netz zum Fahrzeug	Nötig
	V2G	Unterstützend
	V2H	Unterstützend

3.5. Zusammenfassung und Fazit

Zur Beantwortung der Forschungsfragen muss ein Modell elektrische Niederspannungsnetze, PV-Anlagen und PEVs abbilden. Um den Investitionsbedarf in die Netze zu bestimmen, müssen zunächst Netzüberlastungen an den Netzen darstellbar sein. Überlastungen von elektrischen Niederspannungsnetzen entstehen durch hohe Lasten an diesen Netzen. Die Lasten resultieren aus dezentraler Leistungsnachfrage oder Erzeugung. In Niederspannungsnetzen ist hohe Leistungsnachfrage zukünftig durch Ladevorgänge von PEVs bestimmt. Welche elektrische Leistung zu welchem Zeitpunkt von PEVs anhand von Ladevorgängen bezogen wird, ist abhängig von Ankunfts- und Abfahrts-wahrscheinlichkeiten sowie von den Wegelängen der Fahrzeuge. Aus diesem Grund sollten diese Informationen berücksichtigt werden, um hieraus auf die Lasten durch diese Fahrzeuge zurückzuschließen. Hohe Lasten durch Erzeugung werden dort vor allem durch PV-Anlagen hervorgerufen. Daher muss ein Modell Ladevorgänge von PEVs sowie Erzeugung durch PV-Anlagen abbilden.

Im nächsten Schritt müssen aus den Ladevorgängen und den Erzeugungssituationen Netzzustände bestimmt werden. Der Netzzustand³ ändert sich über die betrachtete Zeit und ist als die momentane Situation von allen elektrischen Spannungen und Strömen an Netzknoten sowie über Leitungen, Kabel und Transformatoren definiert.⁴ Da der Netzzustand stark von der jeweiligen Lastsituation abhängig ist und diese zukünftig von Ladesteuerungsverfahren für PEVs determiniert wird, sollten diese Verfahren ebenfalls in einem Modell abgebildet sein. Zudem muss im Modell dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen abgebildet werden, da diese Lasten durch Ladevorgänge von PEVs reduziert werden können und gleichzeitig in Zeiten geringer Nachfrage die maximale Last an elektrischen Netzen bestimmen können.

Im Modell muss im nächsten Schritt dargestellt sein, wie Verteilnetzbetreiber in Abhängigkeit von Netzüberlastungen in ihre Netze investieren. Das Modell muss hierzu insbesondere abbilden, an welchen Stellen im Netz der Verteilnetzbetreiber seine Netze verstärkt. Hierbei sollte zwischen spannungsbedingten und thermisch bedingten Netzüberlastungen unterschieden werden, da Verteilnetzbetreiber unterschiedlich auf diese Netzüberlastungen reagieren.

Ein Ziel der Arbeit ist zu zeigen, welche Haushalte überwiegend elektrische Netze refinanzieren. Daher müssen die gesamten Investitionen in einer Netzregion sowie die Stromnachfrage und die dezentrale Erzeugung für jeden Betrachtungsschritt bekannt sein. Aus diesen Informationen lassen sich die Investitionen auf die Stromnachfrage aus dem Netz umlegen. Dezentrale Stromnachfrage erhöht die Auslastung von elektrischen Netzen, dezentrale Erzeugung kann zur Eigenversorgung genutzt werden und somit die Netzauslastung verringern.⁵ Neben Netzinvestitionen wirkt auch die Netzauslastung auf NNE ein. Um bewerten zu können, ob die Netzkosten verursachergerecht von den Haushalten getragen werden, die die Kosten verursachen, muss zudem darstellbar sein, wie sich Haushalte mit unterschiedlichen Technologien über NNE an der Refinanzierung beteiligen.

Aufgrund der hohen Detailtiefe kommt daher für die Arbeit ausschließlich ein Bottom-Up-Ansatz in Frage. Zur Beantwortung der Forschungsfragen eignet sich insbesondere ein Simulationsmodell mit Optimierungsverfahren einzelner Modellteile. Gründe hierfür sind, dass Haushalte und Verteilnetzbetreiber unabhängig voneinander mit verschiedenen Zielfunktionen und Interessen agieren. Haushalte mit hoher Stromnachfrage haben ein Interesse,

³Siehe Definition A.9.

⁴Siehe Definition A.9.

⁵Siehe Definition A.2.

Strom günstig zu beziehen und würden ihre Stromnachfrage in Zeiten mit geringeren Preisen verlagern. Haushalte mit PV-Anlage hingegen haben ein Interesse, ihren Eigenverbrauch zu maximieren. Daher haben diese Haushalte, die gleichzeitig auch über einen elektrischen Speicher verfügen, ein Interesse, Strom zu speichern, sobald dies ihr Speicherfüllstand erlaubt und die Leistung der PV-Anlage ihre Nachfrage übersteigt. Daher ist ein Simulationsansatz mit Modellteilen, die eigene Zielfunktionen folgen, der beste Ansatz zur Erreichung der Arbeitsziele.

4. Modellierungsansatz zur Darstellung von elektrischen Niederspannungsnetzen, Verteilnetzbetreibern, der Haushaltsstromnachfrage und elektrischer Lasten

4.1. Einleitung und Kapitelziel

Wie in Kapitel 3 beschrieben, muss zur Erreichung der Forschungsziele ein Modell elektrische Lasten sowie die Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen an elektrischen Netzen abbilden. Zudem müssen Netzüberlastungen, der Netzinvestitionsbedarf, sowie die Änderungen von Netznutzungsentgelten und wirtschaftliche Belastungen für Haushalte durch zusätzliche Netznutzungsentgelte (NNE) dargestellt werden. Hierbei muss das Modell insbesondere abbilden, inwieweit Haushalte, die über Technologien wie PEVs und PV-Anlagen verfügen, Investitionen in elektrische Netze tragen, die sie gegebenenfalls durch den Einsatz dieser Technologien hervorrufen.

Aus dieser Zielstellung heraus wird in diesem Kapitel das Modell FLEXible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD) vorgestellt, das der Autor für diese Arbeit entwickelt hat. FLEX-GOLD kombiniert Lastflussrechnungen von elektrischen Netzen mit der Simulation von Haushalten, PV-Anlagen sowie dem Fahr- und Ladeverhalten von PEVs. Zudem wird mit FLEX-GOLD das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern und die Verteilung von Netzinvestitionen auf die Stromnachfrage in einem Netzgebieten abgebildet. Hieraus werden in Abhängigkeit der gesamten Netzauslastung NNE ermittelt und diese anschließend auf die Stromnachfrage von einzelnen Haushalten verteilt.

Im Folgenden wird in Abschnitt 4.2 ein Modellüberblick geben. Anschließend werden die wesentlichen Modellteile vorgestellt. Das Modell ist objektorientiert in der Programmiersprache *Java* implementiert.

Große Teile der hier beschriebenen Methodik sind bereits in [96], [98], [99], [100] und [101] erschienen. Zudem werden Inhalte aus [39] und [40] verwendet.

4.2. Methodischer Überblick und Kapitelgliederung

Methodischer Kern dieser Arbeit ist die Abbildung der Haushaltsstromnachfrage aus Niederspannungsnetzen sowie technische und ökonomische Implikationen, die sich hierdurch für Netze und Haushalte ergeben. Umgesetzt ist dies im Simulationsmodell FLEX-GOLD.

Niederspannungsnetze setzen sich im Modell aus Netzelementen zusammen. Netzelemente sind Kabel, Leitungen, Transformatoren oder Netzknoten. In Abschnitt 4.3 ist beschrieben, wie Netzelemente im Modell abgebildet sind.

Durch Netzüberlastungen entsteht ein Netzinvestitionsbedarf. Für die Umsetzung dieses Netzinvestitionsbedarfs ist im Modell ein Verteilnetzbetreiber (VNB) abgebildet. Innerhalb dieser Arbeit wird dafür ein neu entwickelter Ausbaualgorithmus für Niederspannungsnetze vorgestellt. Der Ausbaualgorithmus gibt vor, wo dem Netz ein neues Kabel hinzugefügt wird, falls eine Netzüberlastung auftritt. Hierbei wird zwischen thermisch bedingten und spannungsbedingten Netzüberlastungen¹ unterschieden. Elektrische Netze verändern sich somit, falls der abgebildete VNB die Netze durch Zubau von elektrischen Netzelementen verstärkt. Im Modell bestimmt ein VNB zudem die Netzauslastung und verteilt NNE in Abhängigkeit der Stromnachfrage von Haushalten. Die Verteilung von Netznutzungsentgelten wird sowohl von Netzinvestitionen als auch von der Netzauslastung beeinflusst (siehe Abschnitt 4.4).

Netzüberlastungen werden anhand einer Wechselstrom (AC)-Lastflussrechnung bestimmt. Die Lastflussrechnung nutzt hierzu die elektrischen Leistungen an den Netzknoten und eine Knotenadmittanzmatrix. Die Knotenadmittanzmatrix repräsentiert das Netz, die Knotenleistungen repräsentieren die elektrische Nachfrage von Haushalten über die Simulationszeit. Da Netze während der Simulation ausgebaut werden, ist die Lastflussrechnung direkt im Modell implementiert, externe Software wird hierfür nicht

¹Siehe Definition A.8.

benötigt. Eine mathematische Beschreibung des elektrischen Lastflusses ist [141] und [164] entnommen und befindet sich im Anhang B.

Elektrische Lasten werden durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen sowie von der restlichen Stromnachfrage von Haushalten bestimmt. Die Stromnachfrage beeinflusst die Netzauslastung und somit die Refinanzierung von Netzen, daher werden Technologien abgebildet, die durch hohe Lasten und eine hohe Stromnachfrage gekennzeichnet sind. Zu einem Haushalt gehört ein Haushaltsprofil, das die Leistungsaufnahme des Haushalts ohne Erzeugung aus PV-Anlagen und ohne Nachfrage durch PEVs darstellt. Falls ein Haushalt über eine PV-Anlage verfügt, wird dem Haushalt ein PV-Profil vorgegeben. Das PV-Profil reduziert die Stromnachfrage der Haushalte (siehe Abschnitt 4.5).

Neben PV-Anlagen können auch PEVs den Haushalten zugeordnet werden, die elektrischen Strom aus dem Netz nachfragen und hierdurch zu Netzüberlastungen führen. Die Zuordnung von PV-Anlagen und PEVs zu Haushalten erfolgt zufällig. Für PEVs werden Fahrzeugtypen vorgegeben, die den Ladewirkungsgrad, den Energiebedarf pro gefahrenem Kilometer und die Batteriekapazität des Fahrzeugs festlegen. Leistungsprofile von PEVs werden über ihr Fahr- und Ladeverhalten ermittelt. Das Fahr- und Ladeverhalten wird hierzu separat simuliert. Über das simulierte Fahrverhalten wird festgelegt, wann PEVs Wege zurücklegen und einen Hausanschluss zum Starten von Ladevorgängen erreichen. Das Ladeverhalten bestimmt, zu welchem Zeitpunkt während der Standzeit eines Elektrofahrzeuges welche Strommengen vom Netz bezogen werden. Dies ist anhand von Ladesteuerungsverfahren im Modell implementiert. Die Ladesteuerungsverfahren sind für diese Arbeit entwickelt worden (siehe Abschnitt 4.6).

Die Analysen in der Arbeit werden für eine Woche in der Übergangszeit durchgeführt, da die Übergangszeit am ehesten das tägliche Mobilitätsverhalten widerspiegelt [160]. Zudem wird eine Woche mit sonnigem Wetter gewählt, da an sonnigen Tagen die elektrischen Lasten durch PV-Anlagen hoch sind, auf die wiederum die elektrischen Netze ausgelegt werden. Basierend auf diesen Annahmen werden verschiedene Szenarien für das Jahr 2030 entwickelt. Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Durchdringungsrate von PEVs und PV-Anlagen. Alle Szenarien setzen sich aus Eingangsparametern zusammen und werden aus einer *MySQL*-Datenbank in das Modell gespeist. Hierbei geben die Eingangsparameter vor, wie Netze, Haushalte, PV-Anlagen und PEVs aufgebaut sind. Parameter für elektrische Netze sind deren Spannungsebene, ein erlaubtes Spannungsband, die Länge von Kabeln und Leitungen sowie der Typ von Transformatoren, Kabeln und Leitungen.

Zudem wird über Kabel, Leitungen und Transformatoren dem Modell vorgegeben, wie diese Netzelemente untereinander verschaltet sind und welche Netztopologie sie so bilden. Die Topologie der Netze, die Anzahl von Hausanschlüssen sowie die Länge von Kabeln und Leitungen geben zudem vor, über welche Netzempfindlichkeit² die Netze verfügen. Einzelne Parameter werden zudem in der Arbeit einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Simuliert wird über eine Woche mit einer 15-minütigen Auflösung (siehe Kapitel 5).

Die Modellergebnisse dieser Arbeit werden durch die gewählten Eingangsparameter und den methodischen Aufbau von FLEX-GOLD bestimmt. Aus den Modellrechnungen werden Netzbe- und -überlastungen sowie eine veränderte Netzauslastung durch den Betrieb von PV-Anlagen und PEVs an Haushalten bestimmt. Hierbei wird auch der Einfluss von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge auf Netzüberlastungen untersucht. Zudem wird der durch Netzüberlastungen resultierende Netzinvestitionsbedarf bestimmt. Dieser Investitionsbedarf kann auf Ladeleistungen von PEVs und auf Einspeisung von PV-Anlagen zurückgeführt werden. NNE, die sich durch eine veränderte Netzauslastung und durch Netzinvestitionsbedarf ergeben, werden ebenfalls bestimmt. Zudem wird errechnet, in welchem Umfang verschiedene Haushaltgruppen durch veränderte NNE wirtschaftlich belastet werden. Ein Überblick zum Modell, zu den Eingangsparametern und zu den Ergebnissen ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

²Siehe Definition A.5.

4. Methodischer Ansatz

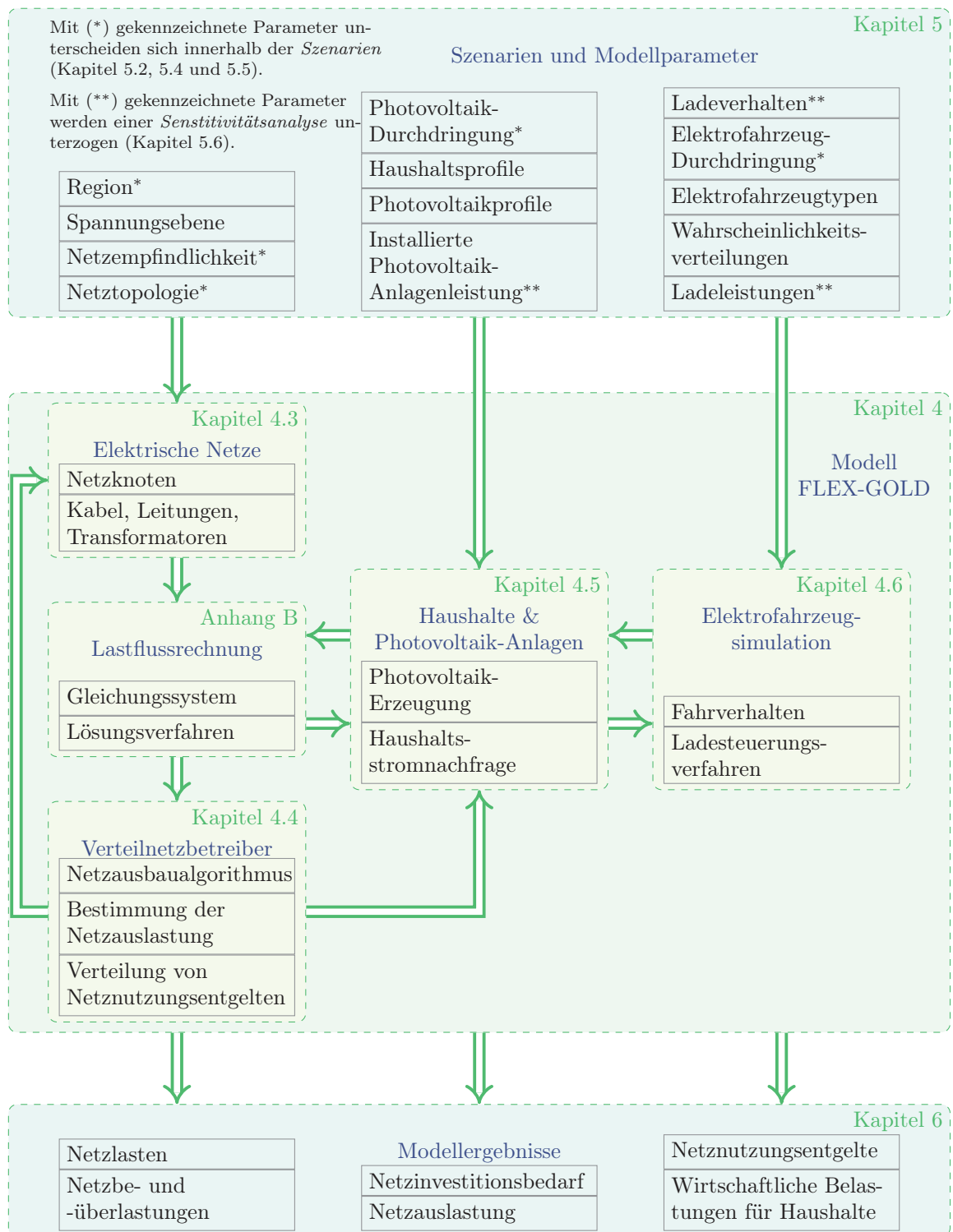


Abbildung 4.1.: Methodischer Aufbau der Arbeit: Abbildung des techno-ökonomischen Einflusses von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf elektrische Niederspannungsnetze mit dem Simulationsmodell FLEXible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD).

4.3. Abbildung elektrischer Netze

Netze werden im Modell FLEX-GOLD mittels eindimensionalen oder zweidimensionalen Netzelementen abgebildet. Eindimensionale Netzelemente sind Netzknoten. Alle Netzknoten eines Netzes bilden die Menge \mathcal{N} . Zweidimensionale Netzelemente sind Transformatoren, Kabel oder Leitungen. Alle Transformatoren eines Netzes sind in der Menge \mathcal{T} zusammengefasst. Analog hierzu bilden alle Kabel und Leitungen die Menge \mathcal{C} . Zweidimensionale Netzelemente sind immer mit zwei Netzknoten des Netzes verbunden. Aus diesen Verbindungen von Netzelementen bildet sich das elektrische Netz.

Mit Netzknoten können außerdem Haushalte verbunden werden. Die Stromnachfrage jedes Haushalts wird über die Simulationszeit in die komplexe Knotenleistung \underline{S}_i am Knoten $n_i \in \mathcal{N}$ übersetzt. Die Leistungen an allen Netzknoten sowie der Aufbau des elektrischen Netzes bestimmen den Netzzustand³. Der Netzzustand wird für jeden Simulationszeitschritt t über eine Lastflussrechnung neu bestimmt. Die Lastflussrechnung ist im Anhang B dargestellt.

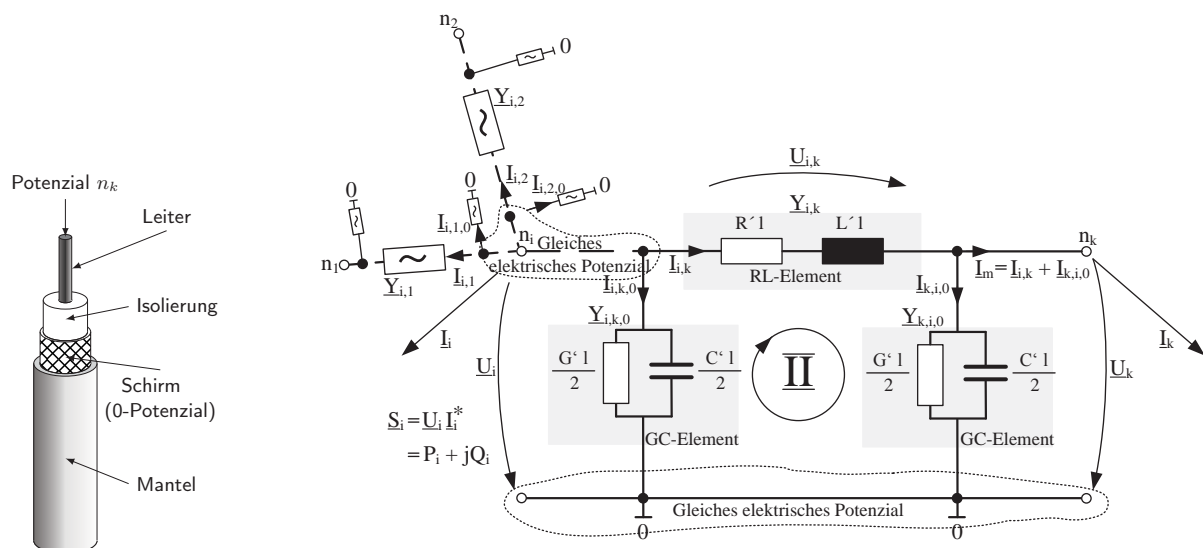
Ein Kabel $c_m \in \mathcal{C}$ ist aus einem Leiter, einer Isolierung und einem Mantel aufgebaut. Je nach Kabeltyp kann ein Kabel auch über einen Schirm verfügen (siehe Abbildung 4.2a).

Elektrische Niederspannungsnetze sind aus kurzen Leitungen und Kabeln aufgebaut. Kurze Kabel werden in der elektrischen Netzberechnung über das sogenannte π -Ersatzschaltbild dargestellt [141]. Im Modell wird zudem von Symmetrie zwischen den Netzphasen ausgegangen. Symmetrie bedeutet, dass die Effektivwerte der elektrischen Größen aller drei Phasen gleich sind. Hierdurch kann ein dreiphasiges Leitungssystem auf ein einphasiges System reduziert werden (siehe auch Kapitel 3.2). In diesem einphasigen Fall wird lediglich eine Phase mit einem Drittel der dreiphasigen Leistung im Modell abgebildet. Das einphasige Ersatzschaltbild eines Kabels c_m besteht aus einem Element, das den Induktivitätsbelag L' und den Widerstandsbelag R' des Kabels oder der Leitung repräsentiert (RL-Element). Zudem besteht das Ersatzschaltbild aus zwei GC-Elementen an den Enden des Kabels, die den Kapazitätsbelag des Kabels darstellen. Im einphasigen π -Ersatzschaltbild werden hierbei die Induktivitäts-, Kapazitäts- und Widerstandsbeläge von einer Phase verwendet. Die kapazitive Kopplung zwischen einem Leiter und dem Bezugspotenzial wird auf den Beginn des Kabels und das Ende des Kabels aufgeteilt. Im Modell wird diese Kopplung in der Admittanz $\underline{Y}_{i,k,0}$

³Siehe Definition A.9.

4. Methodischer Ansatz

und $\underline{Y}_{k,i,0}$ zusammengefasst. Hierzu wird der Kapazitätsbelag C' mit der Kabellänge l multipliziert. Analog hierzu wird der Induktivitäts- und der Kapazitätsbelag als Admittanz $\underline{Y}_{i,k}$ zusammengefasst. $\underline{Y}_{i,k}$ ist hierbei zwischen $\underline{Y}_{i,k,0}$ und $\underline{Y}_{k,i,0}$ geschaltet. An den Kabelenden befinden sich die Netzknoten n_i und n_k . Zwischen einem Netzknoten und Erdpotenzial liegt die komplexe Knotenspannung \underline{U}_i bzw. \underline{U}_k an. Den Knoten wird hierbei der Knotenstrom \underline{I}_i bzw. \underline{I}_k entnommen. Der Strom \underline{I}_i über das Kabel c_m ergibt sich aus dem Strom über das RL-Element $\underline{I}_{i,k}$ und dem Strom über ein GC-Element $\underline{I}_{k,i,0}$. Die Multiplikation aus dem konjugiert komplexen Knotenstrom \underline{I}_i^* und der Knotenspannung \underline{U}_i ergibt die komplexe Knotenleistung \underline{S}_i . Hierbei ist der Betrag der Knotenleistung $|\underline{S}_i|$ die Scheinleistung S_i , der Realteil der Knotenleistung $\Re(\underline{S}_i)$ die Wirkleistung P_i und der Imaginärteil der Knotenleistung $\Im(\underline{S}_i)$ die Blindleistung Q_i am Knoten n_i (siehe Abbildung 4.2b).



(a) Kabelaufbau aus [83] (b) π -Ersatzschaltbild für ein kurzes elektrisches Kabel c_m , das mit Knoten n_i und n_k verbunden ist (eigene Darstellung in Anlehnung an [141])

Abbildung 4.2.: Kabel: Aufbau und elektrisches Ersatzschaltbild

Im Gegensatz zu Kabeln werden Leitungen über der Erde installiert. Dies hat den Vorteil, dass die Umgebungsluft als Isolierung dient. Bei diesem Aufbau wird weder eine Isolierung, ein Schirm noch ein Mantel benötigt. Zudem besteht durch den Aufbau nur eine geringe kapazitive Kopplung zwischen dem Leiter und dem Erdpotenzial. Hierdurch könnten wiederum die

kapazitiven (GC-)Elemente des π -Ersatzschaltbildes vernachlässigt werden können (siehe Abbildung 4.2b). Vernachlässigt bedeutet, dass die Admittanzen $\underline{Y}_{i,k,0}$ und $\underline{Y}_{k,i,0}$ des jeweiligen GC-Elements einen Wert von Null aufweisen. Transformatoren sind als Induktivität zwischen zwei Knoten im Modell hinterlegt.

Unter Berücksichtigung der Kirchhoffgleichungen und des Ohmschen Gesetzes wird aus dem π -Ersatzbild von allen Kabeln, Leitungen und Transformatoren des Netzes ein Gleichungssystem erstellt, das mit dem Gauss-Seidel-Verfahren gelöst wird. Dies ist als Lastflussrechnung im Modell implementiert (siehe Anhang B). Die erste Kirchhoffgleichung ist mit $\underline{I}_{i,1} + \underline{I}_{i,1,0} + \underline{I}_{i,2} + \underline{I}_{i,2,0} + \underline{I}_{i,k} + \underline{I}_{i,k,0} + \underline{I}_i = 0$ und die zweite Kirchhoffgleichung ist mit $-\underline{U}_i + \underline{U}_{i,k} + \underline{U}_k = 0$ in Abbildung 4.2b angedeutet.

4.4. Abbildung von Verteilnetzbetreibern

4.4.1. Einleitung und Überblick

Das Modell FLEX-GOLD bildet zwei Aufgabenbereiche von Verteilnetzbetreibern ab. Eine Aufgabe von Verteilnetzbetreibern ist es, in elektrische Niederspannungsnetze zu investieren, um langfristig einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dieses Investitionsverhalten wird in Form eines für die Arbeit neu entwickelten Netzausbaualgorithmuses in Abschnitt 4.4.2 dargestellt.

Als zweite Aufgabe ermittelt ein VNB im Modell die Auslastung des untersuchten Netzes. Zudem bestimmt der VNB für jeden Simulationsschritt, jeden Haushalt und jedes PEV die Stromnachfrage sowie die Stromerzeugung für jede PV-Anlage. Hierbei werden auch die damit verbundenen Lasten ermittelt. Mit diesen Informationen errechnet der VNB am Ende eines Simulationdurchlaufs, welche zusätzlichen NNE durch Netzinvestitionen entstehen und welchen Anteil die jeweiligen Haushalte refinanzieren müssten. Hierzu wird die Stromnachfrage aller Haushalte bis zum Ende der Nutzungsdauer aller zugebauten Kabel hochgerechnet. Zudem bestimmt der VNB aus diesen Informationen, wie sich die Netzauslastung durch Ladevorgänge von PEVs und durch dezentrale Erzeugung aus PV-Anlagen verändert und welchen Einfluss dies auf bestehende NNE hat (siehe Abschnitt 4.4.3).

Die Investitionen auf Niederspannungsebene werden mit der Annuitätenmethode umgelegt und gehen so in die Kosten des Verteilnetzbetreibers ein. Weitere Kosten von Verteilnetzbetreibern, wie deren Betriebs- oder Perso-

nalkosten werden nicht berücksichtigt bzw. als konstant angenommen. Investitionen in höhere Netzebenen, für die Verteilnetzbetreiber auch zuständig sind, sind ebenfalls nicht im Modell abgebildet.

4.4.2. Darstellung von Netzausbau durch einen Verteilnetzbetreiber

Im Modell wird angenommen, dass ein VNB auf Netzüberlastungen reagiert, indem er das Netz durch Kabelzubau verstärkt. Netzüberlastungen werden mittels der Lastflussrechnung aus Anhang B bestimmt. Die Lastflussrechnung liefert hierzu den Netzzustand⁴ des untersuchten Netzes. Analog zu [4] wird zwischen spannungsbedingten oder thermischen Netzüberlastungen unterschieden. Die Methodik zur Abbildung des Netzausbaus ist in [101] publiziert.

Netze sind spannungsbedingt überlastet, falls der Betrag der Spannung an einem Netzknoten $U_i = |\underline{U}_i|$ des Netzes außerhalb eines erlaubten Spannungsbandes liegt. Eine thermische Überlastung liegt vor, wenn der Betrag des Stromes über ein Kabel oder eine Leitung $I_m = |\underline{I}_m|$ den zulässigen maximalen Strom dieses Netzelements überschreitet.⁵ Falls ein Netz überlastet wird, wird dem Netz durch einen VNB neue Kabel hinzugefügt. Die Methodik, nach der Kabel den Netzen hinzugefügt werden, ist in [101] dargestellt.

Zu Beginn einer Netzsimulation wird ein Netzentlastungsfaktor $F_{Entlastung}$ festgelegt. $F_{Entlastung}$ ist für den Bereich von $0 > F_{Entlastung} \geq 1$ definiert. Über den Faktor wird eingestellt, bis zu welchem Knoten eines überlasteten Netzstrangs ein neues Kabel dem Netz hinzugefügt wird. Hierbei führt ein Faktor von 1 dazu, dass über den gesamten überlasteten Netzstrang parallel ein neues Kabel hinzugefügt wird. In Anlehnung an [4] wird bei thermischen Überlastungen $F_{Entlastung}$ auf 0,5 und bei spannungsbedingten Netzüberlastungen auf 0,8 gesetzt. Dies führt dazu, dass dem Netzstrang vom Transformator aus bis in etwa zur Mitte des überlasteten Netzstrangs ein neues Kabel parallel zugebaut wird, falls eine thermisch bedingte Netzüberlastung auftritt. Falls das Netz spannungsbedingt überlastet ist, wird hingegen dem Netz in etwa bis zum letzten Drittel des überlasteten Netzstrangs ein neues Kabel hinzugefügt.

In Abschnitt 4.4.2.1 ist dargestellt, wie der VNB auf thermische Netzüberlastungen reagiert. Hierzu werden die Ströme über Kabel und Leitun-

⁴Siehe Definition A.9.

⁵Siehe Definition A.8.

gen verglichen, um zwei Knoten für ein neues Kabel entlang des überlasteten Netzstrangs zu finden. Für eine Reaktion auf spannungsbedingte Netzüberlastungen werden Knotenspannungen entlang des überlasteten Netzstrangs verglichen, um hieraus wiederum zwei Knoten für ein neues Kabel zu finden (siehe Abschnitt 4.4.2.2).

Falls der VNB dem Netz ein neues Kabel hinzufügt, wird die Simulation erneut durchgeführt, das Netz auf Netzüberlastungen überprüft und gegebenenfalls ein neues Kabel zugebaut (siehe Abbildung 4.3).

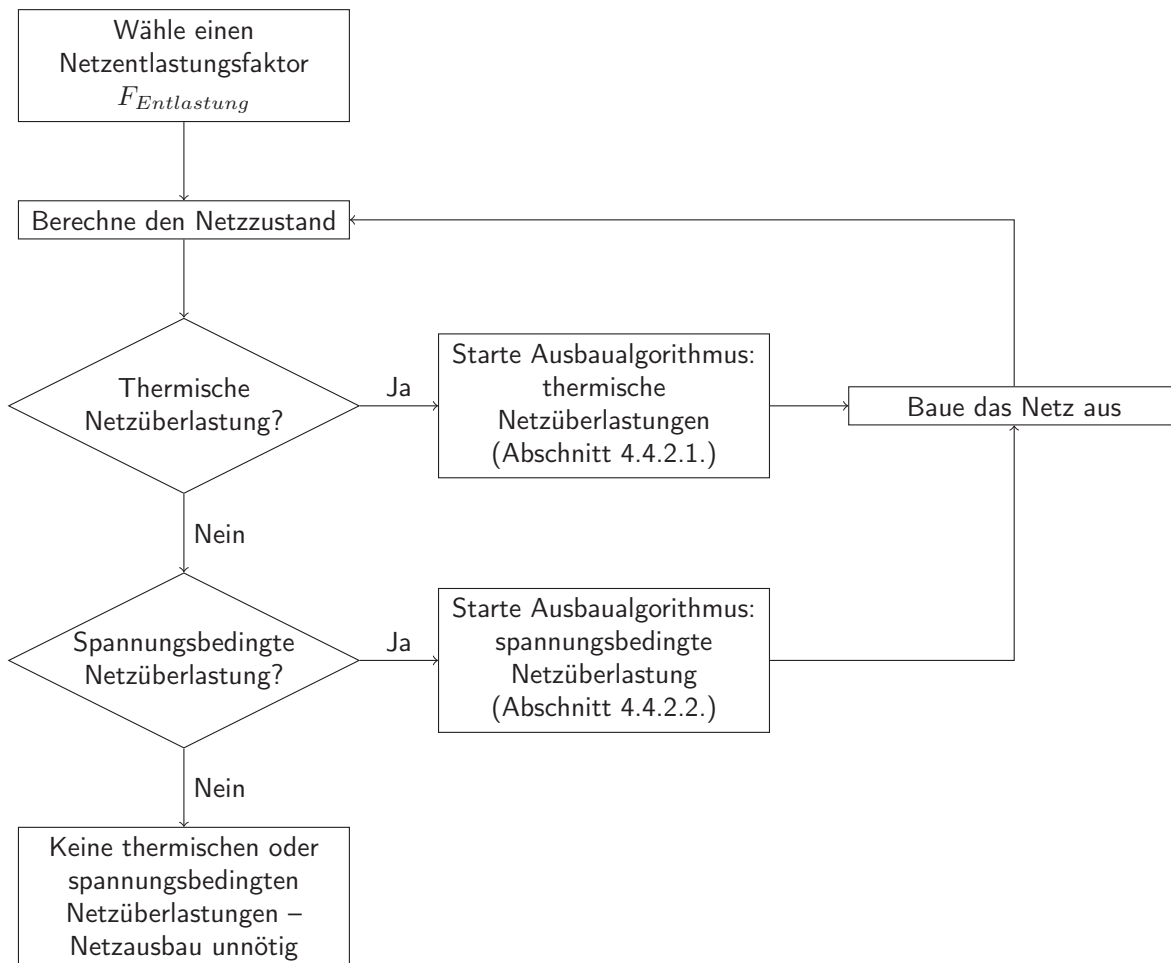


Abbildung 4.3.: Netzausbaualgorithmus zur Darstellung des Netzinvestitionsverhaltens von Verteilnetzbetreibern (siehe auch [101])

4.4.2.1. Netzausbau bei thermischen Netzüberlastungen

Falls eine thermische Netzüberlastung auftritt, wird dem Netz in zwei Schritten ein Kabel hinzugefügt. Im ersten Schritt wird eine Sequenz von Kabeln \mathcal{S}_C gefunden. Kabel, die zur \mathcal{S}_C gehören, werden in einem zweiten Schritt verglichen. Der Vergleich liefert zwei Netzknoten, an denen das Netz um ein neues Kabel ergänzt wird. Hierzu wird der Netzentlastungsfaktor $F_{Entlastung}$ verwendet.

Finde die Kabelsequenz mit der höchsten thermischen Überlastung Es wird ein Suchalgorithmus eingesetzt, um die Kabelsequenz \mathcal{S}_C mit der stärksten thermischen Überlastung zu finden. Die Sequenz von Kabeln \mathcal{S}_C besteht aus Kabeln eines Netzes, die seriell miteinander verbunden sind und die höchsten thermischen Überlastungen aufweisen. Die thermische Überlastung ergibt sich aus Strom des Kabels I_m bezogen auf den Nennstrom $I_{m,nenn}$ desselben Kabels c_m . Kabel werden \mathcal{S}_C in Abhängigkeit der thermischen Überlastung ($I_m/I_{m,nenn}$) und der Spannung von Netzknoten U_i , mit denen Kabel verbunden sind, hinzugefügt.

Der Suchalgorithmus startet bei dem Kabel $c_{I,max}$ aus allen Kabeln des Netzes \mathcal{C} , welches die höchste thermische Überlastung aufweist. Zudem wird $c_{I,max}$ zum selektieren Kabel c_s , an dem die Suche fortgeführt wird (Gleichung 4.1).

$$c_s = c_{I,max} = \arg \max_{c_m \in \mathcal{C}} \left(\frac{I_m}{I_{m,nenn}} \right) \quad (4.1)$$

Das Ohmsche Gesetz besagt, dass durch den Strom $I(c_s)$ ein Spannungsabfall über c_s entsteht. Hieraus und aus dem zweiten Kirchhoffschen Gesetz folgt, dass ein Knoten $n_{c_s,hoch}$ an c_s eine höhere Spannung $U_{n_{c_s,hoch}}$ aufweist als die Spannung $U_{n_{c_s,niedrig}}$ am zweiten Knoten $n_{c_s,niedrig}$, mit dem c_s verbunden ist. Beginnend von jeweils beiden Netzknoten $n_{c_s,hoch}$ und $n_{c_s,niedrig}$ wird die Suche entlang des Netzes fortgeführt. Im Folgenden wird die Suche entlang $n_{c_s,niedrig}$ beschrieben. Die Suche entlang $n_{c_s,hoch}$ läuft analog und ist mit Klammern angedeutet.

Alle Kabel, die mit $n_{c_s,niedrig}$ ($n_{c_s,hoch}$) verbunden sind, werden der Menge $\mathcal{C}_{n_{c_s,niedrig}}$ ($\mathcal{C}_{n_{c_s,hoch}}$) zugeordnet. Anschließend wird $\mathcal{C}_{n_{c_s,niedrig}}$ ($\mathcal{C}_{n_{c_s,hoch}}$) nach dem Kabel durchsucht, das die Gleichung 4.2 (Gleichung 4.3) erfüllt. Es wird für alle Kabel in $\mathcal{C}_{n_{c_s,niedrig}}$ ($\mathcal{C}_{n_{c_s,hoch}}$) überprüft, ob die Spannung am Knoten des anderen Kabelendes $U_{n_{c_s,niedrig}^*}$ ($U_{n_{c_s,hoch}^*}$) niedriger (höher)

als die Knotenspannung am Knoten $n_{c_s, niedrig}$ ($n_{c_s, hoch}$) ist. Aus diesen Kabeln wird das Kabel mit der höchsten thermischen Überlastung gewählt. Die Bedingung stellt sicher, dass die Spannung entlang der \mathcal{S}_C abfällt (ansteigt).

$$c_{s, niedrig} = U_{n_{c_s, niedrig}^*} < U_{n_{c_s, niedrig}} \wedge \arg \max_{c_m \in \mathcal{C}_{n_{c_s, niedrig}}} \left(\frac{I_m}{I_{m, nenn}} \right) \quad (4.2)$$

$$c_{s, hoch} = U_{n_{c_s, hoch}^*} > U_{n_{c_s, hoch}} \wedge \arg \max_{c_m \in \mathcal{C}_{n_{c_s, hoch}}} \left(\frac{I_m}{I_{m, nenn}} \right) \quad (4.3)$$

Das so gefundene Kabel $c_{s, niedrig}$ ($c_{s, hoch}$) wird \mathcal{S}_C hinzugefügt. Zudem wird der Knoten $n_{c_s, niedrig}^*$ ($n_{c_s, hoch}^*$) zum neuen selektierten Knoten $n_{c_s, niedrig}$ ($n_{c_s, hoch}$).

Von dort aus wiederholt sich der Vorgang, bis kein Kabel mehr gefunden werden kann, an dessen Knoten die Gleichung 4.2 (4.3) erfüllt ist. Entweder befindet sich am gefundenen Knoten ein lokales Minimum (Maximum) der Netzspannung und/oder dort ist ein Transformator mit dem Netz verbunden.

Finde zwei Knoten an Kabeln der Kabelsequenz, um dort dem Netz ein neues Kabel hinzuzufügen Die gefundene Sequenz von Kabeln \mathcal{S}_C und der Netzentlastungsfaktor $F_{Entlastung}$ werden im Folgenden genutzt, um zwei Knoten zu finden. An diesen Knoten wird ein neues Kabel dem Netz hinzugefügt und somit das Netz ausgebaut.

Für jeden Knoten, der mit Kabeln aus \mathcal{S}_C verbunden ist, wird eine Suche in Richtung des Knotens mit der höchsten Knotenspannung $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ und eine Suche in Richtung des Knotens der niedrigsten Spannung $n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$ durchgeführt. Die Suche in die Richtungen von $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ und $n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$ verläuft analog, daher wird lediglich die Suche in Richtung $n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$ beschrieben. Hierbei ist die Suche in Richtung $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ mit Klammern angedeutet.

Aus allen Kabeln innerhalb von \mathcal{S}_C wird das Kabel $c_{s, U_{max}}$ ($c_{s, U_{min}}$) ausgewählt, das mit dem Knoten mit der höchsten (niedrigsten) Spannung $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ ($n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$) verbunden ist. Der Algorithmus stellt sicher, dass es sich für die Suche in Richtung $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ und $n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$ jeweils um genau ein Kabel handelt. Um die Kabel zu finden, wird die Spannung an jedem Knoten U_i von Kabeln innerhalb von \mathcal{S}_C verglichen (siehe Gleichung 4.4 bzw. 4.5).

$$c_{s, U_{max}} = \arg \max_{n_i \in \mathcal{S}_C} (U_i) \quad (4.4)$$

$$c_{s,U_{min}} = \arg \min_{n_i \in \mathcal{S}_C} (U_i) \quad (4.5)$$

Für Kabel innerhalb von \mathcal{S}_C wird entlang absteigender (aufsteigender) Knotenspannungen überprüft, ob die thermische Last höher als die thermische Überlastung vom Kabel mit der höchsten thermischen Überlastung $c_{I,max}$ multipliziert mit $(1 - F_{Entlastung})$ ist (siehe Gleichung 4.6).

$$\left(\frac{I_{c_s}}{I_{nenn,c_s}} \right) > \left(\frac{I_{c_{I,max}}}{I_{nenn,c_{I,max}}} \right) (1 - F_{Entlastung}) \quad (4.6)$$

Für den Fall, dass die Gleichung 4.6 erfüllt ist, wird die Suche abgebrochen. In diesem Fall ist der Knoten, der weiter vom Kabel mit der höchsten thermischen Überlastung $c_{I,max}$ entfernt ist, ein Knoten an dem dem Netz ein neues Kabel hinzugefügt wird. Falls dieses Abbruchkriterium nicht erfüllt ist, wird entlang absteigender (aufsteigender) Knotenspannungen das nächste Kabel aus \mathcal{S}_C ausgewählt und erneut mit Gleichung 4.6 überprüft. Dieser Prozess, in dem ein neues Kabel ausgewählt und überprüft wird, wird für beide Suchrichtungen durchgeführt, bis jeweils das Abbruchkriterium erfüllt ist.

4.4.2.2. Netzausbau bei spannungsbedingten Netzüberlastungen

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie der Algorithmus auf eine spannungsbedingte Netzüberlastung reagiert. Basierend auf dem in Abschnitt 4.4.2 eingeführten Netzentlastungsfaktor $F_{Entlastung}$ und den Spannungen an den Netzknoten U_i des Netzes werden zwei Knoten gefunden. An diesen Knoten wird ein zusätzliches Kabel dem Netz hinzugefügt.

Im Gegensatz zu Abschnitt 4.4.2.1 wird im ersten Schritt eine Sequenz von Knoten \mathcal{S}_N anstatt einer Sequenz von Kabeln gefunden. \mathcal{S}_N enthält Knoten, die über Kabel miteinander verbunden sind und die höchste spannungsbedingte Netzüberlastung aufweisen. Im zweiten Schritt werden Knoten innerhalb von \mathcal{S}_N anhand ihrer Netzspannung U_i und dem Netzentlastungsfaktor $F_{Entlastung}$ miteinander verglichen, bis ein Abbruchkriterium erfüllt ist. Dieser Vergleich liefert zwei Knoten, an denen das Netz um ein zusätzliches Kabel erweitert wird.

Finde die Knotensequenz mit der höchsten spannungsbedingten Netzüberlastung Um die Sequenz von Knoten \mathcal{S}_N mit der höchsten spannungsbedingten Netzüberlastung des Netzes zu finden, wird im ersten Schritt

aus allen Knoten des Netzes \mathcal{N} der Knoten mit der höchsten Spannungsabweichung $n_{\Delta U_{max}}$, bezogen auf die Netzennspannung U_{nenn} , gesucht. An $n_{\Delta U_{max}}$ befindet sich die höchste spannungsbedingte Netzüberlastung. Hierzu wird die Spannung an jedem Knoten U_i mit U_{nenn} verglichen. Zudem wird der Knoten $n_{\Delta U_{max}}$ zum selektierten Knoten n_s (Gleichung 4.7).

$$n_s = n_{\Delta U_{max}} = \arg \max_{n_i \in \mathcal{N}} (|U_i - U_{nenn}|) \quad (4.7)$$

Per Definition ist Knoten n_s der Knoten, an dem sich das Maximum oder das Minimum der Netzspannung befindet. Im Folgenden wird der Fall beschrieben, dass am Knoten das Minimum der Netzspannung anliegt. Für den Fall, dass sich dort das Maximum der Netzspannung befindet, verläuft die Suche analog. Dieser Fall ist mit Klammern angedeutet.

Im nächsten Schritt sucht der Algorithmus an allen mit n_s verbundenen Kabeln \mathcal{C}_{n_s} nach dem Kabel c_m , das am anderen Ende von n_s die höchste (niedrigste) Netzspannung führt. Dieser Knoten n_s^* an c_m wird nun zum selektierten Knoten n_s (Gleichung 4.8 bzw. 4.9).

$$n_s = \arg \max_{c_m \in \mathcal{C}_{n_s}} (U_{n_s^*}) \wedge U_{n_s^*} > U_s \quad (4.8)$$

$$n_s = \arg \min_{c_m \in \mathcal{C}_{n_s}} (U_{n_s^*}) \wedge U_{n_s^*} < U_s \quad (4.9)$$

Anschließend wird n_s einer Sequenz von Knoten \mathcal{S}_N hinzugefügt. Von n_s aus wird der Vorgang nach Gleichung 4.8 (4.9) wiederholt, bis kein Knoten mit einer höheren (niedrigeren) Spannung über ein Kabel mit n_s verbunden ist (siehe das Abbruchkriterium 4.10 bzw. 4.11).

$$U_s > \arg \max_{c_m \in \mathcal{C}} (U_{n_s^*}) \quad (4.10)$$

$$U_s < \arg \min_{c_m \in \mathcal{C}} (U_{n_s^*}) \quad (4.11)$$

Der letzte gefundene Knoten hält ein lokales Maximum (Minimum) der Netzspannung und wird als $n_{\mathcal{S}_C, U_{max}}$ ($n_{\mathcal{S}_C, U_{min}}$) bezeichnet.

Finde zwei Knoten innerhalb einer Sequenz von Knoten, um dort dem Netz ein neues Kabel hinzuzufügen Im nächsten Schritt werden zwei Knoten aus \mathcal{S}_N gefunden, an denen dem Netz ein neues Kabel zugebaut

wird. Hierzu wird zunächst aus allen Knoten in \mathcal{S}_N der Knoten n_s selektiert, dessen Netzspannung am nächsten an der Nennspannung liegt (Gleichung 4.12).

$$n_s = \arg \min_{n_i \in \mathcal{S}_N} (|U_i - U_{nenn}|) \quad (4.12)$$

Unabhängig davon, ob eine spannungsbedingte Netzüberlastung durch eine zu hohe oder eine zu niedrige Netzspannung auftritt, startet der Algorithmus bei n_s und sucht von dort in zwei Richtungen jeweils nach einem Knoten. Eine Suche erfolgt in Richtung $n_{\mathcal{S}_N, U_{max}}$, die andere in Richtung $n_{\mathcal{S}_N, U_{min}}$. Im Folgenden wird die Suche in Richtung $n_{\mathcal{S}_N, U_{max}}$ dargestellt. Die Suche in Richtung niedrigerer Spannungen erfolgt analog und ist in Klammern angedeutet. Der Algorithmus überprüft an n_s , ob die Spannung am ausgewählten Knoten U_s höher (niedriger) als die Nennspannung zuzüglich (abzüglich) eines von $F_{Entlastung}$ abhängigen Faktors ist (siehe Gleichung 4.13 bzw. 4.14).

$$U_s \geq U_{nenn} + \left(F_{Entlastung} \left(U_{n_{\mathcal{S}_N, U_{max}}} - U_{nenn} \right) \right) \quad (4.13)$$

$$U_s \leq U_{nenn} - \left(F_{Entlastung} \left(U_{nenn} - U_{n_{\mathcal{S}_N, U_{min}}} \right) \right) \quad (4.14)$$

Falls Gleichung 4.13 (4.14) erfüllt ist, ist n_s ein Anschlusspunkt für ein neues Kabel. Für den Fall, dass Gleichung 4.13 (4.14) nicht erfüllt ist, wird der nächste Knoten n_s aus \mathcal{S}_N mit der nächstniedrigeren (nächsthöheren) Netzspannung ausgewählt und auf Gleichung 4.13 (4.14) überprüft. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die Spannungen an Knoten n_s das Abbruchkriterium 4.13 (4.14) erfüllen. Die beiden so gefundenen Knoten werden genutzt, um hier dem Netz ein neues Kabel zuzubauen.

4.4.3. Bestimmung der Netzauslastung und Verteilung von Netznutzungsentgelten

Durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Netzen verändert sich die Stromnachfrage aus diesen Netzen. Ladevorgänge von PEVs erhöhen die Stromnachfrage aus dem Netz, während der Betrieb von PV-Anlagen den Eigenversorgungsanteil von Haushalten erhöht und damit gleichzeitig die Stromnachfrage aus dem Netz reduziert. Folglich führt der Betrieb von PEVs zu einer verbesserten Netzauslastung⁶, während PV-Anlagen die Auslastung von Netzen verringern.

⁶Siehe Definition A.2.

Die Netzauslastung wird im Modell durch einen VNB ermittelt. Hierzu bestimmt ein VNB die gesamte Stromnachfrage aus dem Netz einmal für den Fall, dass PEVs und PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind $E_{PEV,PV}$ und ein zweites Mal für einen Referenzfall, beidem keine dieser beiden Technologien an das elektrische Netz angeschlossen sind E_{Ref} . Die Änderung der Netzauslastung ΔA_{Netz} ergibt sich dann aus Gleichung 4.15.

$$\Delta A_{Netz} = \frac{E_{PEV,PV}}{E_{Ref}} - 1 \quad (4.15)$$

Da Netzkosten mittels NNE auf die Stromnachfrage aus elektrischen Netzen umgelegt werden, ändern sich bestehende NNE mit einer veränderten Stromnachfrage. Die veränderten NNE durch die zusätzliche Stromnachfrage von PEVs und die zusätzliche Erzeugung durch PV-Anlagen ΔF_{NNE} ergeben sich aus dem Quotienten von E_{Ref} und der Stromnachfrage, falls PEVs und PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind $E_{PEV,PV}$ (Gleichung 4.16).

$$\Delta F_{NNE} = \frac{E_{Ref}}{E_{PEV,PV}} \quad (4.16)$$

Außerdem wird durch den VNB der absolute Netzinvestitionsbedarf bestimmt. Hierzu wird die Gesamtlänge aller zugebauten Kabel in einem Netzgebiet mit der Investition pro Kabellänge der zugebauten Kabel multipliziert. Zur Ermittlung der NNE, anhand der Netzinvestitionen refinanziert werden, wird die gesamte Stromnachfrage im Netzgebiet bis zum Ende der Nutzungsdauer der zugebauten Kabel hochgerechnet. Anschließend werden die Investitionen durch die hochgerechnete Stromnachfrage geteilt. Die so ermittelten NNE werden auf die Haushalte in Abhängigkeit ihrer Stromnachfrage verteilt. Zudem wird die gesamte Stromnachfrage, die Stromnachfrage von PEVs sowie die Erzeugung von PV-Anlagen ermittelt.

Die Nutzungsdauer von Kabeln beträgt 40 bis 45 Jahre [19]. In dieser Arbeit wird die Nutzungsdauer auf 40 Jahre gesetzt. Über diesen Zeitraum werden die Investitionen mittels der Annuitätsmethode umgelegt und gehen so in die Kosten des Verteilnetzbetreibers ein. Hierbei wird ein Mischzins⁷ berücksichtigt, der sich aus Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt [162, 168]. Zudem wird zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten eine Projektion der Haushaltsstromnachfrage vorgenommen. Hierfür werden Durchschnittswerte der dezentralen Erzeugung und der Haushaltsstromnachfrage bis zum Ende der Nutzungsdauer zugebauten Kabel verwendet.

⁷Wird auch als Weighted Average Cost of Capital (WACC) bezeichnet.

4.5. Abbildung der Stromnachfrage und der elektrischen Last von Haushalten

Im Modell FLEX-GOLD wird die Stromnachfrage sowie die elektrische Last von Haushalten abgebildet. Die elektrische Last eines Haushalts ergibt sich aus bis zu drei Leistungsprofilen, die zum gesamten Haushaltsprofil summiert werden. Hierbei ist die gesamte Last eines Haushalts positiv für den Fall, dass Leistung aus dem Netz bezogen wird. Die Last wird negativ, sobald die Erzeugung durch PV-Anlagen eines Haushalts die Nachfrage des Haushalts übersteigt. Aus dem Integral der positiven Leistung, die aus dem Netz von einem Haushalt bezogen wird, ergibt sich die Stromnachfrage des jeweiligen Haushalts aus dem Netz.

Das erste Leistungsprofil repräsentiert die Leistungsaufnahme exklusive der Leistung aus dem Betrieb von PEVs und der Erzeugung durch PV-Anlagen des Haushalts. Dieses Profil unterscheidet sich für Ein- und Mehrfamilienhaushalte. Zudem ist der Verlauf des Profils abhängig vom Wochentag, der Jahreszeit und dem Wetter. Die verwendeten Profile sind [132] entnommen, auf 15-minütige Leistungswerte umgerechnet und im Anhang C dargestellt. Zudem werden die Profile zu Beginn der Simulation in Abhängigkeit der jeweiligen Haushaltsstromnachfrage, exklusive der Stromnachfrage durch Ladevorgänge von PEVs, skaliert.

Ein zweites Leistungsprofil bildet die Erzeugung durch PV-Anlagen ab. Dieses Profil wird den jeweiligen Haushalten zugeordnet, die über diese Technologien verfügen. Die Zuordnung von PV-Anlagen zu einem Haushalt erfolgt zufällig. Hierbei steigt die Wahrscheinlichkeit, dass einem Haushalt eine PV-Anlage zugeordnet wird, mit steigender Durchdringung der Anlagen. Haushalten wird hier lediglich eine PV-Anlage zugeordnet. Zudem wird die dezentrale Einspeisung in das Netz durch PV-Anlagen auf maximal 70 % der installierten Anlagenleistung begrenzt [18].

Außerdem wird die Leistungsaufnahme durch Ladevorgänge von PEVs am Haushalt über ein drittes Profil dargestellt. PEVs sind als flexible Technologien im Modell integriert. Flexible Technologien richten ihre Leistungsnachfrage an einem Marktpreis oder einem Netzsignal aus. Wie dies für PEVs im Modell integriert ist, wird im folgenden Abschnitt 4.6 dargestellt.

4.6. Abbildung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen

4.6.1. Einleitung und Überblick

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, muss zur Beantwortung der Forschungsfragen der Einfluss von PEVs auf die Haushaltsstromnachfrage und auf Netzlasten dargestellt werden. Der beste Ansatz hierfür ist die Bestimmung des Fahr- und Ladeverhaltens von PEVs, um daraus Lastprofile der Fahrzeuge an elektrischen Netzen abzuleiten. Dieser Ansatz wird in der Arbeit verfolgt. In Abschnitt 4.6.2 wird zunächst die Abbildung des Fahrverhaltens von PEVs dargestellt. Anschließend wird in Abschnitt 4.6.3 das Ladeverhalten von PEVs anhand von drei Ladesteuerungsverfahren beschrieben.

4.6.2. Fahrverhalten

Das Fahrverhalten von PEVs wird basierend auf realen Fahrprofilen von Elektrofahrzeugen simuliert. Diese Fahrprofile sind dem Projekt iZEUS entnommen [39]. Ein Fahrprofil beinhaltet die Ankunfts- und Abfahrtszeiten von Fahrten, die mit dem jeweiligen Elektrofahrzeug zurückgelegt werden. Für jede Fahrt ist zudem die Wegstrecke bekannt. Im Modell wird angenommen, dass die letzte Fahrt des Tages zu dem Haushalt führt, dem das PEV zugeordnet ist. Über die Fahrzeit reduziert sich der Energieinhalt der Traktionsbatterie des Elektrofahrzeugs. Somit ist über das Fahrverhalten jedes PEVs vorgegeben, mit welchem Energieinhalt das Fahrzeug seinen zugehörigen Haushalt erreicht. Zudem bestimmt das Fahrverhalten, zu welchen Simulationszeitpunkten die Fahrzeuge mit dem Netz verbunden sind. Zur Abbildung des Fahrverhaltens wird die Methodik aus [96] verwendet.

4.6.3. Darstellung des Ladeverhaltens mittels Ladesteuerungsverfahren

Sobald die Fahrzeuge ihren Haushalt erreichen, können sie an dem Netzknoten, mit dem der Haushalt verbunden ist, elektrischen Strom nachfragen. Die Stromnachfrage wird im Modell anhand von drei verschiedenen Ladesteuerungsverfahren durchgeführt. Im ersten Verfahren steuert ein zentraler Aggregator die Ladevorgänge von PEVs, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Dieses Verfahren wird als direktes Steuerungsverfahren bezeichnet, da ein Aggregator von PEVs *direkt* in Ladevorgänge der PEVs eingreift. In einem

zweiten Verfahren reagieren Nutzer von PEVs auf ein Preissignal und nutzen dieses, um zu möglichst geringen Elektrizitätspreisen die Traktionsbatterie ihrer PEVs zu laden. Hier wird dieses Verfahren als *indirekt* beschrieben, da Preissignale lediglich einen Anreiz setzen, auf den die Nutzer von PEVs reagieren können, aber nicht müssen. Im dritten Verfahren reagieren PEVs *autonom* auf ein Netzsignal. In diesem Verfahren wird die Netzspannung am Anschlusspunkt verwendet, um den Blindleistungs- und Wirkleistungsbezug vom Netz einzustellen. Im Folgenden wird beschrieben, wie diese Verfahren im Modell implementiert sind.

4.6.3.1. Direktes Ladesteuerungsverfahren mit zentralem Aggregator

Innerhalb des direkten Verfahrens bestimmt ein zentraler Aggregator, bis zu welchem maximalem Leistungswert $P_{max,i,t}$ an jedem Netzknoten n_i und Simulationszeitpunkt t welche Strommenge vom Netz bezogen werden darf. Ziel des Aggregators ist es, Netzüberlastungen zu vermeiden. Hierzu findet er $P_{max,i,t}$, indem er die Leistung aller verbundenen Technologien $P_{i,t}$ monoton steigend an einem Netzknoten erhöht, kurz bevor es zu einer Spannungsbandverletzung kommt. Im Verfahren wird angenommen, dass der Aggregator die Fahrzeiten aller PEV-Nutzer kennt und daher die Ladevorgänge priorisieren kann. Er setzt dies um, indem er anhand der Priorisierung die Ladevorgänge der PEVs aneinanderreicht. Anhand der Priorisierung beginnt und beendet er die Ladevorgänge aller PEVs. Nachdem die Priorisierung vorgenommen ist, bestimmt der Aggregator für jedes t und jedes PEV mit weniger als 100 % Batteriefüllstand (engl. state of charge, SOC), ob das PEV mit dem Netz verbunden ist. Falls dies der Fall ist, beginnt er mittels Gleichung 4.17 den Ladevorgang des Fahrzeugs mit der höchsten Priorisierung und einem SOC von kleiner 100 %.

$$P_{PEV,i,t} = P_{max,i,t} - P_{i,t} \quad (4.17)$$

Nachdem das PEV mit der höchsten Priorisierung einen SOC von 100 % erreicht hat, beginnt der Aggregator den Ladevorgang des Fahrzeugs mit der nächsthöheren Priorität und einem SOC von kleiner 100 %. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis alle PEVs vollständig geladen sind (siehe Abbildung 4.4).

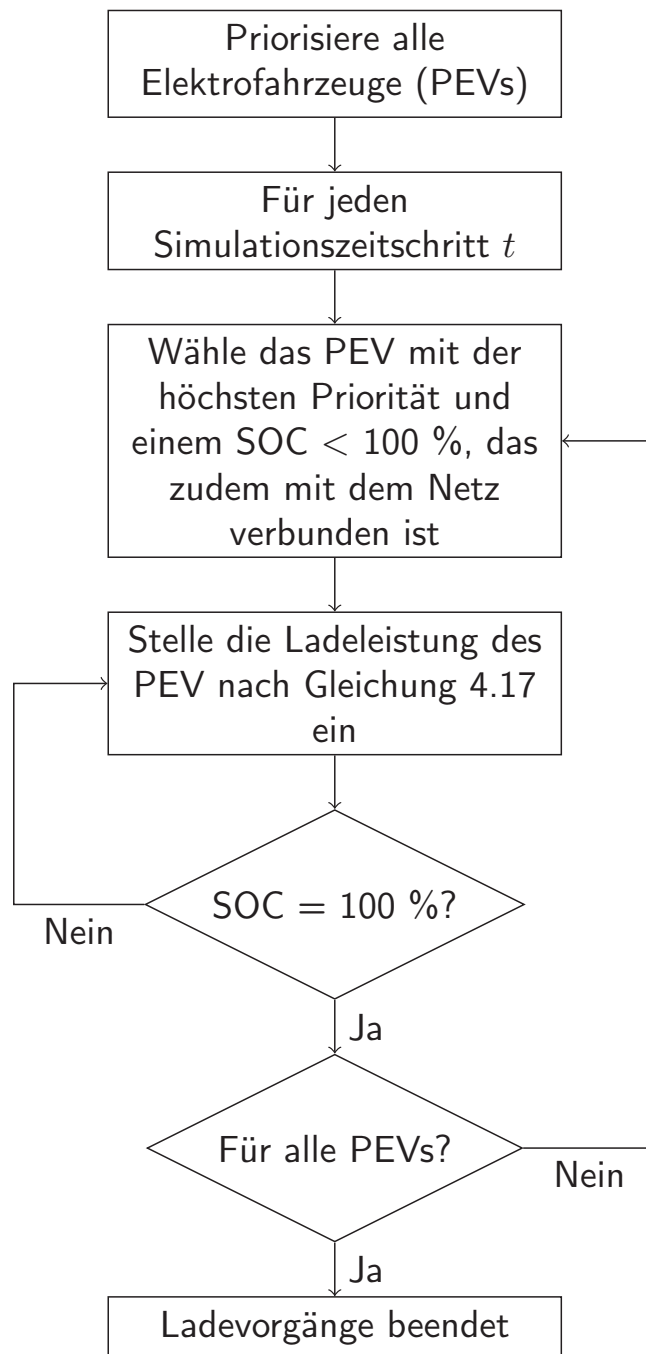


Abbildung 4.4.: Direktes Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge (PEVs)

4.6.3.2. Indirektes Ladesteuerungsverfahren mittels Time-Of-Use-Tarif

Im indirekten Ladesteuerungsverfahren erhalten Nutzer von PEVs einen finanziellen Anreiz, die Leistungsnachfrage ihrer Fahrzeuge in Zeiten geringer Preise zu verschieben. Innerhalb des Verfahrens erhalten alle Nutzer einen zeitabhängigen Elektrizitätstarif. In Anlehnung an [117] besteht der Tarif aus zwei Preiszonen. Von 22 Uhr bis 7 Uhr ist der Elektrizitätspreis niedrig, in der restlichen Zeit ist er hoch. Im Verfahren wird davon ausgegangen, dass die Nutzer frühestmöglich zum niedrigen Preis Strom vom Netz beziehen möchten. Hierbei wird lediglich der Preis als Signal zur Ladesteuerung verwendet. Die lokale Netzsituation wird bei diesem Verfahren nicht berücksichtigt.

Sobald ein PEV an einem Netzknoten ankommt, wird für das Fahrzeug bestimmt, welcher Energieinhalt in die Batterie geladen werden soll, bevor die nächste Fahrt des Fahrzeugs beginnt. In Abhängigkeit von der Ladeleistung und vom benötigten Energiebedarf wird ermittelt, wie viele Simulationsschritte zum Befüllen der Fahrzeugbatterie benötigt werden. Hierfür wird zudem aus dem Abfahrzeitpunkt $t_{Abfahrt}$ und dem Ankunftszeitpunkt $t_{Ankunft}$ die Standzeit T_{Stand} des Fahrzeugs ermittelt (siehe Gleichung 4.18).

$$T_{Stand} = t_{Abfahrt} - t_{Ankunft} \quad (4.18)$$

Innerhalb von T_{Stand} werden die niedrigsten Preise zum Beladen der Fahrzeugbatterie genutzt. Falls mehrere Simulationszeitpunkte denselben niedrigen Preis ausweisen, wird angenommen, dass die Nutzer der Fahrzeuge den früheren Ladezeitpunkt präferieren (siehe Abbildung 4.5).

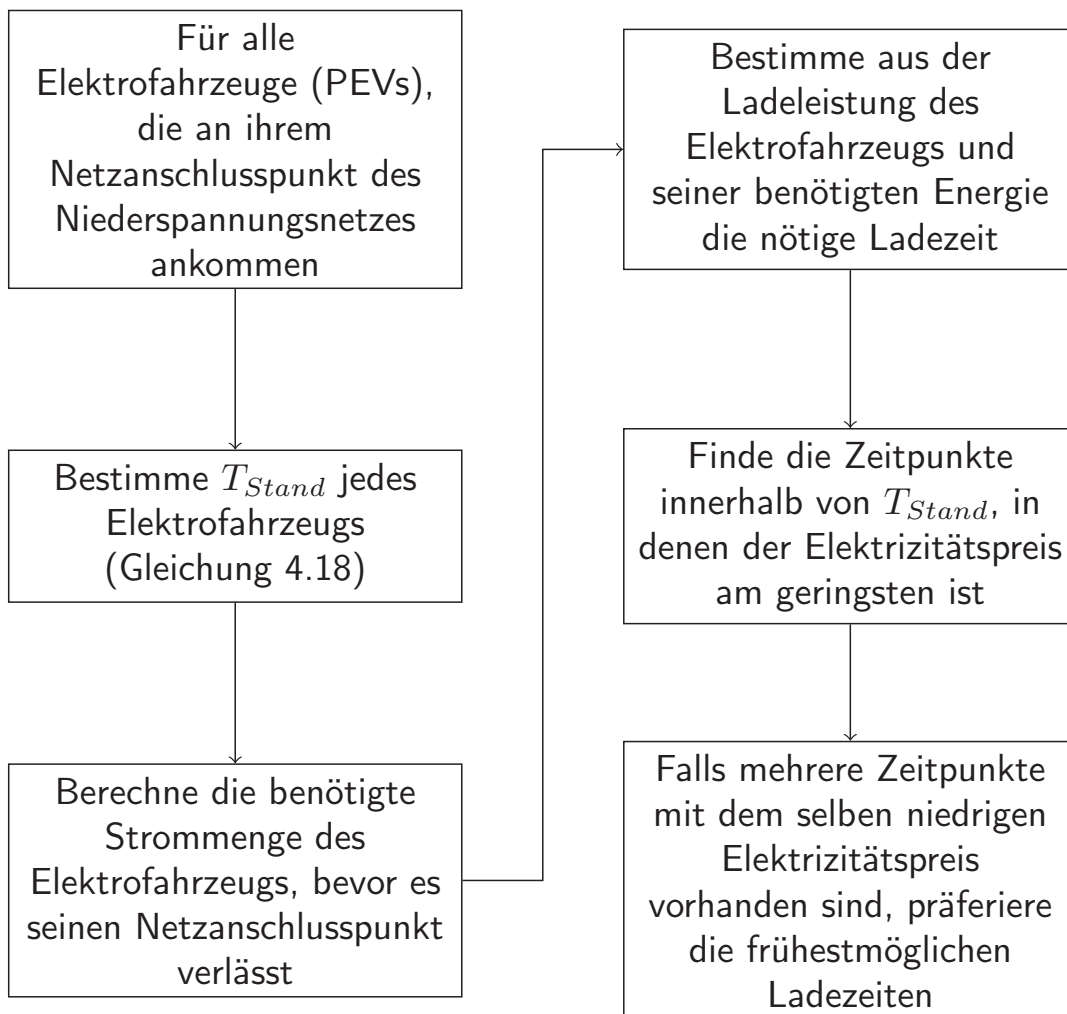


Abbildung 4.5.: Indirektes Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge (PEVs)

4.6.3.3. Autonomes Ladesteuerungsverfahren mit Blindleistung zu Netzspannungsstatik

Dezentrale Erzeugung und Leistungsnachfrage beeinflusst die Netzspannung. Elektrische Wirkleistungsnachfrage führt zu sinkenden Netzspannungen, Wirkleistungseinspeisung erhöht die Netzspannung. Zudem kann gezielt Blindleistung eingespeist oder dem Netz entzogen werden, um die Netzspannung positiv zu beeinflussen. Dieser Effekt wird innerhalb des autonomen Ladesteuerungsverfahrens zur Einstellung der Ladeleistung genutzt. Im Verfahren wird angenommen, dass die Fahrzeuge auf den Netzzustand reagieren und basierend hierauf autonom ihre Ladeleistung einstellen.

In Anlehnung an [41] misst im autonomen Steuerungsverfahren jedes PEV den Betrag der Netzspannung $U_{i,t}$, sobald das Fahrzeug einen Netzknoten n_i erreicht. Im nächsten Schritt wird eine Blindleistung zu Spannungsstatik verwendet, um die Blindleistung $Q_{PEV,i,t}$ des Fahrzeugs einzustellen. Falls die Netzspannung unter 4 % ihres Nennwerts liegt, beziehen PEVs mit voller Inverterleistung S_{max} kapazitive Blindleistung $Q_{max,cap}$ aus dem Netz. Falls $U_{i,t}$ am Netzknoten über 4 % ihres Nennwerts liegt, beziehen die Fahrzeuge mit der gesamten Inverterleistung induktive Blindleistung $Q_{max,ind}$. Liegt $U_{i,t}$ dazwischen, wird dem Netz im geringeren Umfang Blindleistung bereitgestellt. Falls die Netzspannung um ± 1 % von der U_{nenn} abweicht, wird dem Netz keine Blindleistung bereitgestellt. Die Statik ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Mit der maximalen Inverterleistung S_{max} des Elektrofahrzeugs, der eingestellten Blindleistung $Q_{PEV,i,t}$ zum Zeitpunkt t und Gleichung 4.19 ergibt sich die Wirkleistung $P_{PEV,i,t}$, mit der das Fahrzeug elektrischen Strom vom Netz beziehen kann.

$$P_{PEV,i,t} = \sqrt{S_{max}^2 - Q_{PEV,i,t}^2} \quad (4.19)$$

Falls die Fahrzeugbatterie bereits vollständig geladen ist (SOC = 100 %), wird ausschließlich die Blindleistung $Q_{PEV,i,t}$ verwendet, um die Netzspannung zu stützen. Falls die Batterie nicht vollständig geladen ist, wird unter Berücksichtigung des maximalen Batterieinhalts die Wirkleistung $P_{PEV,i,t}$ genutzt, um die Traktionsbatterie des Elektrofahrzeugs zu laden (siehe Abbildung 4.7).

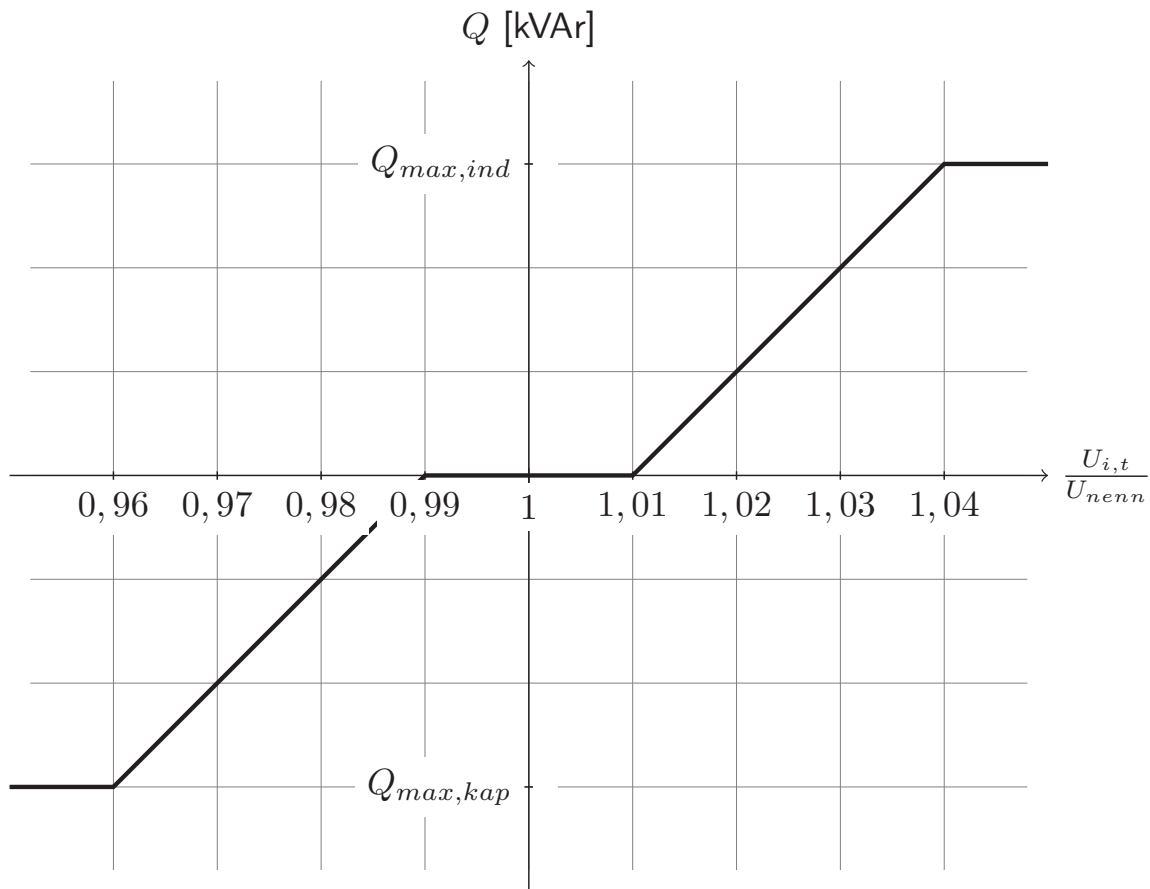


Abbildung 4.6.: Induktive Blindleistung $Q_{PEV,i,t}$ eines PEV am Knoten n_i zum Zeitpunkt t als Funktion der relativen Spannungsabweichung am Netzknoten bezogen auf die Netznennspannung $\frac{U_{i,t}}{U_{nenn}}$ für das autonome Ladesteuerungsverfahren. Induktiver Blindleistungsbezug, falls der Betrag der Netzknotenspannung $U_{i,t}$ über 1 % der Nennspannung U_{nenn} liegt, induktive Blindleistungseinspeisung, falls $U_{i,t}$ unter 1 % der Nennspannung liegt.

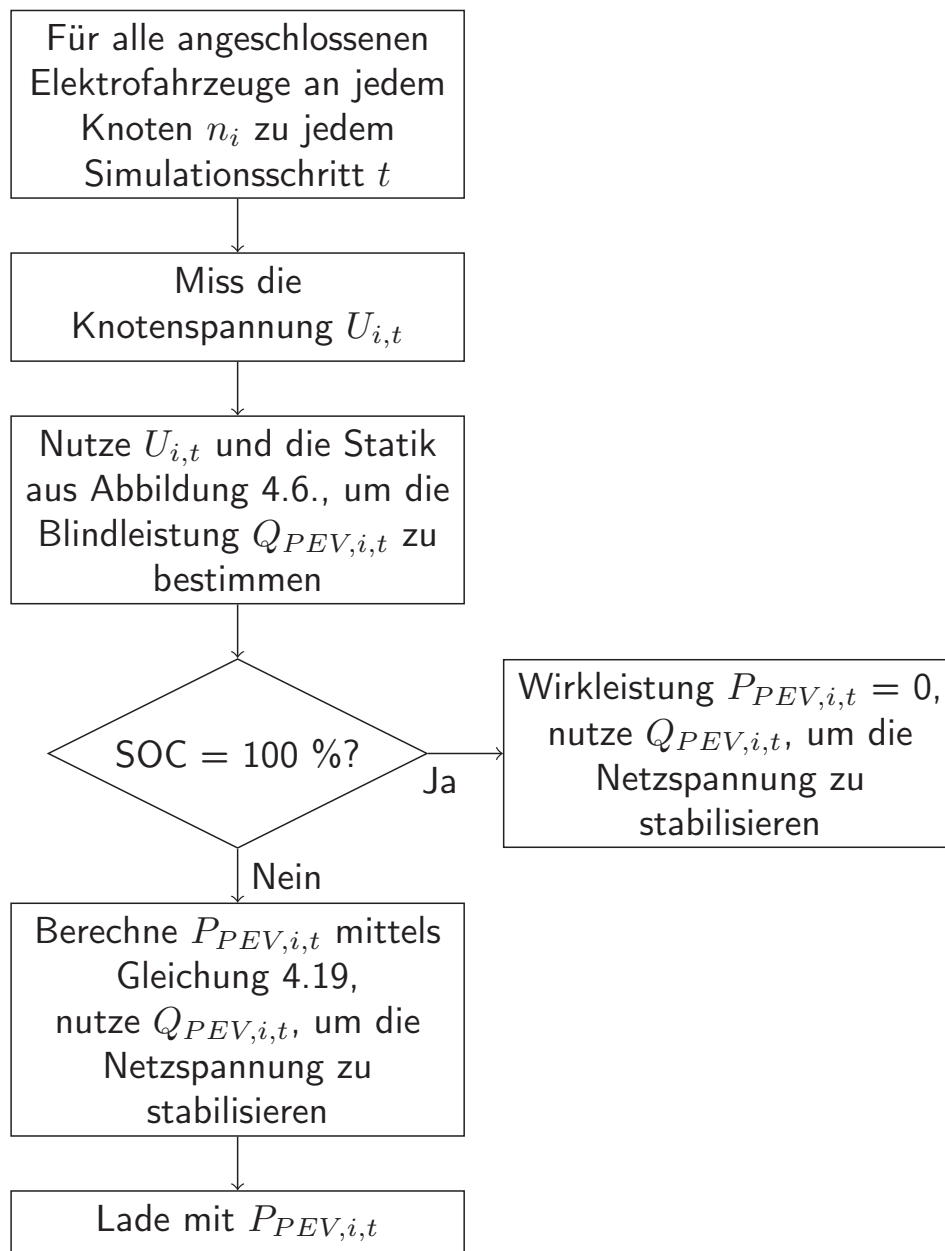


Abbildung 4.7.: Autonomes Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge (PEVs). PEVs messen die Netzspannung, stellen basierend auf der Netzspannung und Abbildung 4.6 die Blindleistung ein. Anschließend laden PEVs unter Berücksichtigung des Batteriefüllstands die Traktionsbatterie mit der Wirkleistung nach Gleichung 4.19 auf.

4.7. Fazit zum methodischen Ansatz

4.7.1. Zusammenfassung, Mehrwert und Neuheit des methodischen Ansatzes

Der methodische Ansatz zu dieser Arbeit integriert eine Elektrofahrzeugsimulation mit Ladesteuerungsverfahren für PEVs, der Erzeugung durch PV-Anlagen mit Lastflussrechnungen und der Abbildung von Netzinvestitionen. Zudem wird die Stromnachfrage und die elektrische Last von Haushalten bilanziert. Hierfür werden PEVs und PV-Anlagen Haushalten am Netz zugeordnet. Durch diesen Ansatz lassen sich ökonomische Implikationen für jeden Haushalt, die sich durch Netzinvestitionen und eine veränderte Netzauslastung ergeben, berechnen. Der Ansatz ist innerhalb des Modells FLEX-GOLD implementiert, das für diese Arbeit entwickelt worden ist.

Über diese einzelnen Modellteile lässt sich außerdem bestimmen, inwieweit die Stromnachfrage von PEVs auf Netzüberlastungen einwirkt. Zudem lässt sich darstellen, welche Netzüberlastungen und welcher Netzinvestitionsbedarf sich für verschiedene Niederspannungsnetze in Abhängigkeit der Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen ergibt. Hierzu wird das Fahr- und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sowie das Investitionsverhalten eines Verteilnetzbetreibers abgebildet. In welchem Umfang und in welcher Höhe Netzüberlastungen auftreten, ist insbesondere durch Ladesteuerungsverfahren von PEVs bestimmt. Hierfür sind in der Arbeit drei Ladesteuerungsverfahren eingeführt. Zur Darstellung von Netzinvestitionen ist für diese Arbeit ein neuer Netzausbaualgorithmus entwickelt worden. Der Algorithmus baut bestehende Netze in Abhängigkeit von thermisch- und spannungsbedingten Überlastungen aus. Durch den methodischen Ansatz ist es erstmals möglich, darzustellen wie Änderungen von Netzlasten auf NNE einwirken. Zweitens kann durch die detaillierte Abbildung der elektrischen Stromnachfrage ermittelt werden, wie sich die Netzauslastung verändert und welchen Effekt dies wiederum auf bestehende NNE hat. Hierdurch kann erstmals quantifiziert werden, inwieweit die Verursacher von Netzinvestitionen diese auch tragen. Zudem kann dies in Abhängigkeit des Fahr- und Ladeverhaltens von PEVs abgebildet werden. Gleichzeitig kann ermittelt werden, wie eine veränderte Stromnachfrage durch den Betrieb von PEVs und von PV-Anlagen auf die Auslastung elektrischer Netze und die Verteilung von NNE einwirkt. Da die dezentrale Stromnachfrage von Haushalten abgebildet wird, lässt sich neben dem absoluten Netzinvestitionsbedarf auch ermitteln, inwieweit verschiede-

ne Haushaltsgruppen an der Refinanzierung von Netzen über NNE beteiligt werden.

Folglich ist es mit dem entwickelten methodischen Ansatz erstmals möglich, zwei wesentliche Effekte der Refinanzierung von Niederspannungsnetzen abzubilden. Zum Ersten kann dargestellt werden, wie eine veränderte Stromnachfrage und dezentrale Stromerzeugung zu technischen Netzüberlastungen und dem damit zusätzlichen Netzinvestitionsbedarf führt. Zum Zweiten kann abgebildet werden, wie eine veränderte Stromnachfrage durch Eigenversorgung mittels PV-Anlagen sowie durch Ladesteuerungsverfahren von PEVs auf bestehende NNE einwirkt. Zudem kann mit dem Ansatz dargestellt werden, wie sich dies wirtschaftlich auf Haushalte, die über unterschiedliche Technologien verfügen, auswirkt. Somit kann über diesen methodischen Ansatz dargestellt werden, ob elektrische Niederspannungsnetze verursachergerecht refinanziert werden.

4.7.2. Kritische Würdigung und Weiterentwicklungsmöglichkeiten des entwickelten Modellansatzes

Das für die Arbeit entwickelte Computermodell FLEX-GOLD bildet PEVs, PV-Anlagen und Haushalte an elektrischen Netzen für eine Woche ab. Der Profilverlauf der Haushaltsstromnachfrage⁸ sowie der Profilverlauf von PV-Anlagen ist für die betrachtete Woche, in Abhängigkeit des Wetters und des Wochentags zur Beginn der Simulation vorgegeben (siehe Anhang C.1). Allerdings ist die Haushaltsstromnachfrage über die Zeit vom Verhalten der Personen im jeweiligen Haus abhängig. Eine Weiterentwicklungsmöglichkeit des Modellansatzes ist es dieses Verhalten über einen längeren Zeitraum abzubilden.

Der Profilverlauf von PV-Anlagen wird ebenfalls zur Beginn der Simulation vorgegeben (siehe Anhang C.2). Hierbei werden keine unterschiedlichen Regionen betrachtet. Zudem wird die Ausrichtung der PV-Anlagen nicht variiert und der Einfluss der Aussentemperatur auf die Leistung der Anlagen wird im Ansatz nicht berücksichtigt. Diese Faktoren beeinflussen den Profilverlauf der PV-Anlagen über die Zeit. Da veränderte Profile zu höheren oder niedrigeren Netzüberlastungen führen können, kann dies die Ergebnisse beeinflussen. Höhere Netzüberlastungen führen zu mehr Netzinvestitionsbedarf und höheren Netznutzungsentgelten während geringere Netzüberlastungen den Netzinvestitionsbedarf und Netznutzungsentgelte eventuell verringern.

⁸Exklusive der Nachfrage durch Ladevorgänge von PEVs.

Daher ist kann der Ansatz durch eine Abbildung von Aussentemperaturen etwa in verschiedenen Regionen und durch Abbildung der Ausrichtung von PV-Anlagen verbessert werden.

Für die Verteilung der Netzinvestitionen auf unterschiedliche Haushaltsgruppen werden die nötigen Investitionen aus der betrachteten Woche bis zum Ende der Lebensdauer aller zugebauten Kabel hochgerechnet. Aufgrund dieses methodischen Ansatzes wird eine Veränderung der Stromnachfrage eines Haushalts über die Lebensdauer der Netzelemente nicht berücksichtigt. Dies kann implementiert werden, falls eine Projektion der Haushaltsstromnachfrage bis zum Ende der Nutzungsdauer von Netzelementen besteht. In der Arbeit wird eine Woche betrachtet, da das Fahrverhalten von PEVs insbesondere vom Wochentag abhängig ist [37, 96]. Gleichzeitig werden somit keine saisonalen Effekte abgebildet. Über die Jahreszeit ändert sich die dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen sowie die Haushaltsstromnachfrage und das Fahrverhalten von PEVs. Diese Effekte können daher mit dem gewählten methodischen Ansatz nicht abgebildet werden. Bezüglich des Fahrverhaltens von PEVs können so beispielsweise keine längeren Urlaubsfahrten berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung des Lastflusses wird von einer Symmetrie der Netzphasen ausgegangen. Hierdurch werden spannungsbedingte Netzüberlastungen unterschätzt. Im Modell werden die Knotenleistungen an den Netzknoten vorgegeben. Die Knotenleistung setzt sich aus dem Produkt aus Knotenspannung und Knotenstrom zusammen. Gleichzeitig steigt mit höheren Entnahmeleistungen an den einzelnen Phasen der Phasenstrom überproportional stärker an. An den Phasen, an denen die Leistungsentnahme hoch ist, fällt folglich auch die Spannung überproportional stark ab. Um dies darzustellen zu können, müssen allerdings dreiphasige Leistungsprofile vorhanden sein. Diese Differenzierung der Leistung auf einzelne Netzphasen ist in den Eingangsdaten nicht vorhanden.

Mit dem eingeführten Netzausbaualgorithmus wird lediglich der Netzinvestitionsbedarf auf Niederspannungsebene abgebildet. Der Investitionsbedarf in andere Spannungsebenen, beispielsweise in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz oder in die Ortsnetzstation, wird mit dem Verfahren nicht abgebildet. Zudem werden dem Netz keine neuen Ortsnetztransformatoren hinzugefügt. Diese könnten zwischen verschiedene Stränge geschaltet werden, um beispielsweise spannungsbedingte Netzüberlastungen zu reduzieren. Der Netzausbaualgorithmus kann in weiterführenden Arbeiten auf höhere Spannungsebenen erweitert werden. Hier haben Ortsnetzstationen zwischen Nieder- und Mittelspannungsebene die höchste Priorität, da diese Netzebe-

ne am nächststärksten von Netzbe- und -überlastungen aus der Niederspannungsebene betroffen ist. Sobald höhere Spannungsebenen abgebildet sind, lässt sich auch die Wälzung von Netzkosten aus den höheren in die niedrigeren Spannungsebenen abbilden. Gleichzeitig lassen sich mit dem Ansatz beliebige Spannungsbänder und/oder der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren untersuchen, da das Spannungsband frei wählbar ist; dies wird allerdings in der Arbeit nicht durchgeführt.

Sobald sich Änderungen innerhalb der Systematik zur Verteilung von NNE ergeben, müssen die Ergebnisse neu interpretiert werden oder diese Änderungen im Modell abgebildet werden. Die Untersuchung wird für das Jahr 2030 mit dem regulatorischen Rahmen aus dem Jahr 2017 vorgenommen. Gleichzeitig ist es wahrscheinlich, dass bis zum Jahr 2030 wirtschaftliche Lasten durch den Netzbetrieb anders verteilt werden. Beispielsweise könnten variable NNE auf der Niederspannungsebene eingeführt werden und/oder dezentrale Erzeugung an der Refinanzierung von elektrischen Niederspannungsnetzen beteiligt werden.

5. Deutsche Niederspannungsnetze und die Entwicklung von Photovoltaik und Elektromobilität bis zum Jahr 2030

5.1. Einleitung, Kapitelziel und Kapitelüberblick

In der Arbeit werden Netzbe- und -überlastungen, der sich hieraus ergebene Netzinvestitionsbedarf, veränderte Netzauslastungen, die daraus folgende Entwicklung von Netznutzungsentgelten und die sich hieraus ergebenden wirtschaftlichen Folgen für Haushalte anhand von drei Durchdringungsszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen an drei verschiedenen Niederspannungsnetzen untersucht. Zudem wird der Einfluss von Ladesteuerungsverfahren für PEVs auf Netzbe- und -überlastungen an einem weiteren Testnetz analysiert.

Ziel dieses Kapitels ist es wahrscheinliche Netz-, Photovoltaik-, und Elektromobilitätsszenarien für das Jahr 2030 aufzuzeigen. Hierzu werden in diesem Kapitel zunächst Niederspannungsnetze für Wohngebiete in drei Regionen mit unterschiedlicher Besiedlungsdichte erstellt (siehe Abschnitt 5.2). Anschließend werden in Abschnitt 5.3 Haushalte beschrieben, die an die Netze in den drei Regionen angeschlossen sind. Basierend auf dem ökonomischen Rahmen und dem regulatorischen Umfeld, der den Zubau für PEVs und PV-Anlagen stark beeinflusst, werden im nächsten Schritt drei Marktdiffusionsszenarien für PV und PEVs erstellt. Für die gesamtdeutsche Durchdringung dieser Technologien im Jahr 2030 sind für PV-Anlagen die Anreize aus [31] entscheidend. Die Marktdiffusion von PEVs im Jahr 2030 wird [64] entnommen. Anschließend wird die Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen auf die verschiedenen Netzregionen umgelegt (Abschnitt 5.4 und 5.5). In Abschnitt 5.6 sind die Sensitivitäten beschrieben, die innerhalb der Szenarien

betrachtet werden. Die Szenarien und Sensitivitäten sind [100] entnommen und in Abschnitt 5.7 zusammengefasst.

5.2. Netzszenarien

Mit welcher Topologie Niederspannungsnetze aufgebaut sind, ist unter anderem abhängig von der Bevölkerungsdichte in den jeweiligen Netzgebieten. In dicht besiedelten städtischen Gebieten sind Netze häufiger vermascht und werden mit Ringstrukturen betrieben, während vorstädtische und ländliche Netze mit geringer Besiedlungsdichte häufiger als Strahlennetze ausgeführt sind [141]. Zudem ist die Kabel- und Leitungslänge, die in den Netzen auf einen Hausanschluss kommt¹, in Gebieten mit unterschiedlicher Bevölkerungsdichte sehr heterogen. Diese Aussagen basieren auf Daten aus [147] zu Bevölkerungsdichteklassen, die innerhalb dieser Arbeit mit Netzinformationen aus [53] kombiniert werden. Beide Datensätze stellen die Situation in deutschen Postleitzahl (PLZ)-Gebieten dar. [147] gliedert PLZ-Gebiete in drei Bevölkerungsdichteklassen: Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte ρ_H , Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte ρ_N und Gebiete mit mittlerer Bevölkerungsdichte ρ_M . Ein Gebiet ist als Gebiet mit hoher Bevölkerungsdichte definiert, falls eine Gruppe von räumlich zusammenhängenden Gemeinden, eine Bevölkerungsdichte von über 500 Einwohnern pro Quadratkilometer aufweist und in dieser Gruppe mindestens 50.000 Einwohner leben. Gebiete mit mittlerer Besiedlungsdichte sind Gebiete, die nicht zu Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte gehören und eine Bevölkerungsdichte von mindestens 100 Einwohner pro Quadratkilometer kennzeichnet oder Gebiete, die an Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte angrenzen. Die restlichen zusammenhängenden Gruppen von Gemeinden sind Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte [146].² In [53] sind Leitungs- und Kabellängen von Niederspannungsnetzen und die Anzahl der Hausanschlüsse des jeweiligen Netzes enthalten. Diese Netze können anschließend PLZ-Gebieten zugeordnet werden. In PLZ-Gebieten, die als Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte klassifiziert sind, kommen auf einen Hausanschluss zwischen 4,4 m und 62,2 m Niederspannungskabel und -leitungen. In PLZ-Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte sind zwischen 8,2 m und 67,2 m Leitungen und Kabel pro Hausanschluss verlegt. Hingegen sind in PLZ-Gebieten mit geringer Bevöl-

¹Dieser Wert ist in der Arbeit als *Netzempfindlichkeit* definiert (siehe Anhang A.5).

²Diese Klassifizierung richtet sich an einer Anforderung der Europäischen Union aus, die in der Verordnung zur Tourismusstatistik festgelegt ist.

kerungsdichte zwischen 8,6 m und 96,5 m Kabel- und Leitungslänge pro Hausanschluss auf Niederspannungsebene vorhanden (siehe Abbildung 5.1).

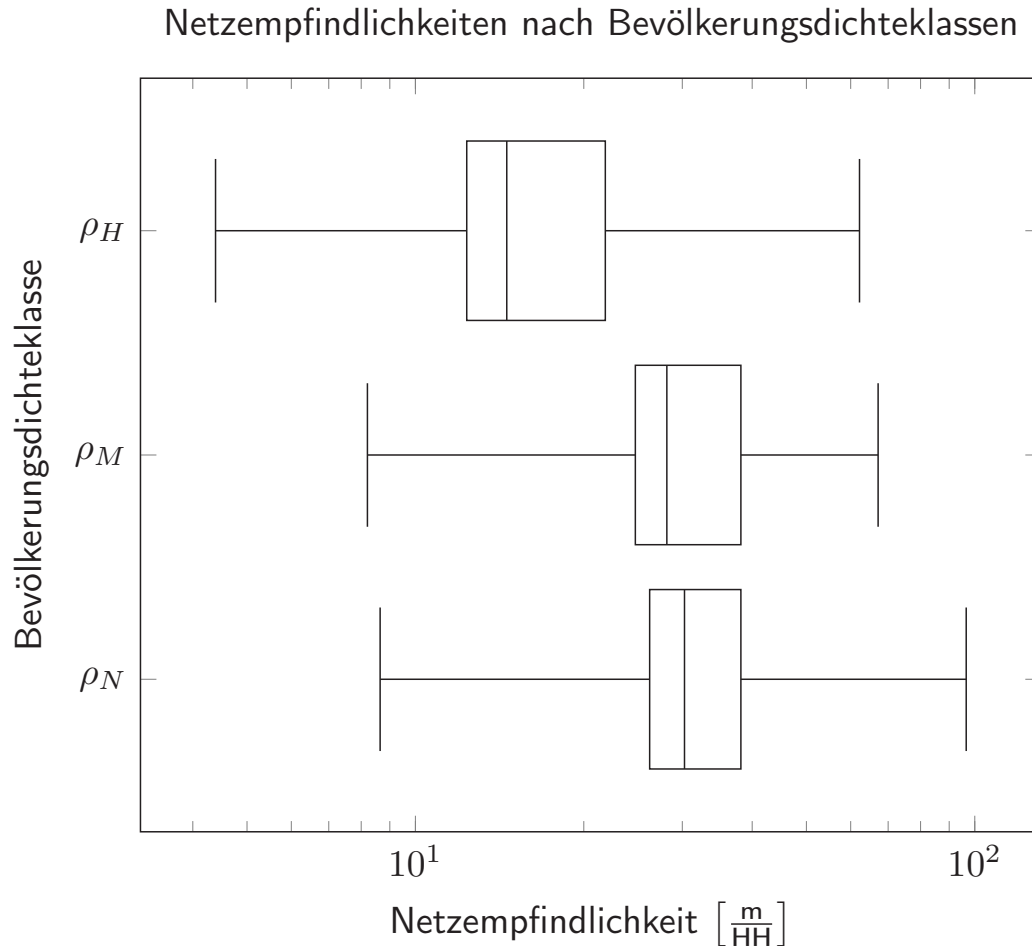


Abbildung 5.1.: Netzempfindlichkeiten deutscher Niederspannungsnetze (siehe Definition A.5). Differenziert nach Bevölkerungsdichteklassen (hohe Bevölkerungsdichte ρ_H , mittlerer Bevölkerungsdichte ρ_M , niedriger Bevölkerungsdichte ρ_N). Werte sind nach PLZ-Gebieten aufgelöst, Daten aus [147] und [53].

Aufgrund der gezeigten Heterogenität von Netzempfindlichkeiten innerhalb von PLZ-Gebieten unterschiedlicher Bevölkerungsdichte werden in der Arbeit Analysen an drei verschiedenen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Ein Netz repräsentiert eine ländliche Region mit geringer Bevölkerungsdichte, ein weiteres Netz stellt ein vorstädtisches Netz in einer Region mit mittlerer Bevölkerungsdichte dar und ein städtisches Netz repräsentiert eine Re-

gion mit hoher Bevölkerungsdichte. Das ländliche Netze besteht aus einem Hauptstrang mit einer Abzweigung. Das vorstädtische Netz ist mit vier separaten Strängen ausgeführt. Während das städtische Netz stark vermascht ausgeführt ist, sind die ländlichen und vorstädtischen Netztopologien an der Literatur und an Netze aus Baden-Württemberg angelehnt [41, 71, 82, 103, 91]. Die städtische Netztopologie basiert auf dem vorstädtisch Netz mit hohem Vermaschungsgrad. Die drei Topologien sind jeweils in Abbildung 5.2 dargestellt.

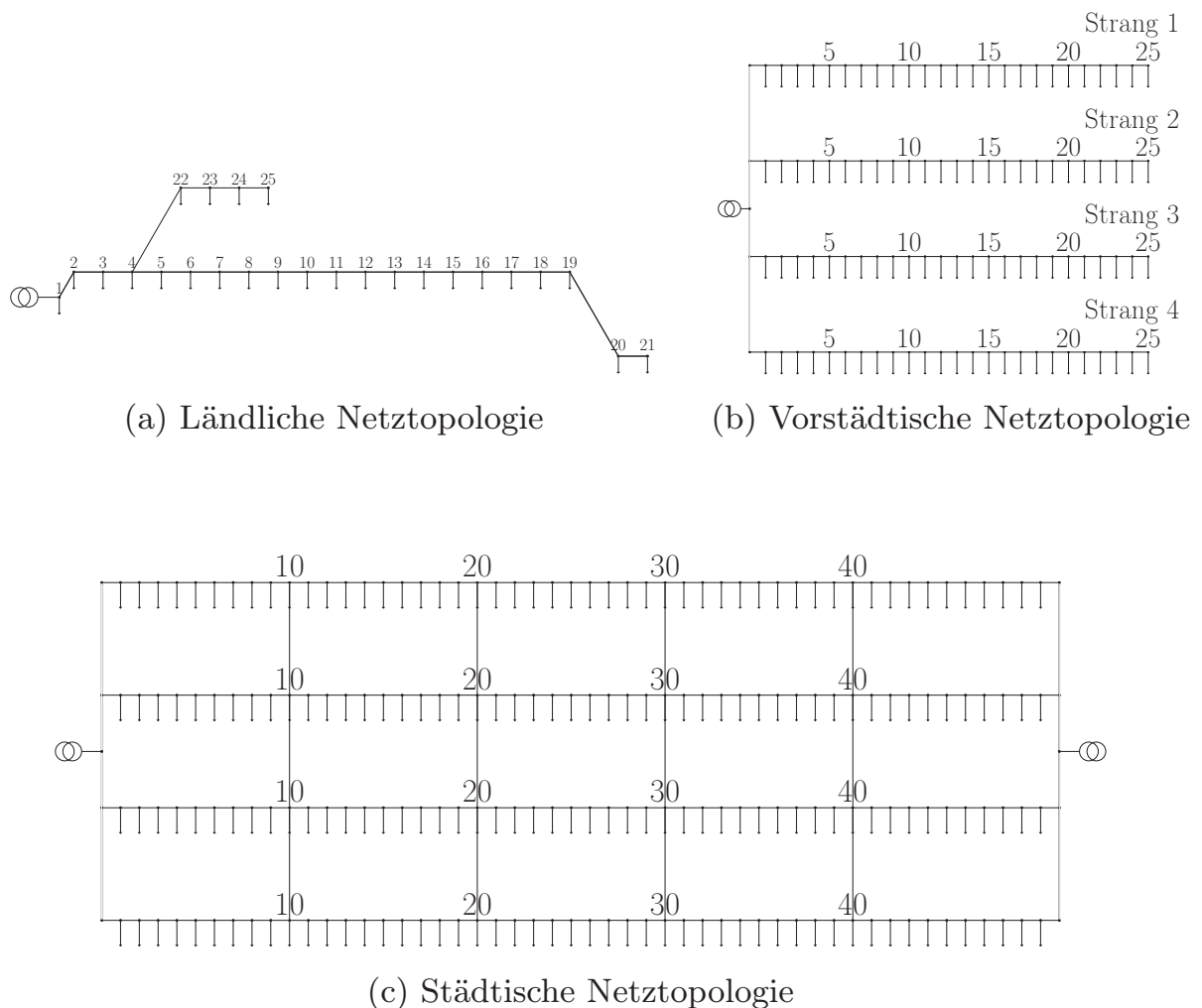


Abbildung 5.2.: Untersuchte elektrische Niederspannungsnetztopologien

Die Kabellängen der vorhandenen Netztopologien werden an die mittlere Netzempfindlichkeit aus Abbildung 5.1 ausgerichtet. Das städtische Netz liegt im mittleren PLZ-Gebiet, hat eine Netzempfindlichkeit von 14,6 m pro Haushalt bei hoher Bevölkerungsdichte. Das vorstädtische Netz liegt im PLZ-Gebiet mit 28,2 m pro Haushalt der mittleren Bevölkerungsdichteklasse und

das ländliche Netz liegt im mittleren PLZ-Gebiet mit niedriger Bevölkerungsdichteklasse bei 30,3 m pro Haushalt. Im ländlichen und vorstädtischen Netz sind alle Kabel mit 150 mm² Aluminiumleiter vom Typ NAYY-J ausgeführt. Im städtischen Netz ist der doppelte Leiterquerschnitt für alle Kabel verlegt. Falls in den Netzen Verstärkungsbedarf besteht, werden alle Netze mit Kabeln vom Typ NAYY-J 300 mm² verstärkt. Diese Kabel sind Standardbetriebsmittel von Niederspannungsnetzen in Deutschland [4]. Der Zubaualgorithmus aus Kapitel 4.4.2 ist dabei so eingestellt, dass bei spannungsbedingten Netzüberlastungen am letzten Drittel des überlasteten Netzstrangs und bei thermischen Netzüberlastungen in der Mitte des Netzstrangs ein Kabel zugebaut wird (diese Faktoren sind [4] entnommen). Der Investitionsbedarf zum Verlegen von Niederspannungskabeln ist abhängig von der Beschaffenheit des Bodens, in dem die Kabel verlegt werden [58]. Die Verlegung von Kabeln in steinige Böden ist beispielsweise aufwendiger als die Verlegung des selben Kabels in einem sandigen Boden [58]. Um möglichst allgemeingültige Aussagen treffen zu können, werden in der Arbeit mittlere Werte für Investitionsbedarfe von Kabeln in Böden verschiedener Beschaffenheit verwendet. Der mittlere Investitionsbedarf pro Meter liegt bei ca. 130 Euro, falls ein neues Kabel installiert wird.

Investitionen in Niederspannungskabel werden über eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 Jahren mit 4,3 % abgezinst. Hierzu wird ein Mischzinssatz angesetzt. Der Mischzinssatz ergibt aus einem Zinssatz für Fremdkapital, einer Eigenkapitalverzinsung und einer Eigenkapitalquote (siehe auch Kapitel 4.4.3). Für Fremdkapital wird ein durchschnittlicher Zinssatz von 2,5 % gewählt [24, 114]. Für die Eigenkapitalverzinsung wird der Wert der Regulierungsbehörde aus der dritten Regulierungsperiode genutzt (6,9 % vor Steuer) [24]. Zudem wird angenommen, dass Verteilnetzbetreiber über ausreichend Eigenkapital für eine Eigenkapitalquote von 40 % verfügen. Dies entspricht dem maximalen Wert, der als Eigenkapitalquote angesetzt werden kann [19].

Analog zu [41, 95] darf in den untersuchten Niederspannungsnetzen die Spannung um maximal ± 4 % vom Nennwert abweichen, bevor es zu einer spannungsbedingten Überlastung kommt. Bei spannungsbedingten Überlastungen baut der Verteilnetzbetreiber (VNB) vom nächsten Transformator bis zum letzten Drittel eines Netzstrangs ein zusätzliches Kabel parallel zu. Bis zur Mitte des Strangs wird ein Kabel parallel hinzugebaut, falls es zu strombedingten Überlastungen kommt [4] entnommen. Es werden ausschließlich Kabel vom Typ NAYY-J 300 mm² im Niederspannungsnetz zugebaut. Es wird angenommen, dass VNB zusätzliche Kabeln zu bauen, um Netzüberlas-

Tabelle 5.1.: Netzparameter

Parameter	Netzregion			Einheit
	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch	
Transformatorleistung	400	630	2 x 630	[kVA]
Gesamte Kabellänge	0,76 ^{a1}	2,82 ^{a1}	11,68 ^{a2}	[km]
Netzempfindlichkeit	30,3	28,2	14,6	$\left[\frac{\text{m}}{\text{Haushalt}}\right]$
Anzahl der Netzknoten ^b	25	100	200	

^{a1}: Jedes Kabel ist vom Typ NAYY-J 150 mm²
^{a2}: Jedes Kabel ist vom Typ NAYY-J 300 mm²
^b: Exklusive Ausgleichsknoten und Referenzpotenzial

tungen zu beseitigen. Vormalig überlastete Netzelemente werden nicht ausgetauscht, sondern verbleiben ein Teil des Netzes. Zudem werde keine weiteren Änderung der Netztopologie vorgenommen. Zuzüglich zum Materialaufwand wird angenommen, dass die Verlegekosten dem 5-fachen der Materialkosten entsprechen [58].

Das ländliche Netz wird von einem 400-kVA-Transformator gespeist. Im vorstädtischen Netz wird ein 630-kVA-Transformator eingesetzt und das städtische Netz wird von zwei 630-kVA-Transformatoren gespeist (vgl. [4] und [58]). In der Arbeit wird zudem davon ausgegangen, dass die Lebenserwartung und somit auch die Abschreibungsdauer der zugebauten Netzelemente 40 Jahre beträgt (vgl. [19]). Die Parameter der drei Netze sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

5.3. Haushaltsszenarien

Die Analyse wird für Wohngebiete in jeweils einem ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz durchgeführt. Je nach Bevölkerungsdichte in der betrachteten Region werden Haushalte mit unterschiedlichen Nachfragestrukturen mit dem Netz verbunden, die elektrische Leistungsnachfrage der Haushalte über die Zeit (Haushaltsprofile) sind hierzu [132] entnommen. Hierbei wird eine Woche in der Übergangszeit bei sonnigem Wetter betrachtet. Da Netze auf maximale Lasten ausgelegt werden, wird in der Arbeit eine Woche gewählt, die Spitzen der Leistungsnachfrage abbildet, um hieraus den Netzinvestitionsbedarf bestimmen zu können. Die Haushaltsprofile sind im Anhang C.1 dargestellt.

Im städtischen Netz leben durchschnittlich 1,5 Personen in einem Haushalt, im ländlichen und vorstädtischen Netz leben im Durchschnitt 2,5 Personen im Haushalt. In Anlehnung an [34] und [62] fragen Haushalte im untersuchten ländlichen und vorstädtischen Netz durchschnittlich 4.000 kWh elektrische Energie pro Jahr nach. Im städtischen Netz sind vier Haushalte mit einem Netzanschlusspunkt verbunden. Hier werden an einem Netzanschlusspunkt, der aus vier Haushalten besteht, durchschnittlich 10.000 kWh elektrische Energie pro Jahr nachgefragt (siehe Tabelle 5.2). In Abschnitt 5.4 und 5.5 werden den Haushalten in Abhängigkeit von Zubauszenarien und eines Verteilungsschlüssels PEVs und PV-Anlagen zugeordnet.

Tabelle 5.2.: Haushalte im ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz

	Netzregion		
	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch
Haushalte pro Netzknoten	1	1	4
Personen pro Haushalt	2,5	2,5	1,5
Personen in der Netzregion	62	250	1200

5.4. Elektromobilitätsszenarien

Zum 1.1.2015 waren ca. 44 Mio. Personenkraftwagen (PKW) in Deutschland angemeldet, 156.000 davon waren Elektrofahrzeuge (PEVs)³. Jeder PKW gehört zu einem Modelltyp und wird vom Kraftfahrt-Bundesamt anhand des Modelltyps einem Segment zugeordnet. Innerhalb der Arbeit werden diese Segmente, analog zu [127], zu vier Segmentklassen (Klein, Mittel, Groß und Sonstige) aggregiert (siehe Tabelle 5.3).

³Siehe Definition A.1.

Tabelle 5.3.: Personenkraftwagenbestand in Deutschland nach Segmenten des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA) und aggregiert nach [127] und [90]

Segment		Bestand 2015	
KBA	Aggregiert	Absolut	Relativ [%]
Minis	Klein	2.929.582	6,6
Kleinwagen		8.852.867	19,9
Zwischensumme		11.782.449	26,5
Kompaktklasse	Mittel	11.737.667	26,4
Mittelklasse		7.229.150	16,3
Mini-Vans		1.954.875	4,4
Zwischensumme		20.921.692	47,1
Obere Mittelklasse	Groß	2.115.006	4,8
Oberklasse		262.793	0,6
Geländelimousinen (SUVs)		1.512.140	3,4
Geländewagen		1.692.319	3,8
Großraum-Vans		2.069.065	4,7
Zwischensumme		7.651.323	17,3
Sportwagen	Sonstige	808.893	1,8
Utilities		1.575.245	3,5
Wohnmobile		392.003	0,9
Sonstige		1.271.519	2,9
Zwischensumme		4.047.660	9,1
Gesamt		44.403.124	100,0

Im nächsten Schritt wird jedem aggregierten Segment ein Elektrofahrzeugtyp zugeordnet. In Tabelle 5.4 sind wesentliche Parameter der Elektrofahrzeugtypen für jede Segmentklasse zusammengefasst. Hierbei werden battery electric vehicles (BEVs) und plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) zu Elektrofahrzeugen (PEVs) zusammengefasst, da für die Analysen insbesondere die elektrische Anschlussleistung am Hausanschluss und die Stromnachfrage aus dem Netz durch Elektrofahrzeuge entscheidend ist.⁴ Die Stromnachfrage von BEVs und PHEVs aus verschiedenen Netzen richtet sich an den Ladeort sowie dem elektrischen Energiebedarf der Fahrzeuge aus. Zudem werden BEVs und PHEVs mit ähnlichen Leistungen und in etwa gleich häufig am Hausanschluss geladen [46, 80]. Für den elektrischen Energiebedarf werden Mittelwerte von BEVs und PHEVs verwendet. Es wird angenommen, dass PEVs im Jahr 2030 diese Parameter aufweisen. Der Ladewirkungsgrad und der Energiebedarf pro km werden [96] und [37] entnommen, gleichzeitig werden die Batteriekapazitäten der Fahrzeuge in etwa verdoppelt (siehe [54]). Das Fahrverhalten und Ladeverhalten aller Fahrzeuge ist in Kapitel 4.6 beschrieben. Wegelängen sowie Abfahrts- und Ankunfts-wahrscheinlichkeiten basieren auf Fahrdaten von realen PEVs und sind [39] entnommen.

Tabelle 5.4.: Simulierte Elektrofahrzeugtypen

PEV-Typ ¹	Batteriekapazität ^{2,3}	Energiebedarf $[\frac{\text{kWh}}{\text{km}}]$ ³	Ladewirkungsgrad ³
Klein	35,2	0,15	0,97
Mittel	50,0	0,21	0,97
Groß	70,0	0,25	0,97
Sonstige	72,0	0,30	0,97

¹: Segmente aus [90], aggregiert nach [127]
²: Batteriekapazität vergrößert (vgl. [54])
³: In Anlehnung an [96] und [37]

Da der Anteil jedes der aggregierten Fahrzeugsegmente am gesamten Personenkraftwagenbestand innerhalb der letzten Jahre nahezu konstant war, wird angenommen, dass die PEV-Verteilung innerhalb der aggregierten Segmente im Jahr 2030 der aus dem Jahr 2015 entspricht (vgl. [127]). Erstnutzer von PEVs sind häufig männlich, arbeiten häufig Vollzeit, verfügen eher über hohe Einkommen, sind eher technikaffin und leben vornehmlich in vorstädtischen Gebieten [11]. Fahrzeuge dieser Personengruppen zeich-

⁴Siehe Definition A.1.

nen sich durch eine hohe jährliche Fahrleistung auf. Zudem verfügen Haushalte in ländlichen und vorstädtischen Gebieten häufiger über einen privaten Stellplatz, an dem die Fahrzeuge geladen werden könnten, als Haushalte in städtischen Gebieten [11, 126]. Daher wird erwartet, dass Erstnutzer von PEVs zunächst überproportional häufig in vorstädtischen Netzen elektrischen Strom für ihre Fahrzeuge beziehen. Die Arbeit folgt dieser Argumentationslinie, indem im vorstädtischen Netz von der dreifachen PEV-Durchdringung, verglichen mit dem gesamtdeutschen Durchschnitt, ausgegangen wird. Aufgrund der geringen Verfügbarkeit von privater Ladeinfrastruktur in städtischen Gebieten wird dort mit 33 % von einer geringeren PEV-Durchdringung verglichen mit dem gesamtdeutschen Schnitt ausgegangen. Die PEV-Durchdringung im ländlichen Netz entspricht dem deutschen Durchschnitt. Die PEV-Durchdringungsrate in den einzelnen Netzgebieten beeinflusst die Ergebnisse der Arbeit vermutlich stark. Aus diesem Grund wird in der Arbeit die PEV-Durchdringung in allen Netzen innerhalb von drei Szenarien untersucht. Mit dieser Annahmen, den Informationen zur Anzahl von Fahrzeugen pro Person und Haushalt sowie dem Markthochlauf des niedrigen, mittleren und hohen Szenario aus [64] leiten sich für die drei Netze aus Abschnitt 5.2 die Durchdringung von PEVs in den verschiedenen Netzregionen ab (dargestellt in Tabelle 5.5).

Tabelle 5.5.: Elektrofahrzeug-Durchdringung in den Netzgebieten für verschiedene Zubauszenarien

Jahr	Zubau	Fahrzeugklasse ⁴	Elektrofahrzeug-Durchdringung											
			Ø DE				Ländlich ³				Region			
			Absolut	Relativ ¹	Absolut	Relativ ¹	Absolut	Relativ ¹	Absolut	Relativ ¹	Absolut	Relativ ¹	Absolut	Relativ ¹
2016		Klein	41.305	0,09%	0	0,09%	0	0,09%	0	0,27%	0	0,03%		
		Mittel	73.413	0,16%	0	0,16%	1	0,49%	0	0,05%				
		Groß	26.965	0,06%	0	0,06%	0	0,18%	0	0,02%				
		Sonstige	14.184	0,03%	0	0,03%	0	0,09%	0	0,01%				
		Gesamt	155.867	0,35%	0	0,35%	1	1,04%	0	0,12%				
Referenz ²		Klein	1.282.335	2,85%	1	2,85%	12	8,54%	7	0,95%				
		Mittel	2.279.169	5,06%	2	5,06%	22	15,17%	12	1,69%				
		Groß	837.147	1,86%	1	1,86%	8	5,57%	4	0,62%				
		Sonstige	440.349	0,98%	0	0,98%	4	2,93%	2	0,33%				
			Gesamt	4.839.000	10,74%	4	10,74%	46	32,21%	25	3,58%			
	2030 ²		Klein	402.535	0,89%	0	0,89%	4	2,68%	2	0,30%			
			Mittel	715.449	1,59%	1	1,59%	7	4,76%	4	0,53%			
			Groß	262.787	0,58%	0	0,58%	3	1,75%	1	0,19%			
Sonstige			138.229	0,31%	0	0,31%	1	0,92%	1	0,10%				
		Gesamt	1.519.000	3,37%	1	3,37%	15	10,11%	8	1,12%				
Hoch ²		Klein	2.619.260	5,81%	2	5,81%	25	17,43%	14	1,94%				
		Mittel	4.655.364	10,33%	4	10,33%	45	30,99%	24	3,44%				
		Groß	1.709.932	3,79%	1	3,79%	17	11,38%	9	1,26%				
		Sonstige	899.444	2,00%	1	2,00%	9	5,99%	5	0,67%				
		Gesamt	9.884.000	21,93%	8	21,93%	96	65,79%	52	7,31%				

¹ Auf den Personenkraftwagenbestand in Deutschland im Jahr 2015 bezogen [90]² Markhochlauf aus [64]³ Für ländliche Netze die Durchdringung dem Mittel aus [64] entnommen, vorstädtisch mit Faktor 3 und städtisch mit Faktor 0.33 skaliert (siehe auch [126])⁴ Zusammenfassung der Segmente nach [127]

In der Analyse für das ländliche, vorstädtische und städtische Netz reagieren PEVs weder auf Preis- noch Netzsignale und laden, sobald sie mit dem Netz verbunden sind, sofort und in vollem Umfang mit voller Ladeleistung. Der Einfluss von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge auf Netzbe- und -überlastungen wird an dem schwachen Testnetz in Kapitel 6.2 untersucht.

5.5. Photovoltaikszenerarien

In diesem Abschnitt werden drei Photovoltaik (PV)-Durchdringungsszenarien jeweils für das ländliche, vorstädtische und städtische Netz aus Abschnitt 5.2 für das Jahr 2030 erstellt. Hierzu werden im ersten Schritt Daten aus [147] und [45] für deutsche PLZ-Gebiete ausgewertet. Hierdurch lässt sich die Situation im Jahr 2016 darstellen. Anschließend werden basierend auf [31] drei Zubauszenarien für die drei Netze aus Abschnitt 5.2 entwickelt und auf die Netze umgelegt.

Im Jahr 2016 sind ca. 30 % der installierten PV-Leistung in Deutschland als Freiflächenanlagen ausgeführt, die restlichen 70 % sind auf Gebäuden installiert. In unterschiedlichen Netzebenen sind Gebäudeanlagen in Regionen mit unterschiedlicher Bevölkerungsdichte in etwa gleich verteilt. Freiflächenanlagen sind in dicht besiedelten Gebieten ρ_H ⁵ hauptsächlich mit der Mittelspannungsebene verbunden. Der Anteil der installierten PV-Leistung von Freiflächenanlagen, die mit der Hochspannungsebene verbunden ist, steigt mit abnehmender Bevölkerungsdichte. In Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte ρ_M sind ca. 18 % dieser Anlagen mit Hochspannungsnetzen verbunden. Während ca. 25 % der installierten Leistung von Freiflächen-PV-Anlagen in Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte ρ_N mit der Hochspannungsebene verbunden sind (siehe Abbildung 5.3). Folglich speisen Gebäudeanlagen überwiegend in die Niederspannungsebene ein, während die Mittelspannungsebene häufiger durch den Betrieb von Freiflächenanlagen beeinflusst wird. In dieser Arbeit wird der Haushaltsektor untersucht; daher werden zu Erstellung der PV-Szenarien die Anteile berücksichtigt, die mit Gebäuden in der Niederspannungsebene verbunden sind.

⁵Die Definitionen zu Besiedelungsdichten befinden sich in Abschnitt 5.2.

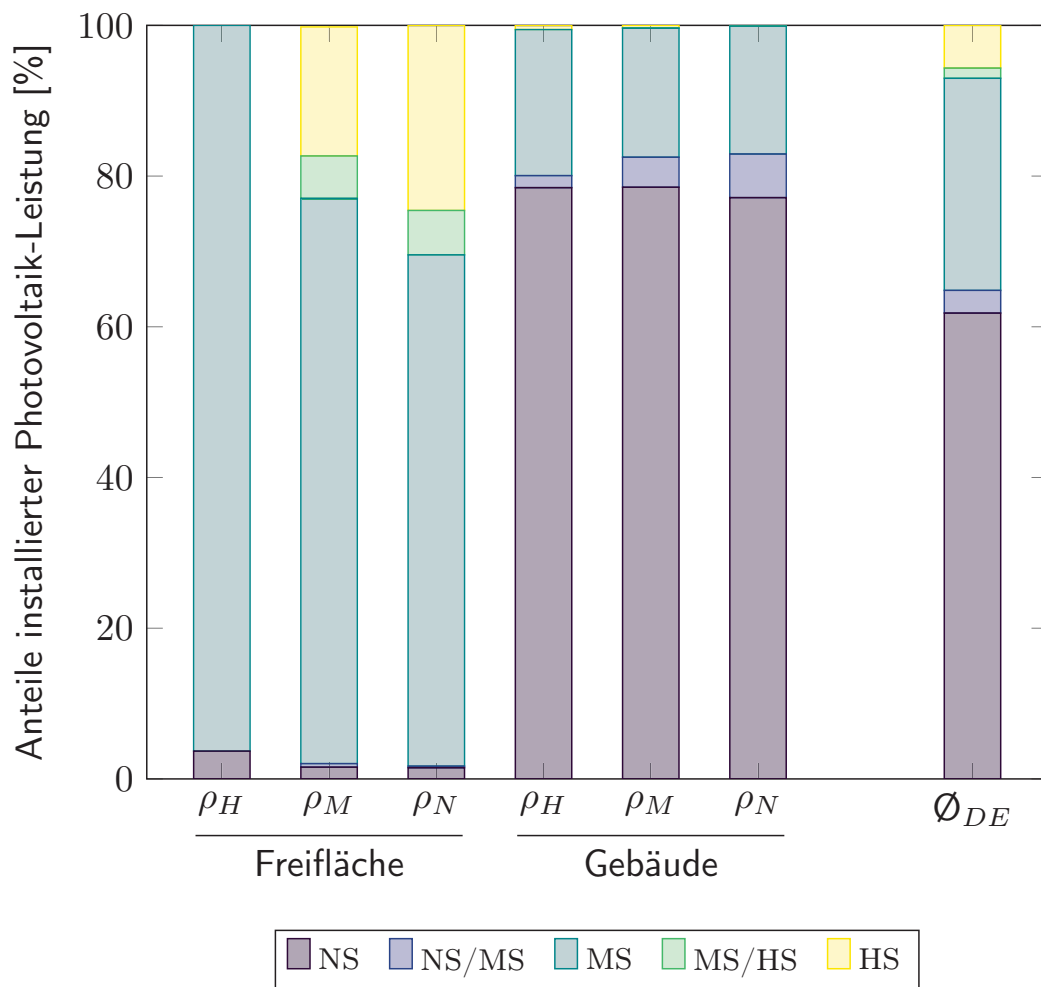


Abbildung 5.3.: Verteilung von Photovoltaik-Leistung für das Jahr 2016 nach Installationsort (Freifläche oder Gebäude), Bevölkerungsdichteklasse (hohe Bevölkerungsdichte ρ_H , mittlerer Bevölkerungsdichte ρ_M , niedriger Bevölkerungsdichte ρ_N sowie der deutsche Durchschnitt \emptyset_{DE}). Zudem ist die Verteilung nach Spannungsebene (Hochspannung (HS) bis Niederspannung (NS)) aufgeführt. Eigene Auswertung von Daten aus [147] und [45].

Die installierte PV-Leistung auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen variiert stark innerhalb verschiedener PLZ-Gebiete. Die installierte Leistung pro Person ist in PLZ-Gebieten, die nach [147] als Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte klassifiziert sind, deutlich höher als in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte. In PLZ-Gebieten mit geringer Besiedlungsdichte sind pro Person maximal 7,95 kWp PV-Leistung als Gebäudeanlagen in Niederspannungsnetzen installiert. Der mittlere Wert liegt hier bei 420 Wp pro Person. In Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte beträgt der maximale Wert 2,23 kWp pro Person in einem PLZ-Gebiet, die mittlere Leistung beträgt hier 168 Wp pro Person. In deutschen PLZ-Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte sind deutlich geringere Leistungen pro Person installiert. Hier liegt der maximale Wert bei 163 Wp pro Person und der mittlere Wert bei 10 Wp pro Person (siehe Abbildung 5.4).

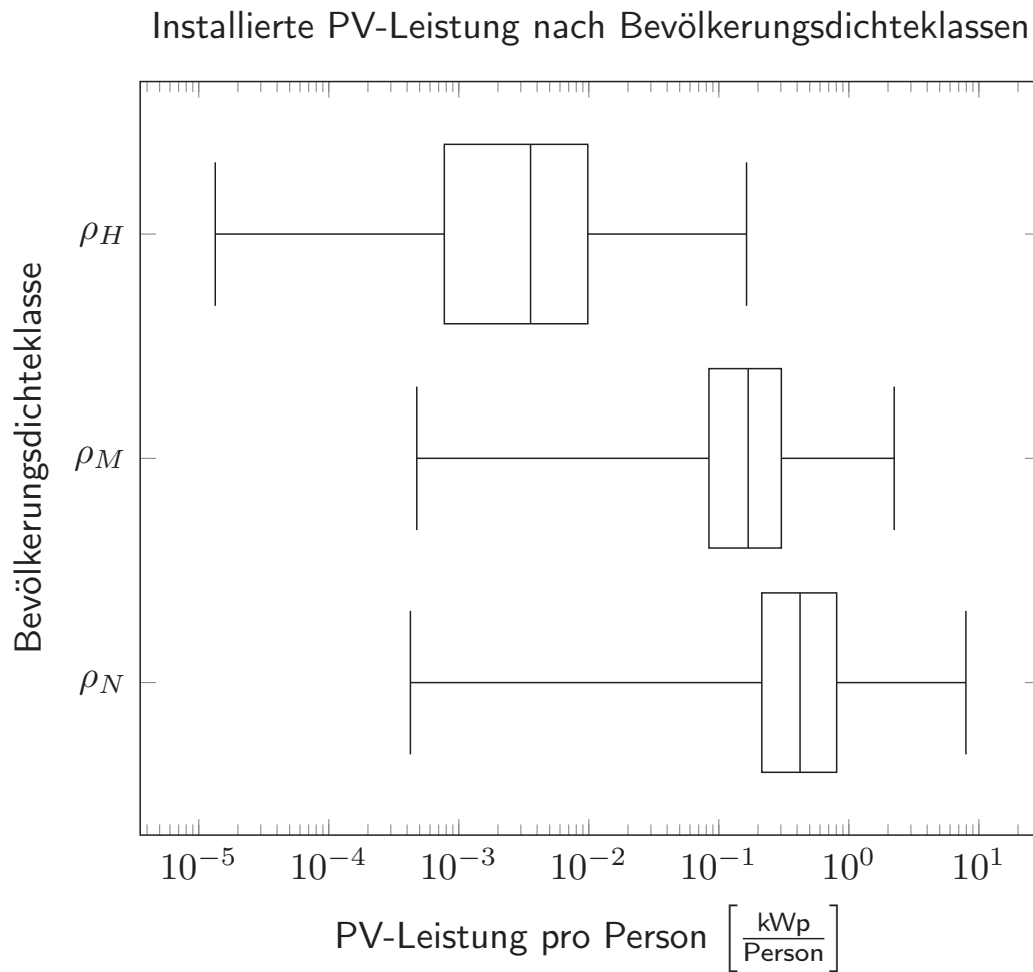


Abbildung 5.4.: Installierte Photovoltaik (PV)-Leistung in kWp pro Person auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen, differenziert nach Postleitzahl-scharfen Bevölkerungsdichteklassen (hohe Bevölkerungsdichte ρ_H , mittlerer Bevölkerungsdichte ρ_M , niedriger Bevölkerungsdichte ρ_N), Daten aus [147] und [45].

Basierend auf [31] werden drei Zubauszenarien bis zum Jahr 2030 erstellt. Im Jahr 2009 lag die Lebensdauer von PV-Anlagen bei ca. 20 Jahren [68]. Es wird in der Arbeit davon ausgegangen, dass die Lebensdauer aller neugebauten Anlagen stetig ansteigt und durchschnittlich 23 Jahre beträgt. Diese Annahme gibt vor, wie viel der installierten PV-Anlagenleistung bis zum Jahr 2030 das Ende der Lebensdauer erreicht hat und somit keine elektrische Energie mehr bereitstellen kann. Die mittlere spezifische installierte PV-Leistung wird abschließend auf die Netze umgelegt. Hier wird der mittlere Wert für gering besiedelte Gebiete dem ländlichen Netz zugeordnet, der mittlere Wert für Gebiete mit mittlerer Bevölkerungsdichte wird dem vorstädtischen Netz zugeordnet und der Wert für hohe Bevölkerungsdichte wird auf das städtische Netz übertragen. Im Szenario mit hohem Zubau bis zum Jahr 2030 wird angenommen, dass jährlich 1,9 GW Leistung deutschlandweit als Gebäudeanlagen zugebaut werden. Im Referenzszenario beträgt der Wert 500 MW pro Jahr. Im geringeren Durchdringungsszenario werden jährlich 100 MW neue PV-Leistung auf Gebäuden installiert. Mit diesem Wert wird das Niveau für PV-Gebäudeanlagen aus dem Jahr 2016 gehalten. Zudem wird angenommen, dass im Netz PV-Anlagen mit 6 kWp Leistung installiert sind. Hieraus ergibt sich für die drei Netze und die drei Zubauszenarien jeweils die Durchdringung aus Tabelle 5.6.

Tabelle 5.6.: Photovoltaik (PV)-Durchdringung in den Netzgebieten für verschiedene Zubauszenarien; Daten aus [21] und [45], Annahmen aus [31] und Verteilung der installierten PV-Leistung auf Regionen nach den Bevölkerungsdichteklassen aus [147].

		Photovoltaik-Durchdringung						
Jahr	Zubau	Anlagentyp	Deutschland		Region			
			Inst. Leistung	Relativ ¹	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch	
			Anlagen ³	Relativ ²	Anlagen ³	Relativ ²	Anlagen ³	Relativ ²
2016	Freifläche		8.674 MW	21,85 %				
	Gebäude		19.381 MW	48,82 %	5	20 %	8	8 %
	Unbekannt		11.643 MW	29,33 %				1
	Gesamt		39.698 MW	100 %				1
2030	Referenz ^{4,a}	Gebäude	25.877 MW	47,79 %	6	24 %	10	10 %
	Niedrig ^{4,b}	Gebäude	19.877 MW	41,29 %	5	20 %	8	8 %
	Hoch ^{4,c}	Gebäude	49.877 MW	63,83 %	12	48 %	19	19 %

¹: Auf die deutschlandweite installierte Leistung bezogen.
²: Auf die Anzahl von Hausanschlüssen im Netzgebiet bezogen.
³: 6-kWp-Anlagen, die maximale Erzeugungslleistung jeder Anlage ist auf 70 % begrenzt.
⁴: Zubau Freifläche: 600 MW/Jahr
^a: Zubau Dachfläche: 500 MW/Jahr (Referenzszenario)
^b: Zubau Dachfläche: 100 MW/Jahr (niedriges Zubauszenario)
^c: Zubau Dachfläche: 1.900 MW/Jahr (hohes Zubauszenario)

Der Leistungsprofilverlauf von PV-Anlagen ist unter anderem von der betrachteten Region, der Anlagenausrichtung, Sonneneinstrahlung und der Aussentemperaturen abhängig [7]. Für die Arbeit wird ein gemessenes Leistungsprofil einer Gebäudeanlage mit Südausrichtung in einer sonnigen Woche aus Deutschland verwendet. Da Netze auf maximale Lasten ausgelegt sind, wird in der Arbeit ein Profilverlauf gewählt, der Situationen mit maximaler Leistungseinspeisung durch PV-Anlagen darstellt. Der Profilverlauf ist im Anhang C dargestellt.

5.6. Sensitivitäten

Wie in Abschnitt 5.5 dargestellt, unterscheidet sich die installierte PV-Leistung in unterschiedlichen PLZ-Gebieten sehr stark. Dies gilt auch für PLZ-Gebiete derselben Bevölkerungsdichteklasse. Zudem beeinflusst die PV-Leistung stark die Höhe von Netzbelastungen und wirkt stark auf die Verteilung von Netznutzungsentgelten ein (vgl. auch Kapitel 2.2.3 und [87]). Daher wird dieser sensitive Parameter in der Arbeit tiefer gehend untersucht. Hierzu wird für alle Netze und alle Szenarien die installierte Leistung jeder PV-Anlage halbiert (von 6 kWp auf 3 kWp gesetzt). Zudem wird die installierte Leistung aller Anlagen auf 12 kWp, 24 kWp, 36 kWp oder 48 kWp gesetzt.

Ein weiterer Parameter, der sensitiv auf Netzbe- und -überlastungen einwirkt ist die Ladeleistung von PEVs. Falls Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge an einem Hausanschluss vorgesehen sind, sollte eine Zuleitung mit drei Außenleitern mit einer maximalen Strombelastbarkeit von 32 A pro Außenleiter verlegt werden [46]. Dies entspricht einer Ladeleistung von 22 kW. Weitere typische Ladeleistungen von PEVs betragen 3,6 kW und 10,8 kW, daher werden diese drei Ladeleistungen in der Arbeit untersucht (vgl. [108]). Durch die Variation der Ladeleistung jedes PEV bleibt deren Energiebedarf konstant, während sich die generierte Energie durch PV-Anlagen in der Sensitivitätsanalyse mit der installierten Leistung jeder Anlage verändert.

Außerdem werden die Fälle betrachtet, dass keine PEVs und keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind. Dies wird mit 0 kW Inverterleistung von PEVs bzw. mit 0 kWp installierter PV-Leistung dargestellt. 48 kWp installierte PV-Leistung repräsentiert die Gebiete mit sehr hoher PV-Durchdringung. Keine PV-Anlagen und 3 kWp installierte Leistung stellt die Situation in Gebieten mit geringer PV-Durchdringung dar (vgl. Abbildung 5.4).

5.7. Zusammenfassung

Innerhalb der Arbeit werden Netzbe- und -überlastungen sowie der Netzinvestitionsbedarf an drei elektrischen Niederspannungsnetzen in drei verschiedenen Zubauszenarien für PEVs und PV-Anlagen für das Jahr 2030 untersucht. Ein Netz repräsentiert ein ländliches Netz in einem Gebiet mit geringer Bevölkerungsdichte, ein weiteres Netz stellt ein vorstädtisches Netz in einem Gebiet mit mittlerer Bevölkerungsdichte dar. Zudem wird in der Arbeit ein städtisches Netz in einem Gebiet mit hoher Bevölkerungsdichte erstellt. Leitungs- und Kabellängen pro Haushalt stellen für alle Netze den mittleren deutschen Wert der jeweiligen Bevölkerungsdichteklasse dar. Die erwartete PEV-Durchdringung basiert auf dem Markthochlauf aus [64]. Für das Szenario mit geringer PEV-Marktdiffusion im Jahr 2030 wird von ca. 1,5 Mio. Fahrzeugen in Deutschland ausgegangen. Im mittleren Szenario verbreiten sich bis zum Jahr 2030 in Deutschland 4,8 Mio. PEVs und im Szenario mit hoher Durchdringung knapp 10 Mio. PEVs. Diese gesamtdeutschen Zahlen werden anschließend auf die Netzregionen umgelegt, wobei in vorstädtischen Netzen einer höheren Penetration als in ländlichen Gebieten ausgegangen wird und die Durchdringung in städtischen Netzen nochmals geringer als in ländlichen Gebieten ist. Nach [31] sollen jährlich 2,5 GW PV-Leistung in Deutschland neu installiert werden. Für das Szenario mit hohem Zubau wird angenommen, dass dieses Ausbauziel der Bundesregierung erfüllt wird. Nach [31] werden 600 MW PV-Leistung ausgeschrieben. Da Freiflächenanlagen geringere Stromgestehungskosten als PV-Anlagen auf Gebäuden aufweisen, wird in der Arbeit davon ausgegangen, dass jährlich 600 MW als Freiflächenanlagen installiert werden. Für das hohe Zubauszenario wird angenommen, dass die restlichen 1,9 GW als PV-Dachflächenanlagen installiert werden. Im Referenzszenario werden zu den 600 MW auf Freiflächen zusätzlich 500 MW auf Gebäuden installiert. Im Szenario mit geringen Zubauraten werden bis zum Jahr 2030 jährlich 100 MW auf Gebäuden installiert. Dieser Wert hält in etwa den aktuellen Bestand an PV-Leistung auf Gebäuden bis zum Jahr 2030. Die sich hieraus ergebenden PEVs und PV-Anlagen in den verschiedenen Zubauszenarien in den drei Netzen sind in Tabelle 5.7 zusammengefasst.

Tabelle 5.7.: Zusammenfassung der Durchdringungen von Elektrofahrzeugen (PEV) und Photovoltaik (PV)-Anlagen der drei Zubauszenarien sowie der drei Netze für das Jahr 2030.

Szenario		Durchdringung				
		Personen ¹	PEVs ²		PV-Anlagen ³	
Zubaurate	Netz	Anzahl	[%] ^{2,1}	Anzahl	[%] ^{3,1}	Anzahl
Referenz	Ländl.	62	10,74	4	24,00	6
	Vorstädt.	250	32,21	46	10,00	10
	Städt.	1200	3,58	25	0,13	1
Niedrig	Ländl.	62	3,37	1	20,00	5
	Vorstädt.	250	10,11	15	8,00	8
	Städt.	1200	1,12	8	1,13	1
Hoch	Ländl.	62	21,93	8	48,00	12
	Vorstädt.	250	65,79	96	19,00	19
	Städt.	1200	7,31	52	0,26	2

¹: Personen im Netzgebiet: Siehe Abschnitt 5.3
²: Elektrofahrzeuge (PEVs): Siehe Abschnitt 5.4
^{2,1}: Bezogen auf alle Fahrzeuge im Netz
³: Photovoltaik (PV)-Anlagen: Siehe Abschnitt 5.5
^{3,1}: Bezogen auf alle Haushalte im Netz (siehe Tabelle 5.2)

Aus der Szenariendefinition folgt, dass zukünftig in vorstädtischen und städtischen Netzen die Stromnachfrage vor allem durch hohe PEV-Durchdringungen dominiert wird. In ländlichen Netzen dominiert zukünftig die Erzeugung aus PV-Anlagen.

Zur Darstellung von Sensitivitäten werden für alle drei untersuchten Netze in allen drei Zubauszenarien die Ladeleistungen von PEVs und die installierte Leistung von PV-Anlagen variiert. Somit werden insgesamt neun unterschiedliche Durchdringungsraten innerhalb der Arbeit untersucht. Innerhalb der neun Netzdurchdringungsratenkombinationen wird die Ladeleistung aller PEVs entweder auf 3,6 kW, auf 10,8 kW oder auf 22 kW und die installierten Leistungen aller PV-Anlagen auf 3 kWp, 6 kWp, 12 kWp, 24 kWp, 36 kWp oder 48 kWp eingestellt. Zudem werden die Fälle betrachtet, dass keine PEVs und PV-Anlagen mit den Netzen verbunden sind. Somit werden für jede der neun Netzdurchdringungsratenkombination 28 Sensitivitäten betrachtet. Hieraus und aus dem Haushaltsszenario aus Abschnitt 5.3 ergeben sich spezifische Werte zur Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen für die entwickelten Netze aus Abschnitt 5.2 und Zubauszenarien aus Abschnitt 5.4 und 5.5 (siehe Abbildung 5.5).

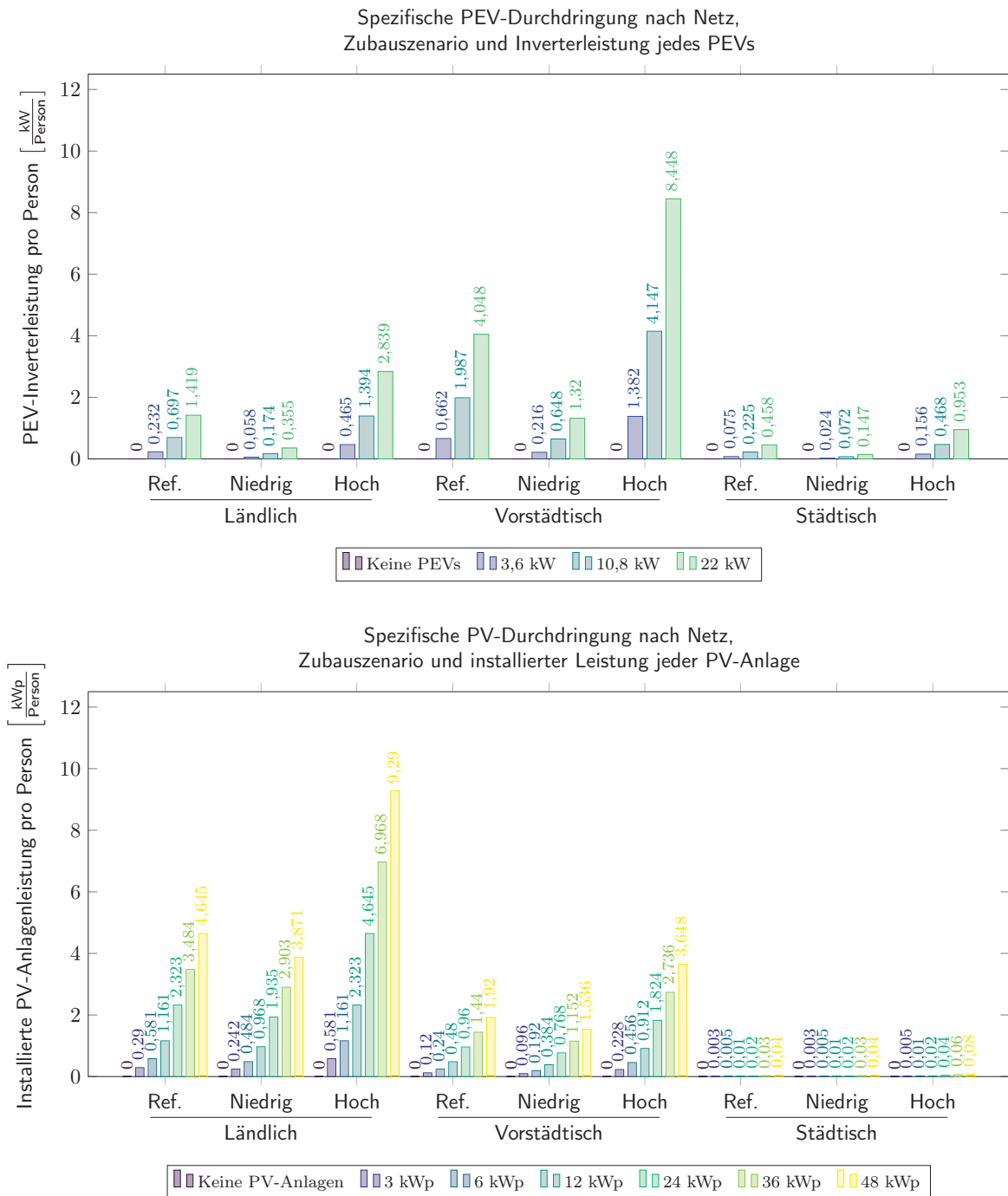


Abbildung 5.5.: Elektrofahrzeug (PEV)-Inverterleistung und installierte Photovoltaik (PV)-Anlagenleistung pro Person in allen Netzgebieten für alle Zubauszenarien und Sensitivitäten.

6. Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf Niederspannungsnetze und Haushalte

6.1. Einleitung und Kapitelüberblick

In diesem Kapitel wird dargestellt, wie die Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge (PEVs) und Erzeugung durch Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie elektrische Lasten, die durch den Betrieb dieser Technologien entstehen, technisch und ökonomisch auf Niederspannungsnetze einwirken. Viele der hier dargestellten Ergebnisse sind bereits in [98], [99] und [100] veröffentlicht.

Da Ladesteuerungsverfahren für PEVs einen großen Einfluss auf Netzbe- und überlastungen haben, wird zunächst in Abschnitt 6.2 der Einfluss von Ladesteuerungsverfahren von PEVs auf ein schwaches Testnetz untersucht. Anschließend werden die in Kapitel 5 definierten Szenarien analysiert. In den Szenarien sind unterschiedliche Durchdringungsraten von PEVs und PV-Anlagen für das Jahr 2030 dargestellt. In jedem Szenario werden zudem die besonders sensitiven Parameter *PV-Durchdringung* und die *Ladeleistungen aller PEVs* variiert. Hierfür wird zunächst in Abschnitt 6.3 der Einfluss von Ladevorgängen für PEVs und dezentraler Erzeugung durch PV-Anlagen auf Netzbe- und -überlastungen ermittelt. Anschließend wird der sich daraus resultierende Netzinvestitionsbedarf in absoluter Form sowie in Form von zusätzlichen Netznutzungsentgelten aufgezeigt (Abschnitt 6.4 und 6.5). Zudem werden in Abschnitt 6.6 die Investitionen in Abhängigkeit der Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen am Netz dargestellt. Danach wird in Abschnitt 6.7 der Einfluss von zusätzlicher Haushaltsstromnachfrage durch PEVs und eigenverbrauchtem PV-Strom auf die Netzauslastung und die Verteilung von bestehenden Netznutzungsentgelten beschrieben. Abschließend wird anhand einer Haushaltsanalyse gezeigt, inwieweit die Nutzer von PEVs und PV-Anlagen den Investitionsbedarf, der gegebenenfalls durch die Tech-

nologien hervorgerufen wird, in Form von Netznutzungsentgelten refinanzieren (Abschnitt 6.8).

6.2. Einfluss von Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen auf Netzbelastungen

6.2.1. Einleitung und Überblick

In diesem Abschnitt wird der Einfluss von Steuerungsverfahren für Ladevorgänge von PEVs auf elektrische Netzbe- und -überlastungen untersucht. Die Steuerungsverfahren sind im Netzmodell FLEXible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD) implementiert und im Abschnitt 4.6.3 beschrieben.

Die Untersuchung wird für einen Testfall durchgeführt. Der Testfall definiert ein Testnetz, mit dem Haushalte, die teilweise über eine Nachtspeicherheizung (NSH) und/oder ein PEV verfügen, verbunden sind (Abschnitt 6.2.2). Zunächst wird in Abschnitt 6.2.3 der Fall dargestellt, dass keine PEVs im Testfall vorhanden sind. Anschließend wird der Testfall mit PEVs dargestellt. Hierfür laden in Abschnitt 6.2.4 zunächst alle PEVs anhand der direkten Steuerungsmethode aus Kapitel 4.6.3.1. Danach wird in Abschnitt 6.2.5 der Einfluss des indirekten Steuerungsverfahrens aus Kapitel 4.6.3.2 auf Netzbe- und -überlastungen dargestellt. Abschließend wird in Abschnitt 6.2.6 der Einfluss des autonomen Steuerungsverfahrens aus Kapitel 4.6.3.3 auf das Testnetz analysiert. Der hier dargestellte Testfall ist bereits in [99] publiziert.

6.2.2. Definition eines Testfalls zur Darstellung von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge

Elektrische Netze dürfen nur bis zu einer bestimmten Belastungsgrenze betrieben werden. Falls ein Netz diese Belastungsgrenze erreicht, investiert der zuständige Verteilnetzbetreiber (VNB) in dieses Netz, indem er dem Netz gegebenenfalls Netzbetriebsmittel hinzufügt oder Netzbetriebsmittel austauscht. Netzdienliche¹ Ladesteuerungsverfahren von PEVs sollen dazu beitragen, diese Belastungsgrenze einzuhalten und somit Netzinvestitionsbedarf zu reduzieren. Da insbesondere schwache Netze sensibel auf Ladesteuerungsverfahren reagieren, werden die Verfahren an einem sehr schwachen

¹Siehe Definition A.3.

Testnetz untersucht. Das Testnetz besteht aus einem Strang mit 10 Knoten. Zwei Knoten entlang des Strangs sind immer über ein 30 Meter langes Kabel vom Typ NAYY-J 35 mm² verbunden, der Testfall ist hierzu [148] angelehnt.

Außerdem ist mit jedem Knoten ein Haushalt verbunden. Der elektrische Energiebedarf jedes Haushalts beträgt 5000 kWh, dies entspricht in etwa dem Energiebedarf eines Haushalts mit 4 Personen [52]. Haushalte am Knoten 4, 5, 6 and 9 decken ihren Wärmebedarf über Nachtspeicherheizungen vom Typ AEG 3kW WSP 3010 [3]. Es wird angenommen, dass alle Nachtspeicherheizungen von 10 Uhr abends bis um 4 Uhr morgens 6 kW elektrische Wirkleistung vom Netz beziehen. Die Leistungsnachfrage durch Nachtspeicherheizungen sowie die restliche Haushaltsnachfrage wird exogen vorgegeben. Zudem wird für das indirekte Ladesteuerungsverfahren für PEVs eine Niedrigpreiszeit von 11 Uhr bis 6 Uhr morgens angenommen (siehe Anhang unter C.1). Zudem verfügen die Hälfte aller Haushalte über ein PEV. Jedes Fahrzeug ist einem Haushalt zugeordnet und bezieht die elektrische Energie ausschließlich an dem Knoten, der zum jeweiligen Haushalt gehört. Die Fahrzeuge sind mit den Haushalten an Knoten 2, 3, 6, 8 und 10 verbunden und führen ebenfalls zu einer erhöhten elektrische Stromnachfrage der Haushalte (siehe Abbildung 6.1).

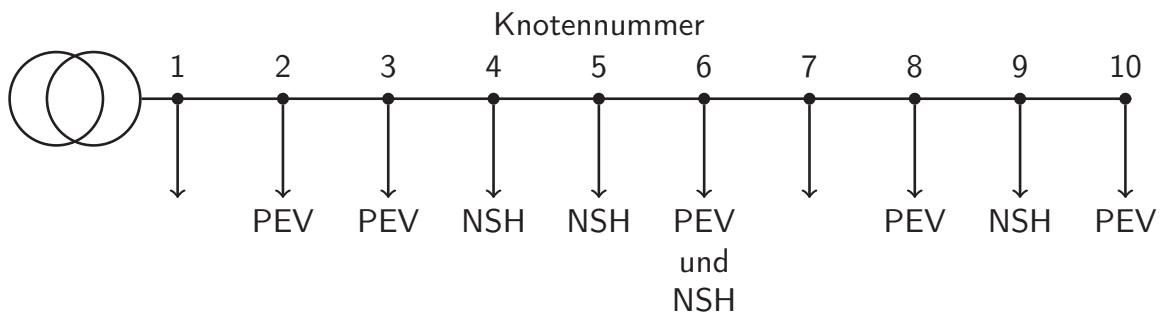


Abbildung 6.1.: Topologie des elektrischen Netzes mit 10 Knoten zum Test von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge (PEVs). Mit allen zehn Knoten ist jeweils ein Haushalt verbunden, Knoten mit angeschlossenen PEVs und/oder angeschlossener Nachtspeicherheizung (NSH) sind in der Abbildung dargestellt.

Um 7 Uhr morgens werden die Fahrzeuge weggefahren. Hierbei entleert sich die Fahrzeugbatterie. Abends um 19 Uhr wird der Hausanschluss mit den Fahrzeugen erreicht und ein Ladevorgang in Abhängigkeit des verwend-

ten Ladesteuerungsverfahrens begonnen. Während des Ladevorgangs werden 25 kWh elektrischer Energie mit maximal 18 kVA Leistung und 95 % Ladewirkungsgrad am Hausanschluss aus dem Netz bezogen.

6.2.3. Netzbelastungen ohne Elektrofahrzeuge

Falls keine PEVs mit dem Testnetz verbunden sind, fällt die Netzspannung nicht unter 97 % ihres Nennwerts. Die Netzspannung des am stärksten belasteten Knoten liegt für über 75 % aller Simulationszeitschritte über 98,7 %. Für diesen Fall kommt es daher zu keinen Netzüberlastungen. Daher muss auch nicht in das Netz investiert werden (siehe Abbildung 6.2, Ohne PEVs).

6.2.4. Netzbelastungen beim direkten Steuerungsverfahren mit perfekter Vorausschau

Innerhalb des direkten Steuerungsverfahrens beziehen PEVs anhand der Steuerungslogik aus Kapitel 4.6.3.1 elektrischen Strom aus dem Netz. Bei diesem Verfahren werden die damit verbundenen Ladevorgänge aller PEVs von einem Aggregator gesteuert. Hierzu werden dem Aggregator die Ankunfts- sowie ihre Abfahrtszeiten der PEVs kommuniziert. Zudem wird dem Aggregator vorgegeben, welcher Batteriefüllstand (engl. state of charge, SOC) die Traktionsbatterien der Fahrzeuge bei den nächsten Abfahrten haben sollen.

Der Aggregator verwendet diese Informationen, um die Ladeleistung der Fahrzeuge einzustellen. Er verfügt zudem über die Information, zu welchem Umfang elektrischer Strom vom Netz entnommen werden kann, bevor es zu Netzüberlastungen kommt. Im Szenario aus Kapitel 5 hält der Aggregator die Netzspannung über 97 % vom Nennwert über alle Simulationszeitschritte. Für 75 % aller Simulationszeitschritte bleibt die Netzspannung sogar über 98 % vom Nennwert. Somit wird das Netz zu keinem der Simulationszeitpunkte überlastet. Dieses Resultat wird erreicht, da der Aggregator die perfekte Vorausschau hat und daher die Ladevorgänge aller PEVs an die Netzsituation anpassen kann.

6.2.5. Indirektes Steuerungsverfahren anhand eines Preissignals

Beim indirekten Steuerungsverfahren reagieren Nutzer von PEVs auf ein Preissignal und passen anhand dieses Signals ihre Ladevorgänge an. Im Verfahren wird davon ausgegangen, dass Nutzer ihre Stromnachfrage an mög-

lichst niedrigen Preise ausrichten möchten. Zudem möchten die Nutzer zum frühest möglichen Zeitpunkt elektrischen Strom aus dem Netz beziehen, um die Traktionsbatterie ihrer Fahrzeuge zu laden. Das Verfahren ist in Kapitel 4.6.3.2 dargestellt. Innerhalb des untersuchten Testfalls wird von Diskriminierungsfreiheit ausgegangen. Daher reagieren alle Fahrzeugnutzer auf das gleiche Preissignal. Hier ist dies als zeitabhängiger Elektrizitätstarif (TOU)-Tarif mit einem hohen und einem niedrigen Preisniveau ausgeführt. Alle Nutzer erhalten den niedrigen Preis ab 22 Uhr für jeden untersuchten Tag. Als Folge beziehen alle PEVs gleichzeitig elektrischen Strom vom Netz. Dies führt zu hohen Netzbelastungen während diesen Zeitpunkten. Die Netzspannung fällt so unter 94 % ihres Nennwerts. Die erlaubte Netzspannung ist in diesem Fall durch die Nachfragespitze der PEVs unterschritten. Für über 75 % aller Simulationszeitschritte verbleibt die Netzspannung über 99,4 % vom Nennwert. Somit kann das Testnetz für die überwiegenden Simulationschritte innerhalb des Spannungsbandes betrieben werden.

6.2.6. Autonome Steuerung mittels spannungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung

Das autonome Steuerungsverfahren aus Kapitel 4.6.3.3 für Ladevorgänge von PEVs führt dazu, dass die Netzspannung an keinem der Netzknoten unter 96,5 % ihres Nennwerts fällt. Für den innerhalb der Arbeit betrachteten Fall, dass das Spannungsband ± 4 % vom Nennwert der Netzspannung beträgt, kommt es durch dieses Steuerungsvariante zu keinen Netzüberlastungen. Das autonome Verfahren verringert Spannungseinbrüche durch Ladevorgänge stark im Vergleich zum indirekten Verfahren (siehe Abschnitt 6.2.5). Im Vergleich zum direkten Verfahren aus Abschnitt 6.2.4 treten innerhalb des autonomen Steuerungsverfahrens stärkere Spannungseinbrüche auf.

6.2. Einfluss von Ladesteuerungsverfahren auf Netzbe- und -überlastungen

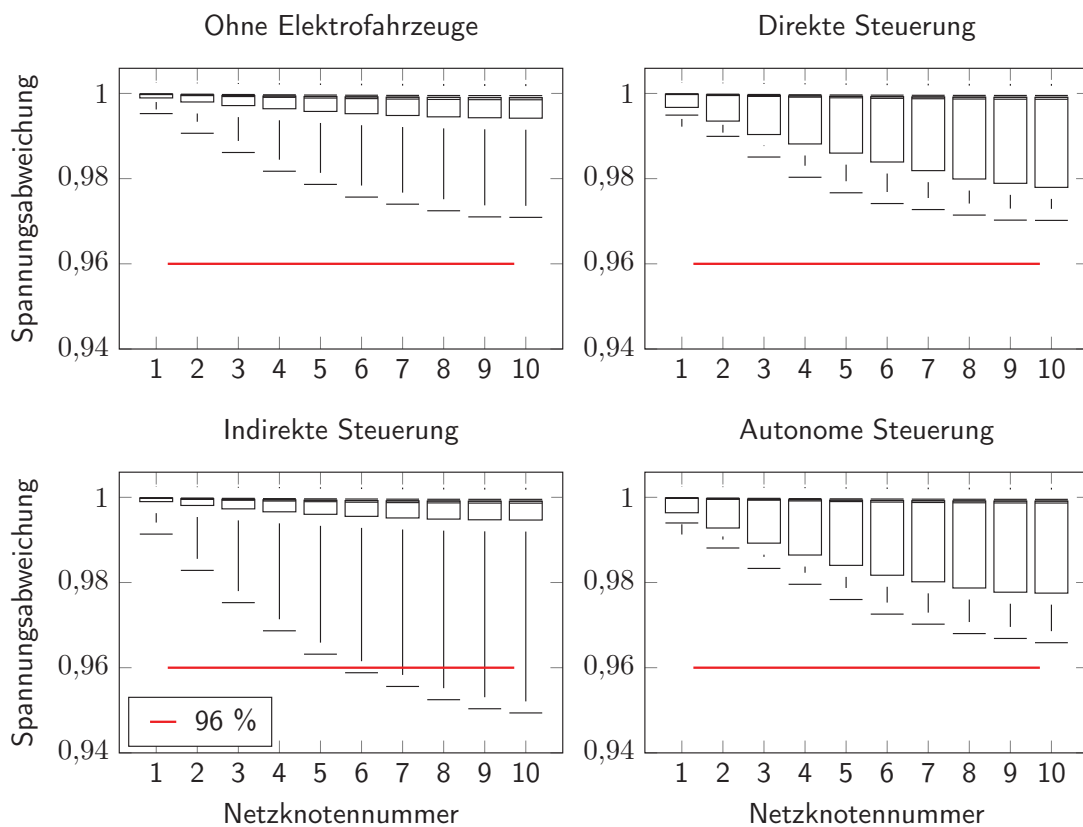


Abbildung 6.2.: Knotenspannungen mit 96 % Spannungsbandgrenze des Testszenario aus Kapitel 6.2.2 ohne angebundene Elektrofahrzeuge und mit verbundenen Elektrofahrzeugen, die die direkte-, indirekte- und autonome Steuerung aus Kapitel 4.6.3 implementieren

6.3. Netzbe- und -überlastungen durch ungesteuerte Ladevorgänge

6.3.1. Einleitung

Netzbe- und -überlastungen sind entscheidende Ergebnisse der Analyse, da sich aus ihnen zusätzlicher Investitionsbedarf in die untersuchten Netze ergibt. Hier werden spannungsbedingte Be- und Überlastungen des Referenzszenarios, des Szenarios mit geringer Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen und mit hoher Durchdringung dieser Technologien gezeigt. Zudem werden die Ergebnisse für alle in der Arbeit entwickelten Netzregionen und Sensitivitäten dargestellt (siehe Kapitel 5). Die dargestellten Niederspannungsnetze gelten als überlastet, sobald der Spannungswert an einem Netzknoten um mehr oder weniger als 4 % von der Netznennspannung abweicht.

6.3.2. Referenzzubauszenario

Im ländlichen Netz weicht die Netzspannung für das Referenzszenario um maximal 5,4 % vom Nennwert der Netzspannung ab. Diese maximale Abweichung tritt auf, falls die installierte Leistung aller PV-Anlagen 48 kWp beträgt. Zu spannungsbedingten Überlastungen kommt es in diesem Netz ab 36 kWp installierter Leistung jeder PV-Anlage. Hohe Ladeleistungen von PEVs führen in diesem Zubauszenario zu keinen spannungsbedingten Überlastungen von Netzelementen des ländlichen Netzes.

Für die untersuchten Sensitivitäten treten im vorstädtischen Netz sowohl durch PEVs als auch durch PV-Anlagen spannungsbedingte Netzüberlastungen auf. Das Netz ist bereits ab 24 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen und/oder bereits ab 3,6 kW Ladeleistung aller PEVs überlastet. Die stärksten Überlastungen mit über 12 % Abweichung vom Nennwert der Netzspannung treten bei Ladeleistungen von 22 kW auf. Der Spannungswert ist hier negativ und daher auf hohe Nachfragespitzen aus dem Netz zurückzuführen. Die Nachfragespitzen werden zum überwiegenden Anteil durch Ladevorgänge von PEVs verursacht.

Während im ländlichen Netz PV-Anlagen zu Netzüberlastungen führen und PEVs dort zu keinen Überlastungen führen, verhält sich dies im untersuchten städtischen Netz genau umgekehrt. Dort kommt es durch hohe Ladeleistungen von PEVs zu spannungsbedingten Netzüberlastungen. Hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen führen an diesem Netz zu keinen Netzüberlastungen. Dies ist unter anderem auf die sehr geringe PV-

Durchdringung in diesem Netzgebiet zurückzuführen (vgl. Abbildung 5.5). Die Überlastungen treten ausschließlich bei den untersuchten 22 kW Inverterleistung für jedes PEV auf. Die Netzspannung weicht dann um bis zu 4,3 % vom Nennwert ab.

6.3.3. Geringes Zubauszenario

Im geringen Zubauszenario treten für das städtische Netz in keiner der untersuchten Sensitivität Netzüberlastungen auf. Netzüberlastungen werden im ländlichen Netz durch hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen hervorgerufen. Hier weicht die Netzspannung um maximal 4,8 % von ihrem Nennwert ab. Diese Abweichung tritt auf, falls 48 kWp PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind. Werden PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des geringen Zubauszenarios ausgebaut, kommt es im untersuchten vorstädtischen Netz sowohl durch hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen als auch durch 10,8 kW und 22 kW Ladeleistung von PEVs zu Netzüberlastungen. Die Netzspannung weicht hier um maximal 7,6 % vom Nennwert ab, falls PV-Anlagen mit 48 kWp Leistung installiert sind. Die maximale Spannungsabweichung ist hier positiv und daher auf PV-Einspeisung zurückzuführen. Die stärkste Spannungsabweichung durch hohe Stromnachfrage tritt auf, falls PEVs mit 22 kW laden.

6.3.4. Hohes Zubauszenario

In allen drei untersuchten Netzen kommt es zu Netzüberlastungen im hohen Zubauszenario. Das vorstädtische Netz wird am stärksten überlastet. Hier weicht die Netzspannungen um bis zu 21,5 % vom Nennwert ab, falls alle PEVs mit 22 kW Ladeleistung elektrischen Strom aus dem Netz beziehen. Auch geringere Ladeleistungen von 10,8 kW führen mit maximal 17,5 % Spannungsabweichung zu massiven Netzüberlastungen. Falls alle PEVs mit 3,6 kW Ladeleistung Strom nachfragen, wird das Netz ebenfalls überlastet. Beträgt die installierte Leistung aller PV-Anlagen 12 kWp, kommt es mit 4,5 % Spannungsabweichung zu Überlastungen durch Erzeugung aus PV-Anlagen. Die Überlastungen mit höherer PV-Anlagenleistung stärker.

Im untersuchten ländlichen Netz sind die stärksten Netzüberlastungen auf hohe PV-Leistungsspitzen zurückzuführen. Werden hier PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung betrieben, weicht die Netzspannung maximal um 11,1 % vom Nennwert ab. Erste Spannungsbandverletzungen treten mit

24 kWp installierter PV-Leistung auf. Zu Netzüberlastungen durch PEVs kommt es, falls alle Fahrzeuge mit 22 kW laden.

Am städtischen Netz treten ebenfalls Spannungsbandverletzungen durch Ladevorgänge von PEVs auf. Die Überlastungen entstehen für den Fall auf, dass PEVs mit 10,8 kW oder 22 kW laden. An den Netzknoten weicht die Spannung dann um mehr als 5,2 % bzw. 6 % von ihrem Nennwert ab.

Die maximalen Spannungsabweichungen von der Nennspannung für alle untersuchten Netze, Sensitivitäten und Szenarien sind in Abbildung 6.3 zusammengefasst.

6.3. Netzbe- und -überlastungen durch ungesteuerte Ladevorgänge

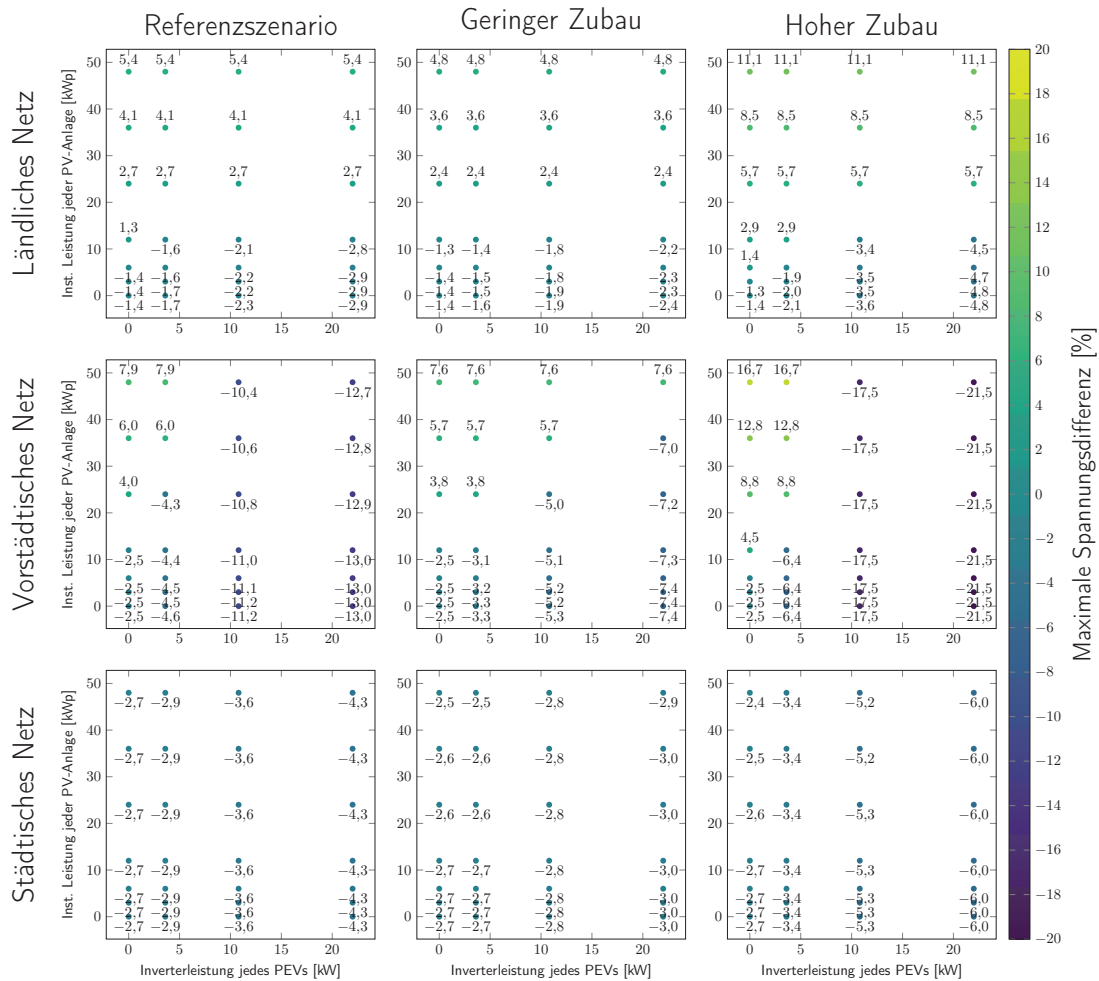


Abbildung 6.3.: Maximale Spannungsabweichungen bezogen auf die Netzennennspannung im untersuchten ländlichen, vorstädtischen und städtischen Niederspannungsnetz. Negative Werte durch Stromnachfrage, positive Werte durch dezentrale Einspeisung. Darstellung differenziert nach den Zubauszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie für die verschiedenen Sensitivitäten der installierten Leistung aller PV-Anlagen und der Inverterleistung aller PEVs (siehe Kapitel 5).

6.4. Netzinvestitionsbedarf durch Netzüberlastungen

6.4.1. Einleitung

Wie in Abschnitt 6.3 gezeigt, können an elektrischen Netzen durch Lasten Netzüberlastungen auftreten. Um langfristig einen sicheren Netzbetrieb sicherzustellen, reagieren VNB auf Netzüberlastungen, indem sie unter anderem in überlastete Netzabschnitte investieren. Hierfür tauschen sie alte Netzelemente aus und/oder bauen neue Netzelemente dem Netz hinzu. In diesem Kapitel wird der resultierende Netzinvestitionsbedarf in die untersuchten Niederspannungsnetze gezeigt, der sich aus den Netzüberlastungen aus Abschnitt 6.3 ergibt. Der Investitionsbedarf wird anhand des in der Arbeit entwickelten Netzausbaualgorithmus bestimmt (siehe Kapitel 4.4.2). Die Werte resultieren aus den nötigen Ausbaulängen der Niederspannungskabel. Der Investitionsbedarf in Transformatorstationen zwischen der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene sowie in weitere höhere Spannungsebenen ist von der Untersuchung ausgenommen.

6.4.2. Referenzzubauszenario

Für den Fall, dass sich PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des Referenzszenarios ausbreiten, besteht Investitionsbedarf in allen drei Netzen für hohe installierte Leistungen der PV-Anlagen und/oder hohe Ladeleistungen der PEVs.

Im ländlichen Netz tritt Investitionsbedarf ab 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen auf, der Investitionsbedarf beträgt bei dieser installierten Leistung 103.000 Euro im Jahr 2030. Falls alle PV-Anlagen mit 48 kWp installiert sind, müssen 157.000 Euro in das Netz investiert werden. Durch Ladevorgänge von PEVs kommt es im ländlichen Netz zu keinen Netzüberlastungen und somit auch zu keinem Investitionsbedarf.

Investitionsbedarf tritt im städtischen Netz nur auf, falls PEVs mit 22 kW Leistung laden. In diesem Fall müsste ein VNB 339.000 Euro in das Netz investieren. Elektrische Lasten durch PV-Erzeugung sind im Referenzszenario für dieses Netz kein Treiber für Netzinvestitionen.

Der Investitionsbedarf beträgt im vorstädtischen Netz bis zu 1.022.000 Euro. Dieser Bedarf tritt auf, falls alle PEVs mit 22 kW Ladeleistung Strom nachfragen und PV-Anlagen nicht oder nur im geringen Umfang Strom erzeugen und in die Netze einspeisen. Im Gegensatz zum städtischen Netz sind

im vorstädtischen Netz schon Ladeleistungen von 3,6 kW und installierte Leistungen der PV-Anlagen ab 36 kWp für den Netzbetrieb problematisch und verursachen daher Netzinvestitionsbedarf. Falls alle PEVs mit 3,6 kW laden und die installierte Leistung aller PV-Anlagen 36 kWp oder 48 kWp beträgt, liegt der Netzinvestitionsbedarf bei ca. 183.000 Euro.

6.4.3. Geringes Zubauszenario

Im geringen Zubauszenario besteht im ländlichen Netz ausschließlich Investitionsbedarf, falls alle PV-Anlagen eine installierte Leistung von 48 kWp aufweisen. Der Investitionsbedarf beträgt hier 157.000 Euro und ist genauso hoch wie im Referenzszenario für dieselbe installierte Leistung aller PV-Anlagen. Die PV-Durchdringung unterscheidet sich dennoch für beiden Fälle. Für den Referenzfall beträgt sie 4,65 kWp und für das geringe Zubauszenario 3,87 kWp pro Person bei jeweils 48 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen (vgl. Abbildung 5.5). Bei 3,48 kWp PV-Leistung pro Person (bzw. 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen) müssen im ländlichen Netzgebiet im geringeren Umfang Kabel zugebaut werden. Dieser Kabelzubau entspricht einem Investitionsbedarf von 103.000 Euro.

Für das geringe Zubauszenario besteht ein Investitionsbedarf im vorstädtischen Netz ab 10,8 kW Inverterleistung aller PEVs oder ab 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen. Der Investitionsbedarf ist hier mit 572.000 Euro am höchsten, falls alle PEVs mit 22 kW laden und die installierte Leistung aller PV-Anlagen null bis 36 kWp beträgt. Für den Fall, dass PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung mit dem Netz verbunden sind, treten Fälle auf, in denen die PV-Einspeisung hohe Nachfragespitzen durch PEVs etwas dämpft und der gesamte Investitionsbedarf mit 480.000 Euro um ca. 15 % niedriger ausfällt. Bei Ladeleistungen von 10,8 kW oder niedriger und hohen installierten Leistungen aller PV-Anlagen beträgt der Investitionsbedarf 153.000 bis 290.000 Euro. In dem vorstädtischen Netz sind für das geringe Zubauszenario Ladeleistungen von 3,6 kW aller PEVs und installierte Leistungen aller PV-Anlagen von 24 kWp oder kleiner unproblematisch, da sie zu keinen Netzüberlastungen und somit zu keinem Netzausbaubedarf führen.

Falls sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 nach den Annahmen aus dem geringen Zubauszenario ausbreiten, besteht im untersuchten städtischen Netz mit mittlerer Netzempfindlichkeit für keine der untersuchten Sensitivitäten Netzinvestitionsbedarf.

6.4.4. Hohes Zubauszenario

Breiten sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 nach dem hohen Zubauszenario aus Kapitel 5 aus, beträgt der Investitionsbedarf in das untersuchte ländliche Niederspannungsnetz bis zu 309.000 Euro. Im ländlichen Netz ist der Investitionsbedarf, der durch PEVs hervorgerufen wird, vom Investitionsbedarf der auf PV-Anlagen zurückzuführen ist, entkoppelt. In diesem Netz müssen 103.000 Euro investiert werden, falls alle PV-Anlagen mit 24 kWp einspeisen. Bei der doppelten installierten Leistung von PV-Anlagen verdreifacht sich der Investitionsbedarf in dieses Netz. Durch PEVs tritt Investitionsbedarf nur auf, falls die Fahrzeuge mit 22 kW Ladeleistung Strom nachfragen. In diesem Fall und einer installierten PV-Leistung von unter 24 kWp beträgt der Investitionsbedarf in das untersuchte ländliche Netz 163.000 Euro.

Im vorstädtischen Netz besteht mit 763.000 Euro bereits erheblicher Investitionsbedarf bei 3,6 kW Inverterleistung aller PEVs. Mit höheren Ladeleistungen steigt der Investitionsbedarf an. Falls Elektrofahrzeuge mit 22 kW laden, beträgt der Investitionsbedarf 1.434.000 Euro. Ab 12 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen muss ebenfalls in das Netz investiert werden. Mit steigender installierter Leistung der PV-Anlagen steigt ebenfalls der Investitionsbedarf in das Netz. Der höchste Investitionsbedarf besteht mit 1.914.000 Euro, falls PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung Strom erzeugen und PEVs mit 22 kW laden. Im geringen Zubauszenario kann hier die PV-Einspeisung Nachfragespitzen durch PEVs kompensieren. Im hohen Zubauszenario kommt es zu keiner wesentlichen Kompensation von Leistungsnachfrage aus dem Netz und Erzeugung, was wiederum Netzbelastungen und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf hervorruft.

Für das hohe Zubauszenario beträgt der Investitionsbedarf in das untersuchte städtische Niederspannungsnetz bis zu 1.300.000 Euro. Dieser Investitionsbedarf besteht, falls alle PEVs mit 22 kW Leistung elektrischen Strom vom Niederspannungsnetz beziehen. In diesem Netz sind im hohen Zubauszenario lediglich zwei PV-Anlagen mit dem Netz verbunden. Die installierte Leistung pro Person in diesem Netzgebiet ist daher auch für das hohe Zubauszenario sehr niedrig (vgl. Abbildung 5.5) somit haben die PV-Anlagen auch keinen wesentlichen Einfluss auf den Investitionsbedarf im städtischen Netz.

6.4. Netzinvestitionsbedarf durch Netzüberlastungen

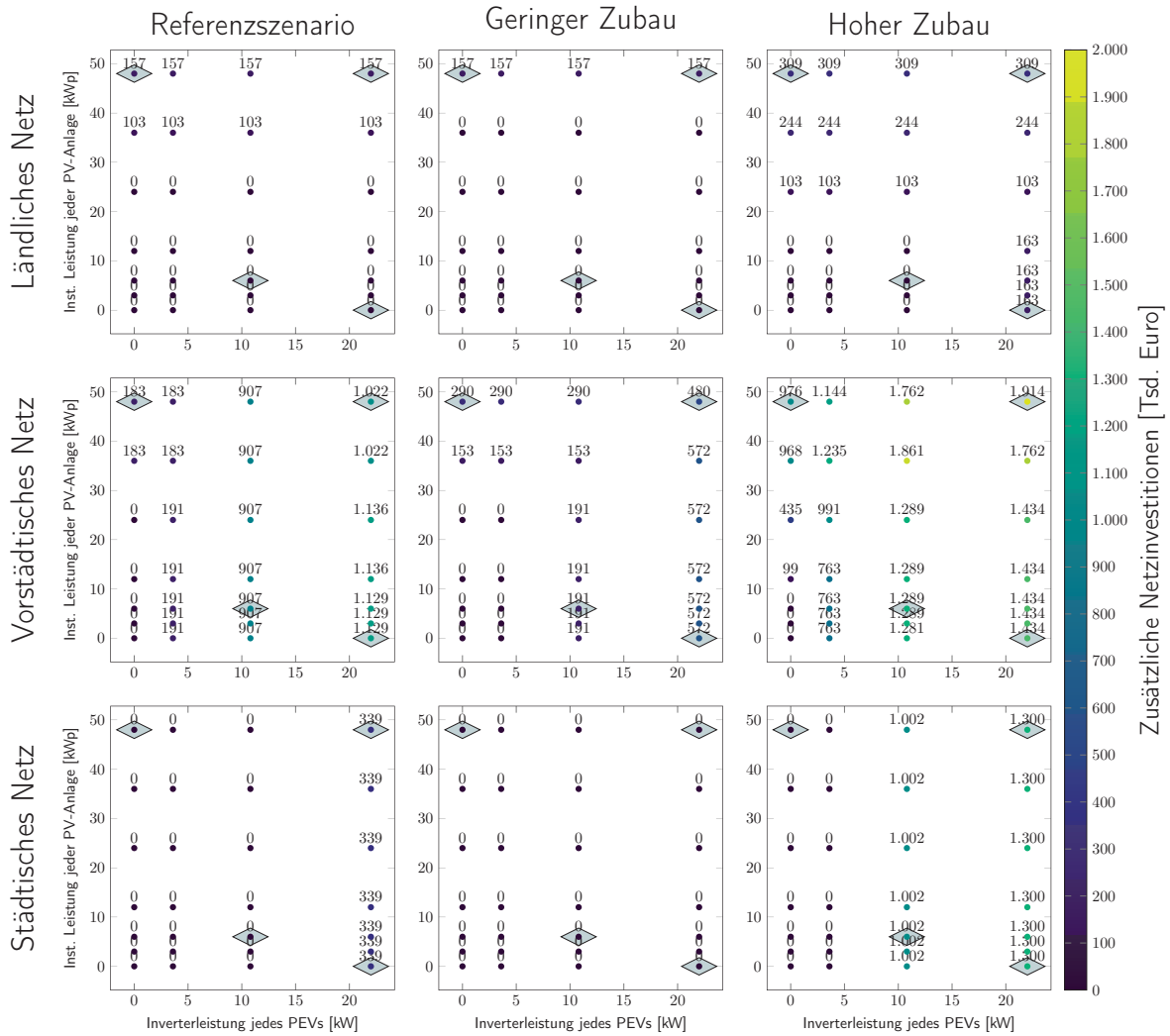


Abbildung 6.4.: Investitionsbedarf für das untersuchte ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetz. Darstellung differenziert nach den Zubauszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie für die verschiedenen Sensitivitäten der installierten Leistung aller PV-Anlagen und der Inverterleistung aller PEVs (siehe Kapitel 5). Der Umfang dieser Investitionen, die einzelne Haushalte verschiedener Haushaltsgruppen für die mit \diamond gekennzeichneten Sensitivitäten tragen, ist in Kapitel 6.8 dargestellt.

6.5. Einfluss von Netzinvestitionen auf Netznutzungsentgelte

6.5.1. Einleitung

Den in Abschnitt 6.4 ermittelten Netzinvestitionsbedarf tragen die jeweiligen Netzteilnehmer desselben Netzgebiets. Nach dem heutigen regulatorischen Rahmen werden die Investitionen auf die Stromnachfrage im Netzgebiet umgelegt. Strom aus PV-Anlagen ist von der Zahlung von Netznutzungsentgelten befreit. Dieser Strom kann entweder zur Eigenversorgung verwendet oder in die Netze eingespeist werden.

In diesem Abschnitt wird dargestellt, in welchem Umfang der Netzinvestitionsbedarf aus Abschnitt 6.4 zu zusätzlichen Netznutzungsentgelten führt. Die hier gezeigten Netznutzungsentgelte (NNE) beziehen sich ausschließlich auf den zusätzlichen Investitionsbedarf und werden auf die aus dem Netz entnommene Strommenge im jeweiligen Netzgebiet umgelegt. Die Veränderung von bestehenden Netznutzungsentgelten durch zusätzliche Stromnachfrage von PEVs und reduzierter Stromnachfrage durch PV-Anlagen ist in Abschnitt 6.7 dargestellt.

6.5.2. Referenzzubauszenario

Wie in Abschnitt 6.4 gezeigt, besteht für den Fall, dass sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 moderat ausbreiten, in allen untersuchten Netzen Investitionsbedarf.

Das untersuchte ländliche Netz ist im Referenzszenario lediglich bei hohen installierten Leistungen von 36 bzw. 48 kWp aller PV-Anlagen überlastet. Für diese Fälle steigen NNE um 2,6 bis 4,6 Cent pro kWh. Hohe Ladeleistungen der PEVs führen zu keinem Netzinvestitionsbedarf und somit auch zu keinem Anstieg der NNE.

Im vorstädtischen Netz steigen in diesem Fall die NNE um bis zu 5,5 Cent pro genutzte kWh an. Der Investitionsbedarf ist bei einer Ladeleistung von 22 kW aller PEVs am höchsten. Die spezifischen NNE steigen mit ca. 4 Cent pro kWh in geringerem Umfang, falls PEVs mit 10,8 kW Ladeleistung Strom nachfragen, und mit ca. 1 Cent pro kWh nochmals geringer, falls alle PEVs mit 3,6 kWp laden oder alle PV-Anlagen eine hohe installierte Leistung von 36 kWp bis 48 kWp aufweisen.

Im städtischen Netz kommt es zu zusätzlichen Netznutzungsentgelten von 0,4 Cent pro kWh, falls alle PEVs mit 22 kW laden. Die PV-Erzeugung hat

hier keinen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen NNE, da im städtischen Netz bei 800 Hausanschlüssen lediglich eine PV-Anlage mit dem Netz verbunden ist (siehe Kapitel 5).

6.5.3. Geringes Zubauszenario

In das ländliche Netz muss ein VNB investieren, falls alle PV-Anlagen eine installierte Leistung von 48 kWp aufweisen. Für diesen Fall steigen die NNE um ca. 4,3 Cent pro kWh. Der Wert ist etwas höher als im Referenzszenario, da im geringen Zubauszenario weniger PV-Leistung im Netz installiert ist als im Referenzszenario und daher die Netzinvestitionen auf eine geringere Stromnachfrage umgelegt werden können, folglich steigen die spezifischen NNE.

Verteilnetzbetreiber müssen im vorstädtischen Netz bei 10,8 kW und 22 kW Ladeleistung aller PEVs und installierten Leistungen von 36 kWp und 48 kWp aller PV-Anlagen investieren. Die NNE steigen um 1 Cent pro kWh bis 3,3 Cent pro kWh. Höhere Ladeleistungen der PEVs führen zu stärkeren Netzüberlastungen, somit zu mehr Netzinvestitionsbedarf und folglich zu höheren Netznutzungsentgelten. Wie in Abschnitt 6.4 gezeigt, können höhere installierte Leistungen von PV-Anlagen Lasten durch PEVs etwas reduzieren und somit den absoluten Investitionsbedarf geringfügig reduzieren. Hingegen führen höhere installierte Leistungen von PV-Anlagen dazu, dass weniger Strom aus dem Netz bezogen wird und somit die Netzinvestitionen auf eine geringere Stromnachfrage aus dem Netz umgelegt werden können.

Beim untersuchten Szenario mit geringem Zubau an PV-Anlagen und PEVs besteht im städtischen Netz für alle untersuchten Netzen und Parametervariationen kein zusätzlicher Netzinvestitionsbedarf, somit steigen hierdurch auch keine NNE. Dies gilt auch für das untersuchte Netz, falls alle PEVs mit 22 kW laden und/oder PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung einspeisen.

6.5.4. Hohes Zubauszenario

Falls sich PEVs und PV bis zum Jahr 2030 stark verbreiten, besteht in allen untersuchten Netzen zusätzlicher Investitionsbedarf.

Im ländlichen Netz wird der Investitionsbedarf primär durch PV-Einspeisung hervorgerufen. Hier steigen NNE um bis zu 10,7 Cent pro kWh, falls keine PEVs mit dem Netz verbunden sind und alle PV-Anlagen 48 kWp installierte Leistung aufweisen. Sobald PEVs mit dem ländlichen Netz verbun-

den sind, sinken die spezifischen NNE im Netzgebiet. Dies ist auf die höhere Stromnachfrage durch Ladevorgänge von PEVs zurückzuführen. Dieser Effekt tritt analog zu 48 kWp PV-Anlagen auch bei geringeren installierten PV-Anlagenleistungen auf.

Analog zum ländlichen Netz führt auch hohe PV-Erzeugung im vorstädtischen Netz zu zusätzlichem Investitionsbedarf. Allerdings verursacht auch der Betrieb von PEVs mit geringen Ladeleistungen einen Netzinvestitionsbedarf. Falls alle PEVs mit 22 kW elektrischer Leistung am Netz laden und PV-Anlagen mit 48 kWp installiert sind, steigen die NNE mit ca. 7,6 Cent pro kWh Stromnachfrage am stärksten an.

Im städtischen Netz verursachen ausschließlich PEVs den Anstieg der NNE. Der Netzinvestitionsbedarf steigt hier um ca. 1,2 Cent pro kWh, falls alle Fahrzeuge mit 10,8 kW laden, und um 1,5 Cent pro kWh, falls die PEVs stattdessen mit 22 kW Ladeleistung Strom vom Netz beziehen. Der Einfluss von PV-Einspeisung ist hier vernachlässigbar, da auch beim hohen Durchdringungsszenario lediglich zwei von 200 Mehrfamilienhäusern mit einer PV-Anlage ausgestattet sind.

Die veränderten NNE sind für alle Netze und Zubauszenarien in Abbildung 6.5 zusammengefasst.

6.5. Einfluss von Netzinvestitionen auf Netznutzungsentgelte

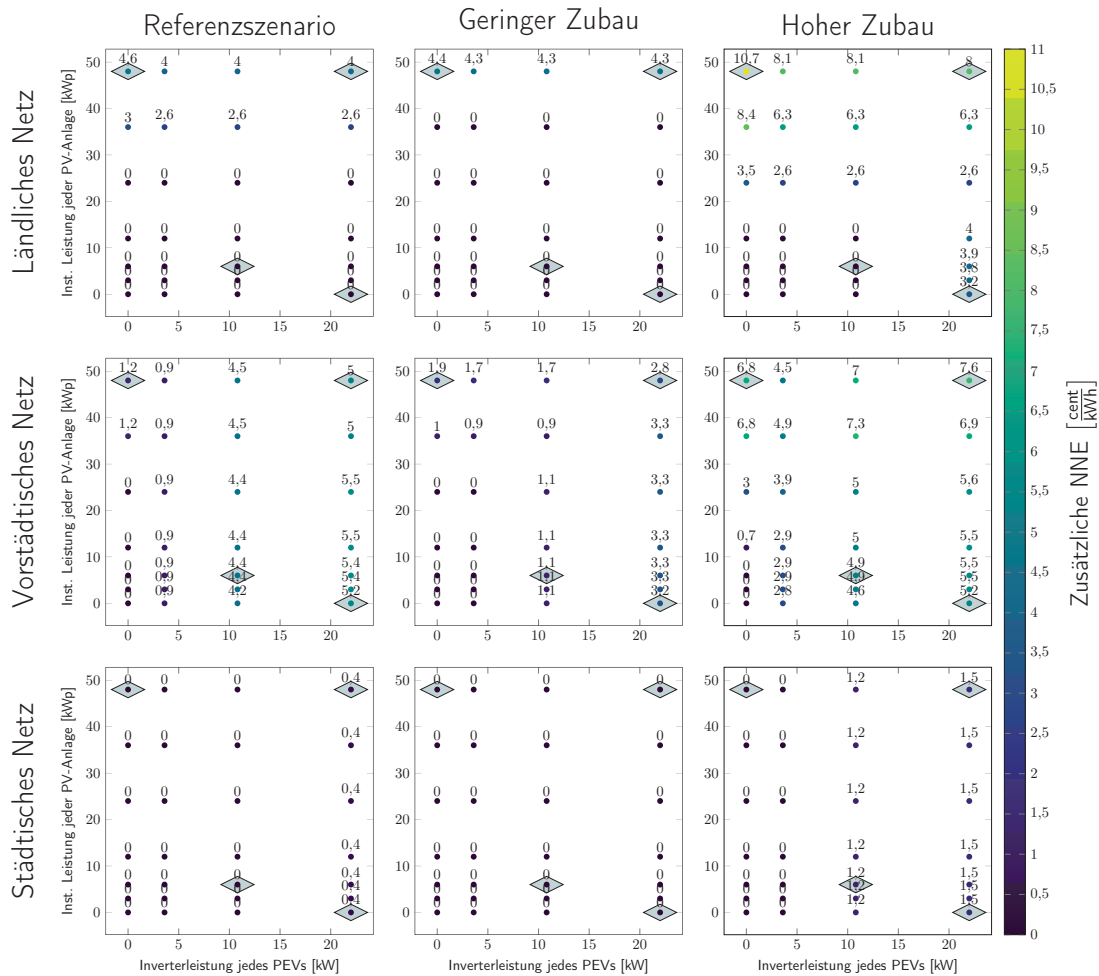


Abbildung 6.5.: Zusätzliche spezifische Netznutzungsentgelte (NNE) für das untersuchte ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetz. Darstellung differenziert nach den Zubauszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie für die verschiedenen Sensitivitäten der installierten Leistung aller PV-Anlagen und der Inverterleistung aller PEVs (siehe Kapitel 5). Wie sich diese zusätzlichen Netznutzungsentgelte auf einzelne Haushalte verschiedener Haushaltsgruppen für die mit \diamond gekennzeichneten Parameterkombinationen verteilen, ist in Kapitel 6.8 dargestellt.

6.6. Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf den Netzinvestitionsbedarf

6.6.1. Einleitung

Die Analysen aus Abschnitt 6.3 zeigen, dass insbesondere die maximalen Leistungen, mit denen die Technologien mit dem Netz verbunden sind, einen wesentlichen Einfluss auf Netzüberlastungen haben. In Abschnitt 6.4 ist der sich hieraus ergebende Netzinvestitionsbedarf in deutsche Niederspannungsnetze bis zum Jahr 2030 für die in Kapitel 5 entwickelten Szenarien dargestellt. In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie der Investitionsbedarf von der PEV-Durchdringung und der Durchdringung von PV-Anlagen abhängig ist.

6.6.2. Analyse der Photovoltaik-Durchdringung

Bei welcher PV-Durchdringung erster Investitionsbedarf besteht, ist in den untersuchten Netzen sehr unterschiedlich. Investitionen durch PV-Anlagen müssen von Verteilnetzbetreibern im vorstädtischen Netz mit mittlerer Netzempfindlichkeit getätigt werden, sobald dort 0,91 kWp PV-Leistung pro Person installiert sind. In diesem Netz besteht bei dieser PV-Durchdringung ein Investitionsbedarf von ca. 400 Euro pro Person. Im Vergleich hierzu muss im ländlichen Netz erst bei einer PV-Durchdringung von 3,5 kWp pro Person in das Netz investiert werden. Der Investitionsbedarf beträgt dann ca. 1500 Euro pro Person.

Der Investitionsbedarf steigt mit höheren PV-Durchdringungen tendenziell an und ist auf Erzeugungsspitzen der Anlagen zurückzuführen. Über alle Netze betrachtet steigt der Investitionsbedarf um etwa 540 Euro pro kWp zusätzlich installierter PV-Leistung an (siehe Abbildung 6.6).

In den untersuchten Netzen, Szenarien und Sensitivitäten aus Kapitel 5 steigen die durch PV-Anlagen hervorgerufen Investitionen um bis zu 5.000 Euro pro Person im ländlichen Netz an, falls dort 9,3 kWp installierte PV-Leistung pro Person installiert sind.

Lasten durch dezentrale Stromnachfrage und Erzeugung haben mit steigender Entfernung zum Ortsnetztransformator einen größeren Einfluss auf Netzspannungen. Daher sind Netze mit langen Ausläufern potenziell schon bei geringeren elektrischen Lasten überlastet, was früher zu Netzinvestitionsbedarf führt. Da im ländlichen Netz die Entfernung der PV-Anlagen zum

Ortsnetztransformator im Mittel kürzer als im vorstädtischen Netz ist, tritt im ländlichen Netz erst bei höherer Durchdringung von PV-Leistung Netzinvestitionsbedarf auf. Hieraus folgt zudem, dass im vorstädtischen Netz der Netzinvestitionsbedarf mit höheren PV-Durchdringungen stärker als ländlichen Netz ansteigt.

Im städtischen Netz sind maximal 0,08 kW_p PV-Leistungen pro Person installiert, bei dieser Durchdringung besteht kein Investitionsbedarf in dieses Netz (vgl. auch Abbildung 5.5).

6.6.3. Analyse der Elektrofahrzeug-Durchdringung

In den untersuchten Netzen aus Kapitel 5.2 mit mittlerer Netzempfindlichkeit besteht erster Investitionsbedarf in das städtische Netz bereits bei PEV-Durchdringungen von 0,46 kW Inverterleistung pro Person. Bei dieser Durchdringung müssen ca. 200 Euro Netzinvestitionen pro Person im Netzgebiet getragen werden. Ähnlich verhält sich dies auch im vorstädtischen Netz. Dort tritt erster Netzinvestitionsbedarf ab 0,65 kW vorhandener Inverterleistung aller PEVs pro Person auf. Der Investitionsbedarf beträgt dann ca. 800 Euro pro Person. Im ländlichen Netz muss ab 2,8 kW pro Person vorhandener Inverterleistung investiert werden. Pro Person müssen in diesem Fall ca. 2.500 Euro aufgebracht werden.

Analog zur installierten PV-Leistung steigt auch der Investitionsbedarf mit höheren PEV-Durchdringungen tendenziell an. Über alle Netze betrachtet steigt der Investitionsbedarf mit 680 Euro pro zusätzlichem kW Inverterleistung im Netzgebiet. Im Gegensatz zum Investitionsbedarf, der sich durch PV-Anlagen in unterschiedlichen Netzen ergibt, steigt der Investitionsbedarf durch PEVs in etwa gleich über die verschiedenen untersuchten Netze (vgl. Abschnitt 6.6.2).

In den untersuchten Netzen, Szenarien und Sensitivitäten aus Kapitel 5 steigen der durch PEVs hervorgerufene Investitionsbedarf auf bis zu 5.700 Euro pro Person im vorstädtischen Netz an, falls dort 8,5 kW Inverterleistung von PEVs pro Person vertreten sind.

6. Techno-ökonomischer Einfluss durch Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen

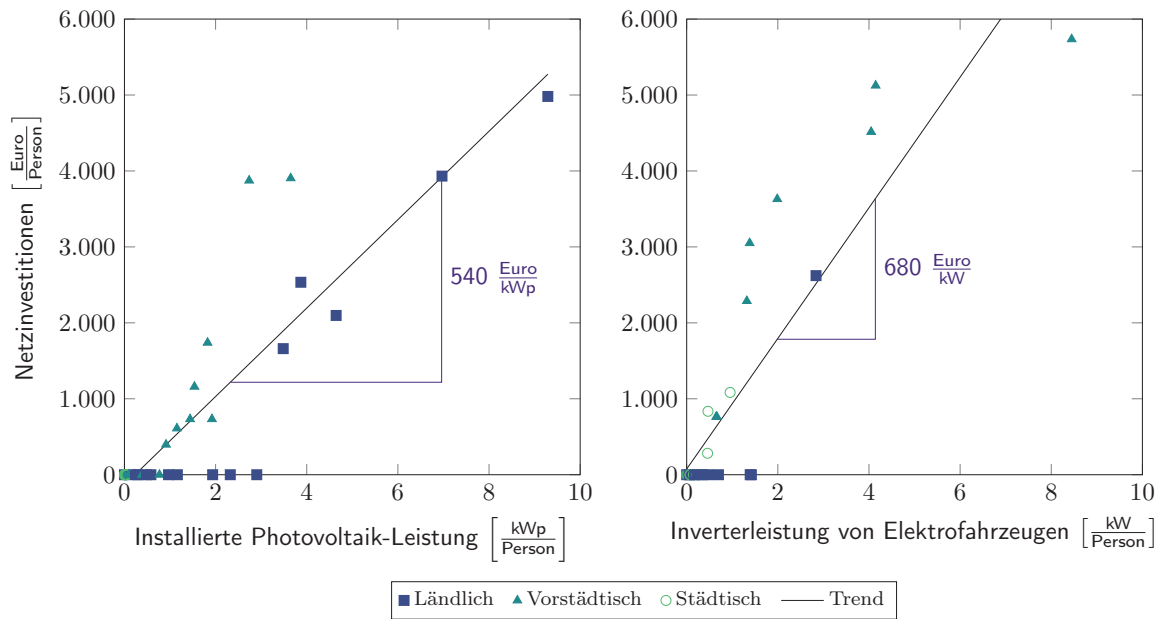


Abbildung 6.6.: Investitionsbedarf pro Person in Abhängigkeit der installierte Photovoltaik (PV)-Leistung pro Person (links) und der vorhandenen Inverterleistung von Elektrofahrzeugen (PEVs) pro Person (rechts) nach den Netzgebieten aus Kapitel 5.2 differenziert.

Links sind Sensitivitäten ohne PEVs auftragen, rechts Sensitivitäten ohne PV-Anlagen.

6.7. Wirkung der Netzauslastung auf die Netznutzungsentgelte

6.7.1. Einleitung

In diesem Abschnitt wird der Einfluss einer veränderten Stromnachfrage aus elektrischen Netzen durch Ladevorgänge von PEVs und eigenverbrauchtem Strom aus PV-Anlagen auf bestehende NNE dargestellt. Zusätzliche NNE durch einen nötigen Netzinvestitionsbedarf sind in Abschnitt 6.4 bis 6.6 analysiert und werden von der Betrachtung in diesem Abschnitt ausgenommen.

Aus den Szenarien aus Kapitel 5 folgen stark unterschiedliche Netzauslastungen bis zum Jahr 2030. Die Stromnachfrage erhöht sich insbesondere in den Netzgebieten, in denen PEVs geladen werden. Dadurch werden Netze zunächst, bevor es zu Netzüberlastungen kommt, besser ausgelastet. Dies führt zu sinkenden Netznutzungsentgelten. PV-Anlagen haben den gegenseitigen Effekt, da sich durch diese Anlagen Haushalte eigenversorgen können und somit Ihre Stromnachfrage aus dem elektrischen Netz reduzieren. Die gesamte Stromnachfrage in einem Netzgebiet reduziert sich in etwa um die aggregierte Eigenversorgung aller Haushalte in diesem Netzgebiet. Als Folge sinkt die Netzauslastung um diesen Wert und die bestehende NNE steigen mit der reduzierten Netzauslastung an (siehe auch Kapitel 4.4.3).

Im Folgenden wird gesondert für das Referenzszenario, das Szenario mit niedrigem und für das Szenario mit hohem Zubau von PEVs und PV-Anlagen aus Kapitel 5 dargestellt, welchen Einfluss Ladevorgänge durch PEVs und eigenverbraucher PV-Strom auf die Netzauslastung und NNE haben.

6.7.2. Referenzzubauszenario

Im untersuchten Referenzszenario führt die zusätzliche Stromnachfrage von PEVs am ländlichen Netz zu einer verbesserten Netzauslastung von 13 %. Dies reduziert bestehende NNE auf 88,5 %. Durch PV-Anlagen sinkt die Stromnachfrage aus dem Netz um 11,4 %. Hierdurch steigen in diesem Netz NNE auf 113 % des Ursprungswertes an. Für die kombinierte Betrachtung aus PEVs und PV-Anlagen steigt die Netzauslastung geringfügig um 1,6 %.

Erhöhte Stromnachfrage durch PEVs und reduzierte Stromnachfrage durch PV-Anlagen kompensieren sich im vorstädtischen Netz innerhalb des Referenzszenario nicht. Hier steigt die Stromnachfrage durch PEVs mit 34,4 % erheblich. Die installierte PV-Leistung reduziert hingegen die

Netzauslastung um vergleichsweise geringe 4,7 %. Eine kombinierte Betrachtung beider Technologien führt zu einer gesteigerten Netzauslastung von 29,6 %. Die NNE reduzieren sich in diesem Netz durch die zusätzlich Stromnachfrage von PEVs auf 74,4 %. Durch erhöhten Eigenverbrauch mittels PV-Anlagen erhöhen sich NNE auf 105 % und sinken, falls beide Technologien gemeinsam betrachtet werden, auf 77,1 %.

Für das städtische Netz haben sowohl die PEVs als auch PV-Anlagen einen geringen Einfluss auf die Netzauslastung. Im Referenzfall steigt die Netzauslastung durch PEVs um ca. 4 % und reduziert die NNE auf 96,3 %. Die vergleichsweise geringe PV-Anlagendurchdringung führt zu einer um 0,3 % geringeren Netzauslastung und folglich zu Netznutzungsentgelten, die um 0,3 % über dem Referenzwert liegen. Werden beide Technologien betrachtet, steigt die Netzauslastung geringfügig um 3,6 % und infolgedessen reduzieren sich die NNE auf 96,5 % des Referenzwertes.

6.7.3. Geringes Zubauszenario

Falls sich PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des geringen Zubauszenarios aus Kapitel 5 verbreiten, steigt die Netzauslastung im ländlichen Netz durch PEVs geringfügig um 3,3 %. PV-Anlagen wirken in diesem Fall mit einer verringerten Netzauslastung von 9,5 % wesentlich stärker auf die Netzauslastung ein als PEVs. Bei der Betrachtung beider Technologien sinkt die Netzauslastung um 6,1 %. Die zusätzliche Stromnachfrage durch PEVs führt zu ca. 97 % der NNE, die ohne die Fahrzeuge bestehen würden. Durch zusätzlichen Eigenverbrauch, der durch PV-Anlagen ermöglicht wird, steigen die NNE auf 110,5 %. Wird die Nachfrage durch PEVs und die Erzeugung durch PV-Anlagen kombiniert betrachtet, steigen die NNE auf 106,5 %.

Innerhalb des geringen Zubauszenarios steigt die Netzauslastung im vorstädtischen Netz um 12,2 %. Hierdurch sinken die bestehenden NNE auf ca. 90 %. PV-Anlagen verringern die Netzauslastung um ca. 4 % und erhöhen die NNE ebenfalls um ca. 4 %. Beide Technologien zusammen lasten das Netz um 8,4 % besser aus und reduzieren hierdurch die NNE auf 92,3 % des Ursprungwertes.

Im städtischen Netz ist die Veränderung der Netzauslastung und der bestehenden NNE am geringsten. Im geringen Zubauszenario steigt durch zusätzliche Nachfrage durch PEVs die Netzauslastung um 1,4 % und reduziert bestehende NNE hierdurch auf ca. 99 %. Eigenverbrauch durch die PV-Anlage hat einen noch geringeren Effekt, durch die Anlage sinkt die Netzauslastung um lediglich 0,3 % und führt dazu, dass die NNE um denselben Wert

ansteigen. Erzeugung von elektrischem Strom durch PV-Anlagen und Stromnachfrage durch PEVs führt zu einer erhöhten Netzauslastung von 1,1 % und zu Netznutzungsentgelten von ca. 99 %.

6.7.4. Hohes Zubauszenario

Insbesondere die vom Netz entnommene Strommenge im vorstädtischen Netz erhöht sich durch Ladevorgänge von PEVs. Im hohen Zubauszenario von PEV steigt dort die Netzauslastung um ca. 72 %. In diesem Szenario sind insbesondere bei hohen Ladeleistungen der Fahrzeuge hohe Netzinvestitionen nötig (vgl. Kapitel 6.4), ohne diesen Effekt würden die NNE allerdings auf ca. 58 % des Wertes ohne PEVs sinken. Im selben Zubauszenario führen PV-Anlagen dazu, dass 9 % weniger Strom vom Netz bezogen werden. Hieraus folgt, dass die bestehenden NNE in diesem Netzgebiet um ca. 10 % steigen. PV-Anlagen kombiniert mit PEVs führen im vorstädtischen Netz im hohen Zubauszenario dazu, dass die NNE auf ca. 61 % sinken, da das Netz in etwa um 63 % besser ausgelastet ist.

Im ländlichen Netz beim hohen Zubauszenario kompensieren höhere Netzauslastungen durch PEVs in etwa die verringerte Entnahme durch PV-Anlagen. Wird der Effekt von beiden Technologien berücksichtigt, steigt die Netzauslastung um ca. 3 % und die NNE sinken um ca. 3 %. Ohne PV-Anlagen würde die Netzauslastung durch alle PEVs um 26 % ansteigen und durch PV-Anlagen um 22,7 % sinken. Beide Technologien separat betrachtet haben einen erheblichen Einfluss auf bestehende NNE. PEVs würden NNE um 20 % senken, PV-Anlagen würden diese um 30 % erhöhen.

Der Einfluss von eigenversorgtem PV-Strom und von Stromnachfrage durch Ladevorgänge von PEVs auf die gesamte Stromnachfrage aus dem städtischen Netz ist deutlich geringer als im vorstädtischen und im ländlichen Netz. Aufgrund der geringen Durchdringung von PV-Anlagen hat diese Technologie im städtischen Netz einen geringen Einfluss auf die Stromnachfrage und somit auch auf bestehende NNE (vgl. Abbildung 5.5). PEVs können im hohen Zubauszenario das städtische Netz um etwa 8 % besser auslasten und NNE auf ca. 92 % senken im Vergleich zu dem Fall, dass keine PEVs mit dem Netz verbunden sind (siehe Abbildung 6.7).

6. Techno-ökonomischer Einfluss durch Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen

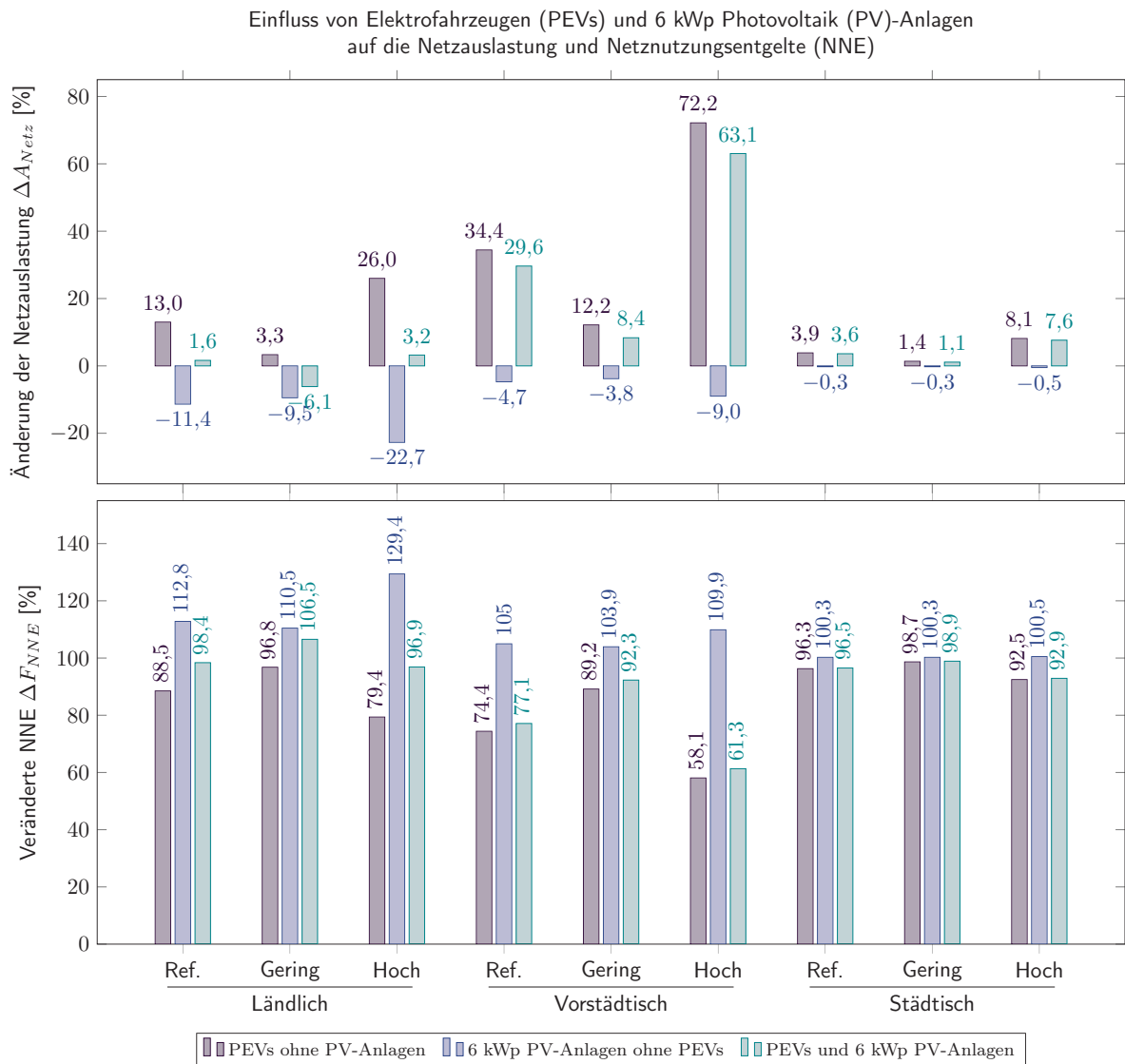


Abbildung 6.7.: Änderung der Netzauslastung durch Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen ΔA_{Netz} sowie sich daraus ergebende veränderte Netznutzungsentgelte (NNE) ΔF_{NNE} (siehe Kapitel 4.4.3). Differenziert nach Zubauszenarien für PEVs, PV-Anlagen sowie Netzen aus Kapitel 5.

6.8. Haushaltsgruppenanalyse

6.8.1. Einleitung

Investitionen in elektrische Niederspannungsnetze werden ausschließlich auf die Stromnachfrage im jeweiligen Netzgebiet, in dem die Investition anfällt, umgelegt. Da eigenverbraucher PV-Strom die Stromnachfrage, die aus dem Netz bezogen wird, reduziert, steigen durch eigenverbrauchten PV-Strom die spezifischen NNE. Gleichzeitig können PV-Anlagen Netzinvestitionsbedarf hervorrufen. Somit können Haushalte mit eigenverbrauchttem PV-Strom Netzinvestitionsbedarf induzieren, den dann Haushalte, die über keine PV-Anlage verfügen, in hohem Umfang tragen müssen. Haushalte mit PEVs können Netzüberlastungen und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf herbeiführen. Gleichzeitig erhöhen diese Haushalte durch ihre Fahrzeuge auch ihre Stromnachfrage, beziehen somit potentiell mehr elektrische Strom vom Netz und tragen somit einen höheren Teil des anfallenden Netzinvestitionsbedarfs.

In diesem Abschnitt werden diese Effekte für vier verschiedene Haushaltsgruppen innerhalb der untersuchten Netze analysiert. Jeweils eine Gruppe bilden Haushalte, die über ein PEV, allerdings über keine PV-Anlage verfügen², Haushalte, die über kein PEV, allerdings über eine PV-Anlage verfügen³, Haushalte, die beide Technologien nutzen⁴ oder über keine der Technologien⁵ verfügen. Dargestellt wird jeweils ein Durchschnittshaushalt jeder Gruppe.


Die Höhe der Investitionen, die jeder Haushalt tragen muss, entsteht durch die spezifischen NNE aus Kapitel 6.5 und verteilt sich auf Haushalte der verschiedenen Haushaltsgruppen unterschiedlich stark. Welche NNE ein Haushalt tragen muss, wird hier für vier verschiedene Sensitivitäten in allen Netzen für alle Zubauszenarien dargestellt. Es wird der Fall dargestellt, dass PEVs mit 10,8 kW elektrischer Leistung Strom nachfragen und die installierte Leistung jeder PV-Anlage 6 kWp beträgt. Zudem wird der Fall gezeigt, dass PEVs mit 22 kW laden und alle PV-Anlagen über eine installierte Leistung von 48 kWp verfügen. Zusätzlich werden die Fälle dargestellt, dass PEVs mit 22 kW laden und keine PV-Anlagen mit dem Netzen verbunden sind und dass die installierte Leistung aller PV-Anlagen 48 kWp beträgt und

² HH_{mit PEV, ohne PV-Anlage}

³ HH_{ohne PEV, mit PV-Anlage}

⁴ HH_{mit PEV, mit PV-Anlage}

⁵ HH_{ohne PEV, ohne PV-Anlage}

keine PEVs mit den Netzen verbunden sind. Die vier Sensitivitäten sind für alle Zubauszenarien und Netze in Abbildung 6.4 und 6.5 mit  gekennzeichnet.

6.8.2. Referenzzubauszenario

Haushalte im untersuchten ländlichen Netz müssen zusätzliche Netzinvestitionen bei hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen tragen, da der zuständige VNB in diesem Fall neue Kabel im Netz zubaut. Bei hohen Ladeleistungen von PEVs besteht kein Netzinvestitionsbedarf und somit auch keine wirtschaftlichen Belastungen für die Haushalte durch Netzausbau. Falls alle PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung ausgestattet sind und einige Haushalte über PEVs verfügen, trägt ein Haushalt ohne PEV und PV-Anlage ca. 6.300 Euro der Netzinvestitionen. Falls keine PEVs mit dem ländlichen Netz verbunden sind, trägt derselbe Haushalt für den selben Umfang an installierter PV-Anlagenleistung im Netzgebiet ca 7.300 Euro der Netzinvestitionen. Somit profitieren in diesem Netz Haushalte ohne PEV, falls andere Haushalte ein PEV nutzen und somit das Netz besser auslasten, ohne es zu überlasten. Haushalte mit PV-Anlage profitieren vom regulatorischen Rahmen und der damit verbundenen Verteilung von NNE. Sie tragen mit ca. 2.700 Euro, falls PEVs mit dem Netz verbunden sind und mit 3.000 Euro, falls keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, einen deutlich geringeren Anteil des gesamten Netzinvestitionsbedarfs.

Für alle Haushalte im untersuchten vorstädtischen Netz bestehen potentiell höhere Belastungen, da es hier schon bei geringen installierten Leistungen von PV-Anlagen und bei geringen Ladeleistungen von PEVs zu Netzinvestitionsbedarf kommt. Für das Referenzszenario mit 6 kWp installierter Leistung jeder PV-Anlage und 10,8 kW Ladeleistung der PEVs müssen Haushalte ohne PEV und PV-Anlage 7.000 Euro aufbringen. Jeder Haushalte mit PEV trägt im Durchschnitt ca. 12.200 Euro des Netzinvestitionsbedarfs. Haushalte mit PEV und PV-Anlage werden mit ca. 9.000 Euro wirtschaftlich belastet. Höhere Ladeleistungen von PEVs führen für alle Haushalte zu höheren wirtschaftlichen Belastungen, da die gesamte Netzinvestitionen entsprechend höher sind (vgl. Abbildung 6.4). Falls keine PEVs mit dem vorstädtischen Netz verbunden sind, die installierte Leistung der PV-Anlagen allerdings 48 kWp beträgt, bestehen für Haushalte ohne PV-Anlage wirtschaftliche Belastungen von ca. 1.900 Euro.

Im untersuchten städtischen Netz besteht im Referenzszenario nur Ausbaubedarf, falls PEVs mit hohen Ladeleistungen elektrischen Strom vom

Netz beziehen. In diesem Fall liegen die gesamten Investitionen bei ca. 340.000 Euro (vgl. Abbildung 6.4). Diese Investition wird auf 800 Haushalte verteilt. Ein Haushalt ohne PEV und PV-Anlage trägt hiervon ca. 400 Euro, ein Haushalt mit PEV trägt ca. 540 Euro und ein Haushalt mit PV-Anlage ca. 150 Euro. Die wirtschaftlichen Belastungen für jeden Haushalt sind somit im untersuchten städtischen Netz deutlich geringer als im untersuchten vorstädtischen Netz. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass im städtischen Netz weniger Kabellänge pro Hausanschluss zugebaut wird, die verlegten Kabel einen höheren Leiterquerschnitt als im vorstädtischen Netz aufweisen und gleichzeitig das vorstädtische Netz stärker von PV- und PEV-Leistung durchdrungen ist (vgl. Kapitel 5.2 und Abbildung 5.5).

6.8.3. Geringes Zubauszenario

Die wirtschaftlichen Belastungen sind für alle Haushaltsgruppen im ländlichen Netz für das geringe Zubauszenario in etwa genauso hoch wie für das Referenzzenario.

Im vorstädtischen Netz unterscheiden sich die wirtschaftlichen Belastungen im Szenario mit geringem Zubau für alle Haushaltsgruppen vom Referenzzenario. Die wirtschaftlichen Belastungen können für den einzelnen Haushalt im Vergleich zum Referenzzenario sowohl niedriger als auch höher ausfallen. Für den Fall, dass alle PEVs mit 22 kW laden und 48 kWp PV-Anlagen installiert sind, sind die wirtschaftlichen Belastungen für die Haushalte im geringen Zubauszenario geringer als im Referenzfall. Für den Fall, dass keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, sind hingegen die Haushalte im Referenzfall geringeren wirtschaftlichen Belastungen ausgesetzt als im niedrigen Zubauszenario. Da so vergleichsweise mehr Haushalte mit PV-Anlagen ausgestattet sind und diese geringere Anteile der Netzinvestitionen tragen, müssen Haushalte ohne PV-Anlage hier höhere Anteile der Netzinvestitionen tragen. Der Investitionsbedarf ist für jeden Haushalt im vorstädtischen Netz für das geringe Zubauszenario nochmal etwas höher, falls PEVs mit 22 kW laden und keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind. In diesem Fall sind keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden, die Netzinvestitionsbedarf treiben können und die Stromnachfrage aus dem Netz reduzieren, auf die die Netzinvestitionen wiederum umgelegt werden. Gleichzeitig ist hier der absolute Netzinvestitionsbedarf am höchsten, den die Haushalte über NNE tragen. Von beiden Effekten dominiert der absolute Investitionsbedarf bezüglich der wirtschaftlichen Belastungen für die einzelnen Haushalte. Ladeleistungen aller PEVs von 10,8 kW und installierte Leistungen von 6 kWp

aller PV-Anlagen führen zu geringeren absoluten Netzinvestitionen und somit zu geringeren wirtschaftlichen Belastungen, die die einzelnen Haushalte tragen müssen.

In keinem der untersuchten Fälle fallen im städtischen Netz im niedrigen Zubauszenario Netzinvestitionen an. Somit muss auch kein Haushalt zusätzliche Investitionen durch Netzausbau tragen.

6.8.4. Hohes Zubauszenario

Im hohen Zubauszenario bestehen für alle Haushaltsgruppen potenziell die höchsten wirtschaftlichen Belastungen. Keine wirtschaftlichen Belastungen treten lediglich für zwei in Abbildung 6.8 und 6.9 dargestellten Fälle auf (im ländlichen Netz bei Ladeleistungen von 10,8 kW aller PEVs und 6 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen, sowie im städtischen Netz, falls dort keine PEVs vertreten sind). Für alle anderen betrachteten Fälle wird in die Netze investiert und diese Investitionen werden über NNE refinanziert.

Im ländlichen Netz können bei hohen Ladeleistungen von 22 kW aller PEVs und hohen installierten Leistungen (48 kWp) aller PV-Anlagen die Haushalte mit PEVs mit über 22.000 Euro sehr stark wirtschaftlich belastet werden. Hier führen insbesondere hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen zu einem hohen absoluten Investitionsbedarf in das ländliche Netz. Die Investitionen müssen vornehmlich Haushalte tragen, die über keine PV-Anlage verfügen. Falls keine PEVs im Netz vertreten sind, muss jeder dieser Haushalte ca. 17.000 Euro Netzinvestitionen tragen, während ein vergleichbarer Haushalt mit PV-Anlage mit 7.200 Euro deutlich geringer belastet wird. Sind im Netz Haushalte mit PEVs vertreten, sinken die wirtschaftlichen Belastungen für Haushalte ohne PEVs, da die gesamte Stromnachfrage aus dem Netz steigt und somit die spezifischen NNE sinken (vgl. Kapitel 6.5).

Für das vorstädtische Netz befinden sich die wirtschaftlichen Belastungen im hohen Zubauszenario für alle Haushaltsgruppen bei hohen Ladeleistungen von PEVs und hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen in derselben Größenordnung wie für vergleichbare Haushaltsgruppen im ländlichen Netz. In das untersuchte vorstädtische Netz muss allerdings im hohen Zubauszenario schon bei geringeren Ladeleistungen aller PEVs und bei geringeren installierten Leistungen aller PV-Anlagen investiert werden. Somit müssen die Haushalte früher den Investitionsbedarf ins Netz tragen. Bei hohen installierten Leistungen aller PV-Anlagen und keinen PEVs im Netzgebiet fallen die wirtschaftlichen Belastungen für alle Haushaltsgruppen jedoch geringer aus als im ländlichen Netz. Bei hohen Ladeleistungen von PEVs und keinen PV-

Anlagen sind Haushalte im vorstädtischen Netz jedoch stärker wirtschaftlich belastet als vergleichbare Haushalte im ländlichen Netz. Die wirtschaftliche Belastung, die für ein Durchschnittshaushalt der jeweiligen Haushaltsgruppe entsteht, ist in den Abbildungen 6.8 und 6.9 zusammenfassend dargestellt.

6. Techno-ökonomischer Einfluss durch Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen

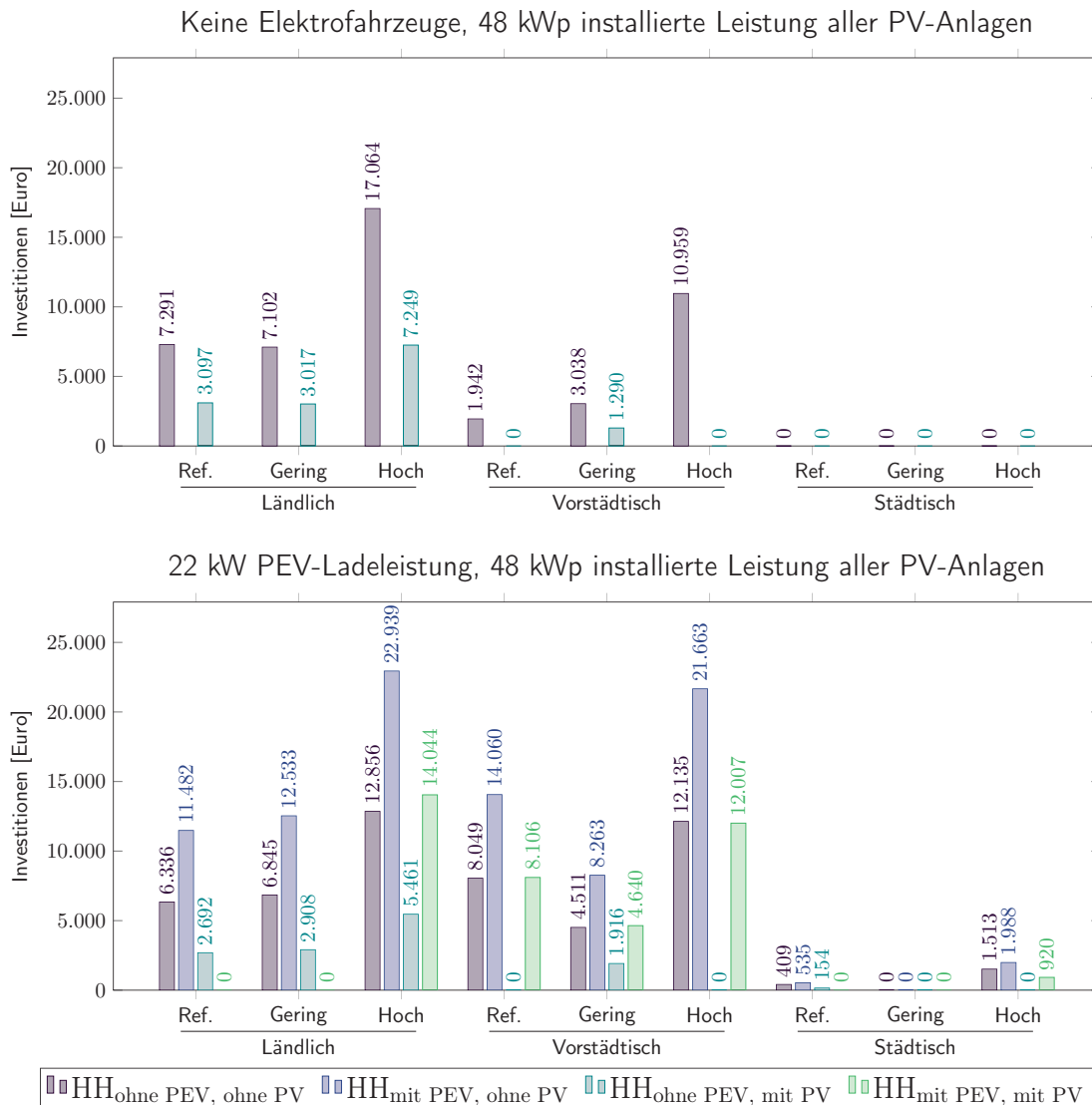


Abbildung 6.8.: Zutragende Netzinvestitionen für einen Durchschnittshaushalt der vier Haushaltsgruppen (Haushalt (HH) ohne Photovoltaik (PV)-Anlage und Elektrofahrzeug (PEV) ■; Haushalt mit PEV, aber ohne PV-Anlage ■; Haushalt mit PV-Anlage, aber ohne PEV ■; Haushalt mit PEV und mit PV-Anlage ■), falls die installierte Leistung aller PV-Anlagen 48 kWp beträgt und alle PEVs mit 22 kW laden bzw. keine PEVs mit den Netzen verbunden sind

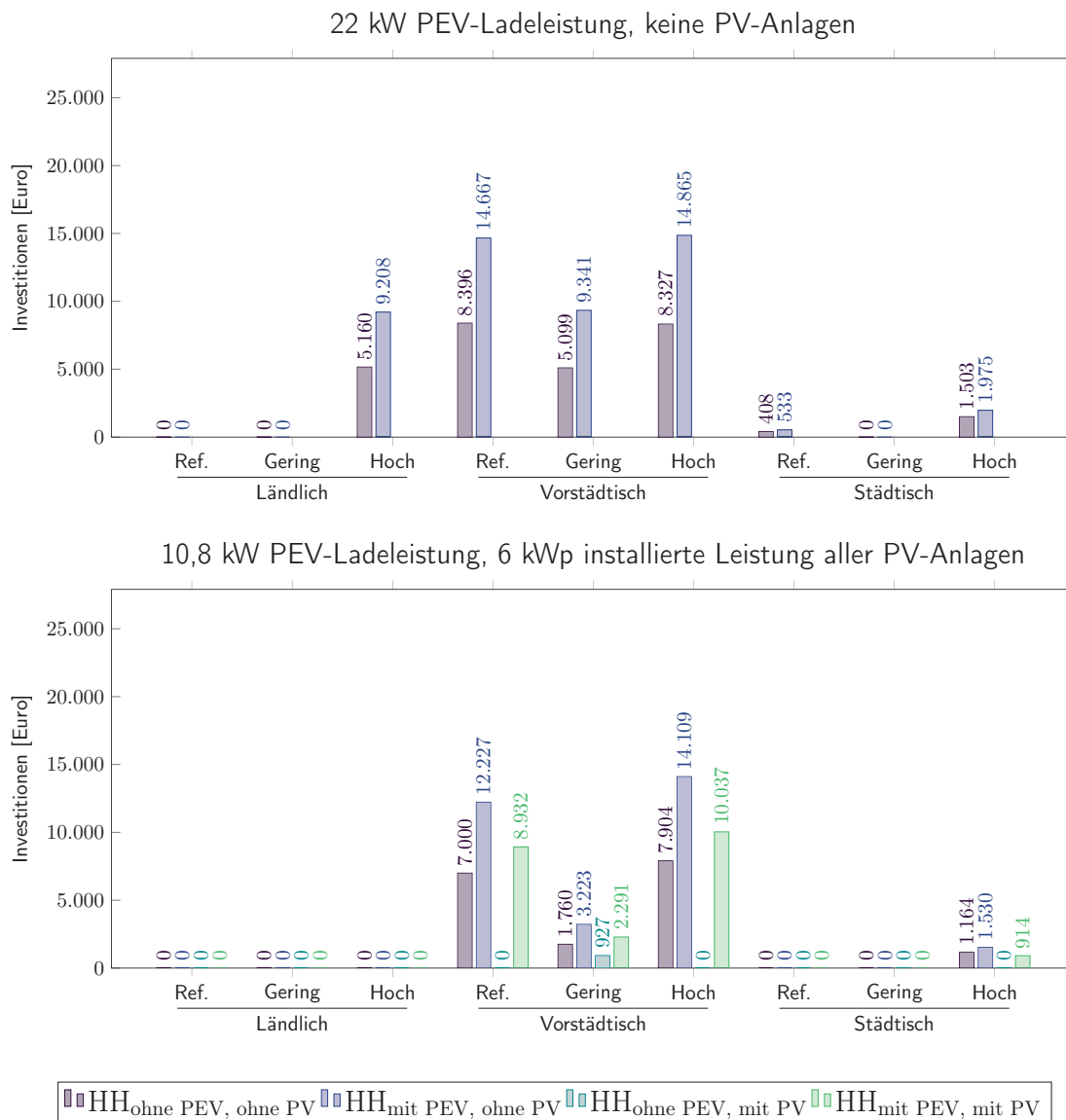


Abbildung 6.9.: Zutragende Netzinvestitionen für einen Durchschnittshaushalt der vier Haushaltsgruppen (Haushalt (HH) ohne Photovoltaik (PV)-Anlage und Elektrofahrzeug (PEV) ; Haushalt mit PEV, aber ohne PV-Anlage ; Haushalt mit PV-Anlage, aber ohne PEV ; Haushalt mit PEV und mit PV-Anlage) einmal für den Fall, dass alle PEVs mit 22 kW laden und keine PV-Anlagen mit den Netzen verbunden sind und für den Fall, dass PEVs mit 10,8 kW laden und die installierte Leistung aller PV-Anlagen 6 kWp beträgt

7. Diskussion, kritische Würdigung und Ausblick

7.1. Beiträge zur wissenschaftlichen Diskussion

7.1.1. Einleitung und Überblick

In diesem Abschnitt werden die in Kapitel 6 vorgestellten Ergebnisse diskutiert. Eine Diskussion des methodischen Ansatzes zu dieser Arbeit befindet sich in Kapitel 4.7. Für die Ergebnis- und Methodikdiskussion werden Inhalte aus [60], [73], [89], [97] und [100] verwendet.

Zunächst werden technische und ökonomische Abhängigkeiten erläutert, die sich durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik (PV)-Anlagen an Niederspannungsnetzen ergeben (Abschnitt 7.1.2). Im folgenden Abschnitt 7.1.3 wird der Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf Netzüberlastungen und den Netzinvestitionsbedarf dargestellt. Anschließend wird die gegenseitige Integration von zusätzlicher dezentraler Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge (PEVs) und Erzeugung durch PV-Anlagen diskutiert (Abschnitt 7.1.4). In Abschnitt 7.1.5 wird der Einfluss dieser Technologien auf Netznutzungsentgelte (NNE) dargelegt. Zudem wird diskutiert, wie sich veränderte NNE ökonomisch auf Haushalte auswirken.

7.1.2. Technische und ökonomische Abhängigkeiten beim Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen an Niederspannungsnetzen

Der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen wirkt technisch auf elektrische Niederspannungsnetze ein. Da PEVs mit hohen Leistungen Strom nachfragen und PV-Anlagen mit hohen Leistungen in Niederspannungsnetzen einspeisen, können beide Technologien zu hohen Lasten an diesen Netzen führen. Hohe Lasten können wiederum, insbesondere an Netzen mit hoher Netzemp-

findlichkeit¹, Netzüberlastungen² bedingen. Gleichzeitig besteht allerdings auch die Möglichkeit, dass sich dezentrale Erzeugung und dezentrale Nachfrage gegenseitig ausgleichen.

Außerdem ergeben sich ökonomische Implikationen durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen. Netzüberlastungen führen zu Netzinvestitionsbedarf³ in Niederspannungsnetze. Die Netzinvestitionen werden von Verteilnetzbetreibern umgesetzt und über NNE refinanziert. NNE werden im Haushaltsektor auf die Stromnachfrage, nicht aber auf die Erzeugung in einem Netzgebiet umgelegt. Diese Stromnachfrage wird wiederum maßgeblich von PEVs und PV-Anlagen beeinflusst. Eine steigende Stromnachfrage, die sich durch den Betrieb von PEVs ergibt, führt zu einer höheren Netzauslastung⁴. Eine Erhöhung des Eigenversorgungsanteils durch PV-Anlagen reduziert hingegen die Auslastung von Niederspannungsnetzen. Durch diese Systematik tragen Haushalte mit hoher Stromnachfrage bestehende Netzkosten und Netzinvestitionen stärker als Haushalte mit geringer Stromnachfrage. Beispielsweise ist die Stromnachfrage von Haushalten mit PEV tendenziell höher als die Nachfrage von Haushalten, die über kein PEV verfügen. Haushalte mit PV-Anlagen refinanzieren hingegen im geringeren Umfang Netzinvestitionsbedarf und vorhandene Netzkosten, da diese PV-Anlagen zur Eigenversorgung nutzen können.

In dieser Arbeit werden erstmals die hier beschriebenen technischen und ökonomischen Abhängigkeiten integriert in einem Ansatz abgebildet (siehe auch Kapitel 4.7). Aus diesem neuen Ansatz und den untersuchten Szenarien aus Kapitel 5 leiten sich die folgenden inhaltlichen Erkenntnisse ab.

¹Siehe Definition A.5.

²Siehe Definition A.8.

³Siehe Definition A.7.

⁴Siehe Definition A.2.

7.1.3. Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen sowie der Netzempfindlichkeit auf Netzüberlastungen und Netzinvestitionsbedarf von Niederspannungsnetzen

7.1.3.1. Netzüberlastungen und Netzinvestitionsbedarf von Niederspannungsnetzen mit mittlerer Netzempfindlichkeit

Ladevorgänge durch PEVs können an elektrischen Niederspannungsnetzen zu Netzüberlastungen führen. Ab wann Netze überlastet sind, wird maßgeblich von der Fahrzeugdurchdringung und der Ladeleistung der Fahrzeuge an den jeweiligen Netzen bestimmt. Falls PEVs ungesteuert mit einer Ladeleistung von 3,6 kW Strom an Niederspannungsnetzen mit mittlerer Netzempfindlichkeit nachfragen und so stark verbreitet sind, dass ca. ein Drittel aller Fahrzeuge im Netz PEVs sind, treten geringe Überlastungen an den untersuchten Netzen auf. Geringe Netzüberlastungen treten an den untersuchten Netzen ebenfalls auf, falls die Netze von ca. 10 % PEVs durchdrungen sind und die Fahrzeuge mit 10,8 kW an den Netzen laden. Falls alle Fahrzeuge mit 22 kW Strom nachfragen, sind die untersuchten Netze ab einer Durchdringung von ca. 3 % an der Belastungsgrenze. Für diese Netze mit mittlerer Netzempfindlichkeit bedeutet dies, dass ab einer spezifischen PEV-Inverterleistung von etwa 0,5 kW pro Person im Netzgebiet Netzüberlastungen auftreten.

Sobald ein Netz überlastet ist, entsteht für dieses Netz ein Investitionsbedarf. PEVs können in den jeweiligen Netzen mit unterschiedlichen Ladeleistungen betrieben werden, bevor ein Netzinvestitionsbedarf entsteht. Im untersuchten vorstädtischen Netz können die Fahrzeuge mit 3,6 kW Ladeleistung im geringen Zubauszenario betrieben werden, ohne dass Netzinvestitionen nötig werden. Bei höheren Ladeleistungen und/oder Penetrationsraten der Fahrzeuge muss in die Netze investiert werden. Hingegen können 3,6 kW Ladeleistung für alle Szenarien im städtischen Netz realisiert werden. In dieses Netz muss erst investiert werden, falls alle Fahrzeuge mit 10,8 kW Strom nachfragen und sich stark verbreiten. Zudem besteht ein Investitionsbedarf, falls die Fahrzeuge mit 22 kW im Referenzszenario elektrischen Strom aus dem Netz nachfragen. Im ländlichen Netz tritt hingegen Netzinvestitionsbedarf nur bei 22 kW Ladeleistung aller Fahrzeuge im hohen Zubauszenario auf. Eine Begrenzung der Ladeleistung ist daher an diesem Netz auch nur in diesem Fall sinnvoll. In allen anderen Fällen können PEVs auch im ungesteuerten Fall betrieben werden, ohne dass Netzüberlastungen auftreten.

Analog zu Ladevorgängen von PEVs können Überlastungen an Niederspannungsnetzen durch den Betrieb von PV-Anlagen auftreten. Dies ist ebenfalls von der Durchdringungsrate der Anlagen im Netzgebiet abhängig. An den in der Arbeit untersuchten Netzen mit mittlerer Netzempfindlichkeit verursachen PV-Anlagen Überlastungen, sobald ca. 80 % aller Haushalte im Netzgebiet über eine 6-kWp-PV-Anlage verfügen. Dies entspricht einer Durchdringung von ca. 1 kWp installierter PV-Leistung pro Person im Netzgebiet. Folglich kann in den untersuchten Netzgebieten in etwa das Doppelte an PV-Leistung im Vergleich zur Durchdringung von PEV-Inverterleistung integriert werden, bevor Netzüberlastungen auftreten.

Ab welcher Durchdringung von PV-Anlagen Netzüberlastungen auftreten ist abhängig vom untersuchten Niederspannungsnetz. Ab einer Durchdringung von ca. 1 kWp PV-Anlagenleistung pro Person im Netzgebiet muss in das untersuchte vorstädtische Netz investiert werden. Beim untersuchten ländlichen Netz liegt dieser Wert bei ca. 2 kWp pro Person. In keinem der untersuchten Szenarien entsteht durch den Betrieb von PV-Anlagen ein Netzinvestitionsbedarf in das städtische Netz. Hieraus folgt, dass zukünftig insbesondere in vorstädtischen Niederspannungsnetzen Netzinvestitionsbedarf durch PV-Anlagen entstehen kann.

Mit steigender PV- und/oder PEV-Durchdringung steigt der Investitionsbedarf in die untersuchten Niederspannungsnetze. Hierbei ist entscheidend, welche Technologie auslegungsrelevant für die entsprechenden Netze ist. Falls Erzeugung durch PV-Anlagen zu der höchsten Netzlasten führt, ist diese Technologie auslegungsrelevant für das entsprechende Netz. In diesem Fall steigt der Investitionsbedarf in die untersuchten Netze um ca. 540 Euro pro zusätzlich installiertem kWp PV-Leistung. Falls hingegen die Nachfrage durch PEVs auslegungsrelevant für das Netzes ist, steigt der Investitionsbedarf um etwa 680 Euro für jedes zusätzliche kW Inverterleistung der Fahrzeuge in dem Netz (siehe Abbildung 6.6).

7.1.3.2. Einfluss der Netzempfindlichkeit von elektrischen Niederspannungsnetzen auf deren Investitionsbedarf

Die Netzempfindlichkeit von elektrischen Niederspannungsnetzen beeinflusst den Investitionsbedarf, der durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen entstehen kann. Höhere Netzempfindlichkeiten von Niederspannungsnetzen führen tendenziell zu einem höheren Investitionsbedarf in diese Netze. Bei geringen Netzüberlastungen am städtischen Netz mit einer Netzempfindlichkeit von ca. 15 m Kabel- und Leitungslänge pro Hausanschluss entsteht lediglich

ein Netzinvestitionsbedarf von ca. 280 Euro, der pro Person im Netzgebiet getragen werden muss. Im Vergleich hierzu beträgt der Investitionsbedarf 1.600 Euro pro Person im ländlichen Netz mit einer Netzempfindlichkeit von ca. 30 m pro Hausanschluss, falls dort geringe Netzüberlastungen auftreten. Da neben der Netzempfindlichkeit auch die Topologie des Netzes, die Nutzung weiterer Technologien sowie deren Betriebsweise maximale Lasten beeinflussen, variieren diese Werte innerhalb verschiedener Netze derselben Netzempfindlichkeit.

7.1.4. Netzintegration von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen

7.1.4.1. Nutzung der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge zur Integration von Erzeugung durch Photovoltaik-Anlagen

Zusätzliche dezentrale Stromnachfrage durch PEVs trägt kaum zu einer verbesserten Integration von dezentraler Erzeugung durch PV-Anlagen – sowie vice versa – bei, falls PEVs ungesteuert an privaten Haushalten geladen werden. PEVs beziehen überwiegend in den Abendstunden elektrischen Strom aus dem Netz. PV-Anlagen speisen hingegen tagsüber in die Netze ein. Als Folge treten lokale Kompensationseffekte zwischen Stromnachfrage durch PEVs und dezentraler Erzeugung durch PV-Anlagen nur selten auf.

7.1.4.2. Implikationen auf die Auslegung elektrischer Niederspannungsnetze durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen

Elektrische Netze müssen durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen gegebenenfalls neu ausgelegt werden. Für die in der Arbeit untersuchten Szenarien für das Jahr 2030 wird die maximale Last an Niederspannungsnetzen durch Ladevorgänge von PEVs oder durch dezentrale Erzeugung von PV-Anlagen bestimmt. Der Betrieb dieser Technologien kann zu höheren Lasten führen als solche, auf die diese Netze ursprünglich ausgelegt sind. PEVs überschreiten die maximale Netzlast zukünftig vermutlich häufig in städtischen und vorstädtischen Netzen und sind daher für diese Netze auslegungsrelevant. Hingegen bestimmen PV-Anlagen in der Zukunft vermutlich häufiger in ländlichen und vorstädtischen Netzen maximale Lasten und sind somit häufiger für diese Netze auslegungsrelevant. Welche Technologie auslegungs-

relevant für die jeweiligen Netze sind, ist neben der Region insbesondere von der Durchdringung der Technologien sowie von deren Betriebsweise am Netz abhängig. Hierbei kann eine netzdienliche Betriebsweise⁵ zu einer geringeren maximalen Last an elektrischen Niederspannungsnetzen führen.

7.1.4.3. Integrationspotenziale von Elektrofahrzeugen in deutsche Niederspannungsnetze

Wie in Abschnitt 7.1.3 dargestellt, sind die untersuchten elektrische Netze ab einer Durchdringung von ca. 1 kW Inverterleistung von PEVs pro Person überlastet. Daher sind netzdienliche Ladesteuerungsverfahren eine Option, um Netzüberlastungen zu vermeiden und somit zusätzliche Stromnachfrage durch PEVs in Netze zu integrieren. Ab diesem Wert treten in den in der Arbeit untersuchten Netzen Netzüberlastungen auf, die durch ungesteuerte Ladevorgänge von PEVs hervorgerufen werden. Wie in Kapitel 6.2 gezeigt, können Netzüberlastungen durch Ladesteuerungsverfahren erheblich reduziert werden, wenn die Ladesteuerung netzdienlich erfolgt. Der Wert von 1 kW Inverterleistung pro Person im Netzgebiet ergibt sich für die untersuchten Netze mit mittlerer Netzempfindlichkeit. Da ländliche Netze in der Regel eine höhere Netzempfindlichkeit als vorstädtische und städtische Netze aufweisen, können dort Ladesteuerungsverfahren häufiger schon bei geringeren Durchdringungen von PEVs zusätzliche Stromnachfrage integrieren. Im Gegenzug ist die Netzempfindlichkeit in städtischen Netzen geringer als in ländlichen und vorstädtischen Netzen. In diesen Netzen können daher häufiger mehr als 1 kW Inverterleistung pro Person vorhanden sein, bevor Netzüberlastungen auftreten und somit netzdienliche Ladesteuerungsverfahren Netzüberlastungen vermeiden können.

Ladesteuerungsverfahren für PEVs, die den Netzzustand berücksichtigen, können Netzbelastungen stark reduzieren und gegebenenfalls vollständig vermeiden. Die Berücksichtigung des Netzstands kann von einem Aggregator vorgenommen werden (direkte Steuerung) oder im Fahrzeug selbst erfolgen (autonome Steuerung). Als Aggregator kann beispielsweise ein Netzbetreiber fungieren, der die Ladevorgänge der Fahrzeuge netzdienlich beeinflusst (siehe §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [30]). Das in der Arbeit vorgestellte direkte Verfahren führt im Vergleich zu den anderen Steuerungsverfahren zu den geringsten spannungsbedingten Netzüberlastungen; gleichzeitig hat auch das autonome Ladesteuerungsverfahren ein hohes Potenzial

⁵Siehe Definition A.3.

PEVs netzdienlich zu integrieren. Für die verschiedenen Steuerungsverfahren müssen PEVs zudem unterschiedlich stark mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ausgerüstet sein. Je nachdem, ob eine zentrale Einheit die Ladevorgänge der Fahrzeuge steuert, werden gegebenenfalls sensible Daten ausgetauscht. Dies kann negative Auswirkungen auf die Nutzungsakzeptanz von PEVs im Allgemeinen oder Ladesteuerungsverfahren im Speziellen haben. Um ein optimales Verhältnis zwischen Investitionen in elektrische Netze und IKT zu finden, müssen in zukünftigen Arbeiten Investitionen in IKT berücksichtigt werden. Zudem sollte die Nutzerakzeptanz für die jeweiligen IKT-Lösungen untersucht werden.

Falls mehrere PEVs anhand des gleichen Time-Of-Use-Tarifs gesteuert werden, kann dies zu hohen Netzüberlastungen führen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass jedem Nutzer diskriminierungsfrei dasselbe Preissignal zugesendet wird. Hieraus folgt, dass mit hoher Gleichzeitigkeit Ladevorgänge von PEVs durchgeführt werden. Eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt wiederum zu hohen Lasten an elektrischen Netzen und den damit verbundenen Netzbe- und -überlastungen. Innerhalb dieser Arbeit wird dies mittels des indirekten Steuerungsverfahrens dargestellt. Der Vergleich der Ladesteuerungsverfahren zeigt, dass PEVs den lokalen Netzzustand berücksichtigen sollten.

7.1.4.4. Integrationspotenziale von Photovoltaik-Anlagen in deutsche Niederspannungsnetze

Erster Netzinvestitionsbedarf besteht ab ca. 0,9 kWp pro Person installierter PV-Leistung in Netzen mit mittlerer Netzempfindlichkeit. Im Jahr 2016 liegt dieser Wert im 75%-Quantil für PV-Dachanlagenverteilung innerhalb von Deutschland (vgl. Abbildung 5.4). Daraus lässt sich abschätzen, dass über 75 % aller Niederspannungsnetze im Jahr 2016 keiner Überlastungssituation durch PV-Anlagen ausgesetzt sind.

Es bestehen regional sehr unterschiedliche Integrationspotenziale für PV-Dachanlagen in Deutschland. Die installierte PV-Leistung von Dachanlagen ist innerhalb verschiedener deutscher Postleitzahl (PLZ)-Gebiete sehr unterschiedlich verteilt. Im Jahr 2016 ist in PLZ-Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte bis zu 2,3 kWp PV-Leistung pro Person auf Gebäuden installiert. In PLZ-Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte ist die Durchdringung von PV-Dachanlagen mit bis zu 8 kWp installierter Leistung pro Person noch höher. In Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte sind hingegen maximal 163 Wp pro Person installiert. Deutschlandweit ist im Durchschnitt eine

PV-Kapazität von ca. 0,3 kWp pro Person auf Gebäuden vorhanden (vgl. Abbildung 5.5 und Tabelle 5.6). In der Arbeit wird innerhalb verschiedener Zubauszenarien für PV-Anlagen die regionale Verteilung der Anlagen vorgegeben. Basierend auf dieser Annahme treten in keinem der Zubauszenarien in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte Netzüberlastungen durch PV-Anlagen auf. Hierdurch lässt sich auf hohe Integrationspotenziale von PV-Anlagen in städtischen Netzregionen rückschließen. Folglich sollten Hürden abgebaut und Anreize gesetzt werden, PV-Anlagen insbesondere in städtische Netze zu integrieren. Eine Hürde besteht heute in der Nutzung von PV-Strom im Mieter-Vermieter-Verhältnis (vgl. mit [128]).

Insbesondere Niederspannungsnetze in ländlichen Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte könnten zukünftig stark durch den Betrieb von PV-Anlagen be- und überlastet werden. Daher bestehen dort geringe Integrationspotenziale von PV-Anlagen. Falls das Ziel der Bundesregierung, jährlich 2,5 GW PV-Leistung zu installieren, erfüllt wird und der Zubau in den einzelnen Regionen dem Zubau der letzten Jahre folgt, erhöht sich die PV-Durchdringung im Jahr 2030 auf durchschnittlich 0,65 kWp PV-Leistung pro Person. Dies ist innerhalb der Arbeit im hohen Zubauszenario abgebildet. In diesem Fall überschreiten fast 50 % aller ländlichen PLZ-Gebiete eine PV-Durchdringung, die kritisch für die untersuchten Netze mit mittlerer Netzempfindlichkeit ist. Neben ländlichen Regionen sind für diesen Fall zudem vorstädtische Netze verstärkt mit hohen Erzeugungsspitzen durch PV-Anlagen konfrontiert (vgl. Abbildung 5.5 und Tabelle 5.6).

7.1.5. Änderung der Refinanzierung von elektrischen Netzen durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen

7.1.5.1. Auslastung elektrischer Niederspannungsnetze durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen von Photovoltaik-Anlagen an diesen Netzen

Der Betrieb von PEVs erhöht die Stromnachfrage aus elektrischen Niederspannungsnetzen, dies lastet Netze besser aus. Beispielsweise erhöhen PEVs innerhalb des geringen Zubauszenarios die Stromnachfrage aus dem vorstädtischen Netz um über 12 %. In diesem Fall sind 10 % aller Personenkraftwagen elektrisch betrieben. Falls 7 % aller Personenkraftwagen im städtischen Netzgebiet elektrisch betrieben werden, steigt dort die Netzauslastung um 8 %. Eine PEV-Durchdringung von 10 % im ländlichen Netz führt zu ei-

ner verbesserten Netzauslastung von 13 %. Bestehende Netzkosten können auf diese erhöhte Stromnachfrage umgelegt werden. PEVs sind somit eine Option, Netze besser auszulasten und NNE zu reduzieren.

Im Gegensatz zu PEVs führt dezentrale Erzeugung, beispielsweise durch PV-Anlagen, zu einer geringeren Netzauslastung. Da Eigenerzeugung zu einer geringeren Stromnachfrage aus dem elektrischen Netz führt, werden Netze so zu einem geringeren Umfang ausgelastet. Im geringen Zubauszenario des untersuchten ländlichen Netzes sinkt so beispielsweise die Netzauslastung durch PV-Anlagen um 9,5 %. Unter der Annahme, dass die Kosten des Verteilnetzbetreibers gleich bleiben, müssen auf jede nachgefragte Kilowattstunde im Netzgebiet um 10 % höhere NNE entrichtet werden.

7.1.5.2. Einfluss der Netzauslastung auf die Refinanzierung elektrischer Niederspannungsnetze mittels Netznutzungsentgelten

Eine verbesserte Netzauslastung durch PEVs führt zu sinkenden spezifischen Netznutzungsentgelten. Beispielsweise sinken vorhandene NNE auf ca. 90 % im vorstädtischen Netz, falls dort 12 % aller Fahrzeuge elektrisch betrieben werden. Die Ladeleistung der Fahrzeuge hat einen geringen Einfluss auf die Netzauslastung, da durch höhere Leistungen der elektrische Fahranteil durch PEVs nur gering gesteigert werden kann. Somit beeinflusst die Durchdringung der Fahrzeuge, allerdings kaum deren Ladeleistung, die Auslastung von Niederspannungsnetzen. PEVs führen folglich, insbesondere wenn durch sie keine Netzinvestitionen hervorgerufen werden, zu sinkenden spezifischen Netznutzungsentgelten.

Wie stark PV-Erzeugung auf die Netzauslastung, die Veränderung von bestehenden Netznutzungsentgelten und die Verteilung von zusätzlichem Netzinvestitionsbedarf durch NNE einwirkt, ist von der Durchdringung dieser Anlagen in den jeweiligen Netzgebieten abhängig. In städtischen Netzgebieten mit hoher Bevölkerungsdichte ändern auch hohe Zubauraten von PV-Anlagen bestehende NNE nur geringfügig. Die Netzauslastung sinkt dort im hohen Zubauszenario um ca. 0,5 %. Hierdurch steigen bestehende NNE ebenfalls um ca. 0,5 %. Im Vergleich hierzu beeinflussen PV-Anlagen die Netzauslastung im ländlichen Netz sehr stark. In diesem Netz steigen im selben Zubauszenario bestehende NNE auf 130 % im Vergleich zum Fall, dass keine PV-Anlagen an dem Netz betrieben werden. Somit führt der Betrieb von PV-Anlagen insbesondere in Regionen mit geringer Stromnachfrage zu stark ansteigenden Netznutzungsentgelten. Wie in Abschnitt 7.1.3 diskutiert,

können PV-Anlagen zudem Netzinvestitionsbedarf hervorrufen, der wiederum zu steigenden Netznutzungsentgelten führt.

7.1.5.3. Wirtschaftliche Folgen für Haushalte durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen

Haushalte mit hoher Stromnachfrage werden stärker an der Refinanzierung elektrischer Netze beteiligt als Haushalte mit geringer Stromnachfrage. Beispielsweise verfügen Haushalte mit PEVs tendenziell über eine höhere Stromnachfrage als vergleichbare Haushalte ohne PEV. So tragen Haushalte mit PEVs im niedrigen Zubauszenario im vorstädtischen Netzgebiet ca. 3.200 Euro zur Refinanzierung von Netzinvestitionen bei, während ein Haushalt ohne PEV ca. 1.800 Euro zur Refinanzierung der Netzinvestitionen beitragen muss. Auch in den anderen untersuchten Netzen und Zubauszenarien tragen Haushalte mit PEVs in etwa doppelt so stark zur Netzfinanzierung bei als vergleichbare Haushalte ohne PEV (vgl. Abbildung 6.8 und 6.9). Hierdurch sind Haushalte mit PEV wirtschaftlich benachteiligt.

Haushalte mit PV-Anlage entsolidarisieren sich von der Netzfinanzierung. Hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen können beispielsweise zu einem Netzinvestitionsbedarf von ca. 9.900 Euro pro Person im ländlichen Netz führen. Allerdings tragen dann Haushalte mit PV-Anlage nur etwa die Hälfte der Netzinvestitionen eines vergleichbaren Haushalts, der über keine PV-Anlage verfügt. Haushalte mit PV-Anlagen können somit Netzinvestitionen bedingen, die dann überwiegend von Haushalten getragen werden, die keine PV-Anlage betreiben.

Folglich können sowohl PEVs als auch PV-Anlagen Netzinvestitionsbedarf hervorrufen. Dieser wird über NNE refinanziert. Im heutigen regulatorischen Rahmen zur Ausgestaltung NNE refinanzieren Haushalte über ihre Stromnachfrage elektrische Netze. Haushalte, die über PEVs verfügen, haben in der Regel, durch die Nutzung der Fahrzeuge, eine höhere Stromnachfrage als Haushalte, die über kein PEV verfügen. Nutzer dieser Fahrzeuge sollten daher daran interessiert sein, dass Ladesteuerungssteuerungsverfahren in PEVs implementiert werden, die Netzinvestitionsbedarf vermeiden, da sie durch die zusätzliche Stromnachfrage ihrer Fahrzeuge relativ stark an der Netzfinanzierung beteiligt werden. Haushalte mit PV-Anlagen haben hingegen ein geringeres Interesse, Netzinvestitionen zu vermeiden, da diese Haushalte ihre Stromnachfrage über PV-Anlagen reduzieren und somit zu einem deutlich geringeren Teil die Netzinvestitionen refinanzieren. Würden Netz-

investitionen ebenfalls auf lokal erzeugte Strommenge umgelegt, bestünden allerdings auch für Betreiber von PV-Anlagen stärkere ökonomische Anreize, ihre Anlagen netzdienlich zu betreiben.

7.2. Kritische Würdigung der Ergebnisse und Ausblick

7.2.1. Einleitung und Überblick

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus Kapitel 6 kritisch reflektiert und es wird ein Ausblick gegeben. In Abschnitt 7.2.2 werden zunächst zentrale Annahmen diskutiert, unter denen die Ergebnisse zu interpretieren sind. Hierbei werden Inhalte verwendet, die in [60], [73], [89], [97] und [100] veröffentlicht sind. Anschließend wird dargestellt, inwieweit sich die Ergebnisse hinsichtlich Netzausbaubedarf und Netznutzungsentgelte allgemein auf Niederspannungsnetze übertragen lassen (Abschnitt 7.2.3). Eine kritische Würdigung zum methodischen Ansatz dieser Arbeit befindet sich in Kapitel 4.7.

7.2.2. Zentrale Annahmen

7.2.2.1. Ladeverhalten

In der Arbeit ist unterstellt, dass PEVs nach dem letzten Weg des Tages laden. Der letzte Weg des Tages ist häufig ein Weg zum privaten Haushalt. Daher beginnen in dieser Arbeit Ladevorgänge von PEVs häufig in den Abendstunden. Die maximale Leistung der PV-Anlagen tritt allerdings in der Mittagszeit auf. Hierdurch gleicht sich selten dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen mit der Stromnachfrage von PEVs aus. Falls hingegen unterstellt würde, dass Fahrzeuge in der Mittagszeit beispielsweise am Arbeitsplatz laden, könnten so gegebenenfalls PV-Anlagen als auch PEVs umfassender in elektrische Netze integriert werden. Ebenso könnten in diesem Fall Haushalte, die auch über eine PV-Anlage verfügen, ihre PEVs nutzen, um ihren Eigenversorgungsanteil zu erhöhen. Im Modell könnte dies hinterlegt werden, indem Berufspendlern erlaubt wird, PEVs über die Mittagszeit am Arbeitsplatz zu laden. Die Bundesregierung hat erste Hürden hierzu bereits abgebaut [29, 32]. Allerdings müssten am Arbeitsplatz Lademöglichkeiten vorhanden sein, um Ladevorgänge in die Mittagszeit verlagern zu können. In weiteren Betrachtungen sollte daher das Ladeverhalten von PEVs näher un-

tersucht werden. Beispielsweise sollten auch öffentliche und halböffentlichen Ladevorgänge der Fahrzeuge berücksichtigt werden.

7.2.2.2. Netzausbau und Spannungsbandverletzungen

Netzausbau wird bereits bei einer Spannungsbandverletzung von $\pm 4\%$ durchgeführt. Gleichzeitig bestehen Standards, die andere Spannungsgrenzen erlauben. Nach der VDE-AR-N 4105 darf die Netzspannung durch PV-Anlagen um nicht mehr als $+3\%$ ansteigen [155, 144]. Die europäische Norm EN 50160 erlaubt hingegen bei langsamen Änderungen der Netzspannung Grenzen von $\pm 10\%$ auf der Niederspannungsebene. In seltenen Fällen darf die Netzspannung bis auf -15% , bezogen auf den Nennwert der Netzspannung, einbrechen [4, 47]. Ab welchen Grenzen Verteilnetzbetreiber (VNB) in ihre Netze investieren, hat einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse. Mit $\pm 4\%$ erlaubter Spannungsbandgrenze ergibt sich ein deutlich höherer Netzinvestitionsbedarf als bei einem unterstellten Spannungsband von $\pm 10\%$, da bei beispielsweise $\pm 10\%$ im niedrigen Zubauszenario an keinem der untersuchten Netze spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten. Im Referenzszenario würden so beispielsweise bei einem Spannungsband von $\pm 10\%$ lediglich im untersuchten vorstädtischen Netz bei hohen Ladeleistungen aller PEVs spannungsbedingte Netzüberlastungen auftreten (siehe Abbildung 6.3). Gleichzeitig ist unklar, ab welchen Werten VNB in ihre Netze investieren. Die Arbeit nutzt daher Annahmen von umfassenden Netzstudien, die den Investitionsbedarf in deutsche Niederspannungsnetze abschätzen. Analog zu dieser Arbeit wird in den Netzstudien der Niederspannungsebene ein Spannungsband von $\pm 4\%$ zugewiesen [1, 4].

7.2.2.3. Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen

Nach DIN 18015-1 sollen in privaten Haushalten mindestens 22 kW Anschlussleistung für Ladestationen von PEVs bereitgestellt werden [46]. Gleichzeitig werden PEVs häufig mit 3,6 kW und 10,8 kW geladen [108]. Innerhalb der Sensitivitätsanalyse dieser Arbeit werden die Ladeleistungen von PEVs zwischen 3,6 kW, 10,8 kW und 22 kW variiert. Allerdings ist es möglich, dass in der Zukunft PEVs mit höheren Ladeleistungen Strom aus elektrischen Niederspannungsnetzen beziehen. Da Netze auf maximale Leistungen ausgelegt werden, ist in diesem Fall vermutlich eine intelligente Begrenzung der Ladeleistung, basierend auf der aktuellen Netzsituation, nötig. Denn, falls keine Begrenzung der Ladeleistung vorgenommen wird, steigt

der Netzinvestitionsbedarf in elektrische Netze stark an (vgl. Kapitel 6.6). Aus volkswirtschaftlicher Perspektive stellt sich hier die Frage, ab welchen Ladeleistungen der Netzinvestitionsbedarf die Investition in Ladesteuerungsverfahren übersteigt. Dies sollte insbesondere untersucht werden, falls PEVs Fahrzeuge mit konventionellem Antrieb zukünftig stärker verdrängen und die Ladeleistungen der Fahrzeuge steigen.

7.2.2.4. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen

Nach §14a EnWG können Nutzern von PEVs reduzierte NNE gewährt werden, wenn diese Verteilnetzbetreibern erlauben, in die Ladesteuerung der Fahrzeuge einzugreifen und dies einen Nutzen für elektrische Netze hat [30]. In der Arbeit wird diese Möglichkeit nicht berücksichtigt. Somit zahlen Haushalte mit PEV dieselben NNE wie Haushalte, die über kein PEV verfügen. Würde diese Möglichkeit berücksichtigt werden, würden sich als Konsequenz auch NNE anders verteilen. Die wirtschaftliche Belastung von Haushalten mit PEV würde sich reduzieren. Allerdings würden die spezifischen NNE pro nachgefragter kWh aus dem elektrischen Netz steigen und folglich Haushalte wirtschaftlich stärker belasten, die diese Möglichkeit nicht nutzen (können).

7.2.2.5. Entwicklung der Stromnachfrage

Die Haushaltsstromnachfrage ändert sich im Modell ausschließlich durch PEVs und PV-Anlagen. Allerdings werden weitere Technologien im Haushaltsektor die Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 beeinflussen. PEVs und PV-Anlagen beeinflussen heute schon stark die Stromnachfrage von Haushalten, die über diese Technologien verfügen. Falls die Ziele der Bundesregierung zum Zubau von PEVs und PV-Anlagen erreicht werden, werden diese Technologien zukünftig noch stärker auf die Haushaltsstromnachfrage einwirken. Gleichzeitig können auch Technologien wie Wärmepumpen die Haushaltsstromnachfrage zukünftig stark verändern [51, 73]. Perspektivisch sollten daher weitere Technologien in die Betrachtung miteinbezogen werden. Da NNE anhand der Stromnachfrage verteilt werden, haben Technologien mit höherem Einfluss auf die Stromnachfrage eine höhere Priorität für zukünftige Betrachtungen.

7.2.2.6. Technologieauswahl

Neben PEVs und PV-Anlagen sind stationäre Speicher und Wärmepumpen zwei Technologien, die zukünftig vermutlich auf die Netzauslastung und den

Netzinvestitionsbedarf von Niederspannungsnetzen einwirken. Diese Technologien könnten bis zum Jahr 2030 verstärkt im Haushaltssektor genutzt werden und die Netzauslastung sowie die Stromnachfrage von Haushalten stark beeinflussen. Stationäre Speicher könnten eingesetzt werden, um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Durch diesen Effekt könnten sich im heutigen regulatorischen Rahmen Haushalte mit PV-Anlage noch stärker von der Netzfinanzierung entsolidarisieren, da mit dieser Technologie diese Haushalte ihre Stromnachfrage aus dem Netz reduzieren können. Hierdurch müssten höhere NNE von den Haushalten gezahlt werden, die ihren Eigenversorgungsanteil nicht erhöhen (können). Je nachdem wie stark stationäre Speicher in den jeweiligen Netzgebieten vertreten wären, könnte dies die Refinanzierung elektrischer Netze gegebenenfalls stark beeinflussen (vgl. auch [89, 133]). Zum Zweiten sind Wärmepumpen eine Technologie, die die Stromnachfrage von Haushalten zukünftig stark beeinflussen könnte. Mittels Wärmepumpen kann ebenfalls die Netzauslastung erhöht werden, was wiederum zu sinkenden spezifischen Netznutzungsentgelten führt. Gleichzeitig könnten die Wärmepumpen gegebenenfalls auch zu Netzüberlastungen und dem damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf führen (vgl. [73]). Hierzu muss geklärt werden, welche Technologien zukünftig auslegungsrelevant für elektrische Niederspannungsnetze sind.

7.2.3. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf weitere Niederspannungsnetze

7.2.3.1. Übertragbarkeit hinsichtlich Ausbaubedarf

Die Ergebnisse können nicht beliebig auf weitere Niederspannungsnetze übertragen werden. Netzüberlastungen werden durch hohe Lasten hervorgerufen. Hierbei ist zudem entscheidend wann, wo und bei welcher Netzempfindlichkeit⁶ die Lasten auf Netze einwirken. Aufgrund der Unterschiede dieser Parameter können die Ergebnisse nicht beliebig auf andere Niederspannungsnetze übertragen werden.

Es ist unklar, wie VNB im jeweils konkreten Überlastungsfall ihre Netze verstärken, daher können die Ergebnisse ebenfalls nicht auf weitere Niederspannungsnetze übertragen werden. Die Analysen werden an drei generischen Niederspannungsnetzen durchgeführt, die durch einen VNB verstärkt werden, falls spannungsbedingte oder thermische Netzüberlastungen auftreten.

⁶Siehe Definition A.5.

Wie VNB in dieser Arbeit auf Netzüberlastungen reagieren, ist in Kapitel 4.4.2 dargestellt. Die Methodik hierzu ist an [4] angelehnt. Hierzu werden vermutlich die jeweiligen örtlichen Gegebenheiten berücksichtigt. In der Arbeit werden hingegen Aussagen zu generischen Niederspannungsnetzen getroffen, dies ersetzt nicht die Netzplanung im konkreten Einzelfall. Zudem werden hier ausschließlich Netze mit mittlerer Netzempfindlichkeit für drei verschiedene Bevölkerungsdichteklassen betrachtet. Gleichzeitig variiert die Netzempfindlichkeit innerhalb verschiedener Netze sehr stark. Dies trifft insbesondere auf ländliche Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte zu (siehe hierzu Abbildung 5.1). Für die Integration von PV-Anlagen und PEVs folgt daher, dass insbesondere ländliche Netze mit hoher Netzempfindlichkeit untersucht werden müssen, bevor dort der Zubau von PV-Anlagen sowie der Markthochlauf von PEVs forciert wird.

7.2.3.2. Übertragbarkeit hinsichtlich der Entwicklung von Netznutzungsentgelten

In Kapitel 6.5 sind lediglich zusätzliche NNE dargestellt, die durch Netzausbau auf der Niederspannungsebene entstehen. Für die gesamten NNE im Jahr 2030 ist die vollständige Nachfrage im Netzgebiet entscheidend, hierbei führt eine erhöhte Nachfrage elektrischer Energie zu geringeren spezifischen Netznutzungsentgelten. Diese Effekte sind in Kapitel 6.7 dargestellt. Gleichzeitig finanzieren Netznutzer auf der Niederspannungsebene über die NNE einen Teil der Investitionen auf höheren Spannungsebenen mit. Der Investitionsbedarf auf höheren Spannungsebenen, in Ortsnetzstationen sowie in Schutz- und Regeltechnik wird in der Untersuchung nicht betrachtet und kann die NNE bis zum Jahr 2030 zusätzlich erhöhen. Die Erzeugung aus PV-Anlagen ist von der Refinanzierung elektrischer Netze befreit, dies kann sich bis zum Jahr 2030 ändern und die Energiemenge, auf die NNE umgelegt werden, erheblich beeinflussen, was wiederum spezifische NNE senken würde. Zudem sind variable NNE in der Diskussion, die netzdienliches Verhalten anreizen. Im Zuge der Digitalisierung ist es denkbar, verstärkt Technologien koordiniert Strom nachfragen bzw. dezentral einspeisen zu lassen. Der ökonomische Anreiz hierfür kann über variable NNE implementiert werden. Gleichzeitig würde ein solches System den regulatorischen Rahmen zur Netzfinanzierung stark beeinflussen und sollte daher ebenfalls in zukünftigen Arbeiten berücksichtigt werden.

8. Zusammenfassung

Der **Hintergrund** dieser Arbeit ist die Frage, welche technischen und ökonomischen Implikationen zukünftig durch die Dekarbonisierung des Elektrizitäts- und Transportsektors für deutsche Haushalte und Niederspannungsnetze entstehen. Photovoltaik (PV)-Anlagen¹ und Elektrofahrzeuge (PEVs)² sind zwei Technologien, die zur Energie- und Mobilitätswende beitragen sollen. Diese Technologien sind überwiegend mit Niederspannungsnetzen verbunden und können dort Netze be- und überlasten. Um Netzüberlastungen³ zu vermeiden, wird in diese Netze erheblich investiert. Der gesamte Investitionsbedarf⁴ in deutsche Niederspannungsnetze kann bis zum Jahr 2030 bis zu 4,2 Mrd. Euro betragen [4, 16]. Diese Investitionen werden über Netznutzungsentgelte (NNE) refinanziert.⁵ Auf der Niederspannungsebene werden NNE nach aktueller Netzentgeltsystematik hauptsächlich auf die aus dem Netz entnommene Stromnachfrage umgelegt. Dezentrale Erzeugung ist dort von der Refinanzierung befreit [19, 60]. Sinkende Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen sowie steigende NNE führen zu einer steigenden Attraktivität von eigenverbrauchtem PV-Strom. Gleichzeitig führt eigenverbraucher PV-Strom zu einer geringeren Netzauslastung⁶ und steigenden spezifischen Netznutzungsentgelten. Diese Effekte sind selbstverstärkend [59].

Die **Ziele** dieser Arbeit sind, zu ermitteln, zu welchen Überlastungen der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen im Jahr 2030 an elektrischen Niederspannungsnetzen führen kann, welcher mögliche Investitionsbedarf sich hierdurch in diese Netze ergibt und welche Auswirkungen dies auf die Refinanzierung von Niederspannungsnetzen haben könnte. Zudem soll ermittelt werden, in welchem Umfang sich Haushalte mit PEVs und/oder PV-Anlagen zukünftig an der Refinanzierung elektrischer Netze beteiligen. Dies ist in bestehenden

¹Siehe Definition A.10.

²Siehe Definition A.1.

³Siehe Definition A.8.

⁴Siehe Definition A.7.

⁵Siehe Definition A.6.

⁶Siehe Definition A.2.

Arbeiten nur unzureichend untersucht worden. Mit den Ergebnissen sollen politische Entscheidungsträger bei der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens zur Refinanzierung von Netzen unterstützt werden.

Investitionen in elektrische Netze werden derzeit über NNE refinanziert. Zudem beeinflusst die Auslastung von elektrischen Netzen die Höhe von spezifischen Netznutzungsentgelten. Die Auslastung elektrischer Niederspannungsnetze und der Netzinvestitionsbedarf in diese Netze kann zukünftig wesentlich durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an diesen Netzen geprägt werden, daher konzentriert sich die Arbeit auf diese Technologien. Um das Arbeitsziel zu erreichen, soll ein adäquater methodischer Ansatz entwickelt und eingesetzt werden, der diese Abhängigkeiten abbildet.

Bezüglich des **Vorgehens** werden in dieser Arbeit zunächst Anforderungen an ein Modell definiert. Das Modell muss folgende Abhängigkeiten abbilden können. Elektrische Lasten können an Niederspannungsnetzen zu Netzüberlastungen führen. Netzüberlastungen bedingen Netzinvestitionsbedarf. Dieser Netzinvestitionsbedarf wird von Verteilnetzbetreibern umgesetzt und über NNE refinanziert. Unter heutigen regulatorischen Bedingungen werden NNE von Netzteilnehmern im Niederspannungsnetz hauptsächlich über ihre Stromnachfrage aus dem elektrischen Netz getragen. Elektrische Lasten wirken auf die Stromnachfrage aus den Netzen ein. Durch eine veränderte Stromnachfrage ändert sich die Auslastung dieser Netze. Die Netzauslastung bestimmt wiederum, auf welche Stromnachfrage bestehende Netzkosten über NNE verteilt werden. Zudem muss das Modell darstellen, in welchem Umfang Haushalte mit PEV und/oder PV-Anlage NNE tragen.

Im nächsten Schritt wird das in dieser Arbeit entwickelte Modell FLEXible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD) vorgestellt. Mit FLEX-GOLD ist es erstmals möglich, sowohl den Einfluss einer veränderten Netzauslastung als auch den Einfluss von Netzinvestitionen auf bestehende NNE in Niederspannungsnetzen detailliert abzubilden. Hierzu wird ein neuer methodischer Ansatz vorgestellt und implementiert, der das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern abbildet. Da insbesondere das Fahr- und Ladeverhalten sowie Ladesteuerungsverfahren von PEVs maximale Netzlasten und die Netzauslastungen beeinflussen, wird dies in einer PEV-Simulation abgebildet. In der Simulation wird zudem abgebildet, dass sowohl Aggregatoren, Fahrzeugnutzer als auch PEVs selbst die Ladesteuerung übernehmen. Die detaillierte Abbildung des Fahr- und Ladeverhaltens von PEVs mittels Ladesteuerungsverfahren ist ebenfalls neu für diese Arbeit entwickelt worden.

Anschließend werden, basierend auf einer umfangreichen Datenauswertung, Szenarien für drei elektrische Niederspannungsnetze sowie drei Zubauszenarien für PEV- und PV-Durchdringungen in diesen Netzen erstellt. Ein Niederspannungsnetz repräsentiert ein ländliches Gebiet mit 30 m Kabellänge pro Hausanschluss bei niedriger Bevölkerungsdichte. Das Verhältnis von Kabellängen zu Hausanschlüssen in einem Gebiet ist in der Arbeit als Netzempfindlichkeit⁷ definiert. In einem weiteren Gebiet wird ein vorstädtisches Netz bei mittlerer Bevölkerungsdichte mit 28 m pro Hausanschluss und ein städtisches Netz bei hoher Bevölkerungsdichte mit einer Netzempfindlichkeit von 15 m pro Hausanschluss untersucht. Dies sind die mittleren Werte jeweils für Gebiete dieser Bevölkerungsdichteklassen in Deutschland, die in dieser Arbeit ermittelt werden. Bezüglich der Durchdringungsraten für PEV und PV-Anlagen wird ein hohes Zubauszenario erstellt. In diesem Szenario wird das Ziel der Bundesregierung erreicht, 2,5 GW PV-Leistung pro Jahr neu in Deutschland zu installieren. Hier wird zudem davon ausgegangen, dass ca. 9,8 Mio. PEVs in Deutschland im Jahr 2030 angemeldet sind. Im geringen Zubauszenario wird PV-Leistung mit 100 MW pro Jahr nur so weit neu zugebaut, dass der Bestand an installierter PV-Leistung bis zum Jahr 2030 gehalten wird. In diesem Zubauszenario sind ca. 1,5 Mio. PEVs in Deutschland angemeldet. Zudem wird ein Referenzszenario erstellt. Im Referenzszenario breiten sich PV-Dachanlagen mit insgesamt 500 MW installierter Leistung pro Jahr aus und ca. 4,8 Mio. PEVs sind deutschlandweit angemeldet.

Die Szenarien werden abschließend mit dem Modell FLEX-GOLD untersucht. Hierbei wird die Inverterleistung der Fahrzeuge sowie die installierte Leistung von PV-Anlagen einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Die Sensitivitätsanalyse wird für alle drei untersuchten Netze in allen drei Zubauszenarien durchgeführt.

Die wichtigsten **Ergebnisse und Schlussfolgerungen** der Arbeit sind:

1. Ohne Ladesteuerung von PEVs und stationären Batteriespeichern trägt eine zusätzliche Stromnachfrage durch PEVs kaum zu einer verbesserten Integration von dezentraler Erzeugung durch PV-Anlagen – sowie vice versa – im Haushaltssektor bei. PEVs beziehen an privaten Haushalten überwiegend in den Abendstunden elektrischen Strom aus dem Netz. PV-Anlagen speisen hingegen tagsüber in die Netze ein. Als Folge treten lokale Kompensationseffekte zwischen Stromnachfra-

⁷Siehe Definition A.5.

ge durch PEVs und Erzeugung durch PV-Anlagen nur selten auf. Aus diesem Grund sollten Anreize geschaffen werden, die Stromnachfrage von PEVs in die Mittagsstunden zu verschieben, beispielsweise durch Ladevorgänge von PEVs am Arbeitsplatz der Fahrzeugnutzer.

2. Der Betrieb von PEVs und PV-Anlagen an elektrischen Niederspannungsnetzen kann zu Netzüberlastungen führen. Ab wann Netze überlastet sind, ist unter anderem von der Durchdringung dieser Technologien, deren Betriebsweise sowie den Netzen, an denen die Technologien betrieben werden, abhängig. Im untersuchten städtischen Netzgebiet treten Netzüberlastungen durch PEVs ab einer Durchdringung von ca. 0,5 kW Inverterleistung pro Person auf, falls die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden. Hingegen können im untersuchten vorstädtischen Netz ca. 0,7 kW und im ländlichen Netz ca. 2,8 kW Inverterleistung pro Person vertreten sein, bevor Netzüberlastungen durch eine ungesteuerte Betriebsweise auftreten. Ab einer Durchdringung von 1 kWp installierter Photovoltaik-Leistung pro Person führt der Betrieb von PV-Anlagen in dem untersuchten vorstädtischen Netzgebiet zu Netzüberlastungen. Im ländlichen Netzgebiet treten hingegen ab 3,5 kWp installierter PV-Leistung pro Person Netzüberlastungen auf, während das untersuchte städtische Netz in keinen der betrachteten Szenarien und Sensitivitäten durch PV-Einspeisung überlastet wird. Diese Aussage bezieht sich auf die in der Arbeit untersuchten Netze mit mittlerer Netzempfindlichkeit bei einer ungesteuerten Betriebsweise von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen. Hieraus folgt, dass bei geringen Durchdringungsraten von PV-Anlagen und PEVs ein gesteuerter Betrieb dieser Technologien unnötig ist.
3. Mit steigender PEV- und/oder PV-Durchdringung steigt der Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze. Hierbei ist entscheidend, welche Technologie auslegungsrelevant für das entsprechende Netz ist und wie die Technologien betrieben werden. In den untersuchten Netzen steigt bei ungesteuerter Betriebsweise der Investitionsbedarf um ca. 600 Euro pro zusätzlich installiertem kWp PV-Leistung, falls die Erzeugung durch PV-Anlagen der kritische Auslegungsfall ist. Falls hingegen die Nachfrage durch PEVs der kritische Auslegungsfall der untersuchten Netze ist, steigt der Investitionsbedarf um ca. 850 Euro für jedes zusätzliche kW Inverterleistung der Fahrzeuge in den Netzen. Gleichzeitig können maximale Netzlasten und damit auch Netzüberlastungen

und der damit verbundene Netzinvestitionsbedarf durch eine netzdienliche Betriebsweise⁸ von Technologien, die mit diesen Netzen verbunden sind, reduziert werden. Es sollten daher genaue Prognosen für maximale Lasten an elektrischen Netzen erstellt werden. Gleichzeitig steigt die Relevanz einer netzdienlichen Betriebsweise von PEVs und PV-Anlagen mit der Durchdringung dieser Technologien. Die durch netzdienliche Steuerungsverfahren von PEVs vermiedenen Netzinvestitionen können in die Zielkosten der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) für die Elektromobilität einfließen.

4. Unter heutigen regulatorischen Bedingungen führt der Betrieb von PV-Anlagen an elektrischen Netzen dazu, dass NNE sowohl durch Netzinvestitionen als auch durch eine geringere Netzauslastung steigen. Im Gegensatz hierzu können PEVs zwar auch Netzinvestitionen bedingen, sind gleichzeitig allerdings auch eine Option, elektrische Netze besser auszulasten. Durch eine verbesserte Auslastung sinken spezifische NNE. Hierdurch können PEVs auch der Attraktivität von eigenverbrauchtem PV-Strom durch steigende NNE entgegenwirken, da durch die zusätzliche Stromnachfrage die spezifischen NNE sinken. Folglich profitieren alle Netzteilnehmer durch zusätzliche Stromnachfrage von PEVs, solange aufgrund des Betriebs dieser Fahrzeuge kein Netzinvestitionsbedarf entsteht.
5. Haushalte mit PV-Anlage entsolidarisieren sich unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen von der Refinanzierung elektrischer Netze, während Haushalte mit PEV stark an der Refinanzierung beteiligt werden. In den untersuchten Szenarien werden elektrische Niederspannungsnetze von einem Haushalt mit PV-Anlage in etwa nur halb so stark refinanziert wie von einem Haushalt, der über keine PV-Anlage verfügt. Ein Haushalt mit PEV trägt durch seine erhöhte Stromnachfrage in den untersuchten Szenarien im Vergleich zu einem Haushalt, der über keine der Technologien verfügt, in etwa doppelt so stark zur Refinanzierung der Netze bei. Im Gegensatz zu Haushalten mit PV-Anlagen haben Haushalte mit PEVs ein Interesse, Netzinvestitionen zu vermeiden, da diese Haushalte durch ihre hohe Stromnachfrage stark an der Refinanzierung von Netzen beteiligt werden. Gerade in Regionen mit hoher PV-Durchdringung sollten auch Anreize für einen netzdienlichen Betrieb von PV-Anlagen geschaffen werden,

⁸Siehe Definition A.3.

da im heutigen regulatorischen Rahmen Netzkosten durch den Betrieb von PV-Anlagen gegebenenfalls nicht versachergerecht zurückgeführt werden.

Der methodische Ansatz, zentrale Annahmen sowie die Übertragbarkeit der Ergebnisse sind wie folgt **kritisch zu würdigen**. Gleichzeitig ergibt sich hieraus der folgende **Ausblick**:

1. Die Stromnachfrage und die Erzeugung an elektrischen Netzen sind sehr unterschiedlich. Zudem sind Netze hinsichtlich ihrer Topologie und Netzempfindlichkeit sehr heterogen. Daher werden in der Arbeit umfangreiche Sensitivitätsanalysen der untersuchten Szenarien durchgeführt. Dennoch können die in der Arbeit ermittelten Werte und Aussagen nicht beliebig auf andere Netze übertragen werden. Hierzu sind entsprechende Untersuchungen des konkreten Einzelfalls nötig. Zukünftige Arbeiten sollten daher weitere Niederspannungsnetze untersuchen.
2. Die Untersuchungen in dieser Arbeit entstehen unter der Annahme, dass Nutzern von PEVs keine reduzierten NNE nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gewährt werden und Ladevorgänge am Hausanschluss stattfinden. Falls Ladevorgänge von PEVs verstärkt außerhalb des Hausanschlusses vorgenommen werden, verändern sich hierdurch maximale Lasten, hierdurch Netzüberlastungen, der Netzinvestitionsbedarf sowie die Höhe und die Verteilung von Netznutzungsentgelten. Daher sollten in weitergehenden Betrachtungen auch öffentliche und halböffentliche Ladevorgänge von PEVs sowie die Auswirkung durch reduzierte NNE für Nutzer von PEVs betrachtet werden.
3. Die Haushaltsstromnachfrage und maximalen Lasten werden im Modell durch den Betrieb von PEVs und PV-Anlagen beeinflusst. Allerdings können zukünftig weitere Technologien die Stromnachfrage stark beeinflussen. Daher sollten in fortführenden Arbeiten weitere Technologien in die Betrachtungen mit einbezogen werden. Insbesondere sollten hier Technologien mit einer hohen elektrischen Last und/oder mit einem großen Einfluss auf die Haushaltsstromnachfrage berücksichtigt werden.

Anhang

A. Definitionen

Überblick

In diesem Anhang werden Begriffe abgegrenzt und definiert, die für diese Arbeit relevant sind.

A.1. Elektrofahrzeug

Elektrofahrzeuge können in verschiedene Gruppen unterteilt werden. Zwei wesentliche Gruppen bilden *Battery electric vehicles* (BEVs) und *plug-in hybrid electric vehicles* (PHEVs). BEVs sind Fahrzeuge, die ausschließlich elektrisch betrieben werden. Im Vergleich hierzu sind PHEVs Fahrzeuge, die über einen elektrischen Antriebsstrang und über einen alternativen Antrieb (in der Regel einen Verbrennungsmotor) verfügen und zudem mit dem elektrischen Netz verbunden werden können [64, 69, 170].

In dieser Arbeit ist ein PEV ein Fahrzeug, das mit einem Elektromotor angetrieben wird und über einen elektrischen Speicher verfügt. Der Speicher muss zudem extern über das Stromnetz geladen werden können. Diese Fahrzeuge werden in der Literatur als *plug-in electric vehicles* bezeichnet und sind in der Arbeit mit Elektrofahrzeug (PEV) abgekürzt. PEVs umfassen somit sowohl BEVs als auch PHEVs.

A.2. Netzauslastung

Als Netzauslastung ist in der Arbeit die Stromnachfrage innerhalb eines Jahres im Bezug auf das Basisjahr 2016 definiert. Hierbei wird ausschließlich die aus dem Netze bezogene Stromnachfrage betrachtet. Eine steigende Netzauslastung bedeutet, dass im Vergleich zum Basisjahr mehr Strom aus dem Netz bezogen wird. Falls hingegen, beispielsweise durch mehr Eigenverbrauch, dem Netz weniger Strom entnommen wird, sinkt die Netzauslastung.

A.3. Netzdienlich

Eine Technologie wird netzdienlich betrieben, wenn durch diese Betriebsweise der Netzinvestitionsbedarf oder allgemein Netzkosten reduziert werden. Durch netzdienlichen Betrieb von Technologien werden beispielsweise Netzüberlastungen vermieden und somit wird auch Netzinvestitionsbedarf vermieden bzw. reduziert. Falls durch den Betrieb der Technologie Netzverluste reduziert werden, sinken hierdurch Netzkosten und diese Betriebsweise der Technologie ist wiederum netzdienlich. Zudem wird eine Technologie netzdienlich betrieben, wenn durch den Betrieb der Technologien der Bedarf an Netzdienstleistungen reduziert wird, da auch dies Netzkosten senkt.

A.4. Netzelement

Ein Netzelement ist ein Netzbetriebsmittel, das einen Teil eines elektrischen Netzes bildet. In dieser Arbeit sind dies entweder Transformatoren, Leitungen oder Kabel.

A.5. Netzempfindlichkeit

Die Leitungs- und Kabellängen pro Hausanschluss in einem Niederspannungsnetzgebiet ist in dieser Arbeit als Netzempfindlichkeit definiert. Je höher die Netzempfindlichkeit ist, umso *schwächer* ist in der Regel das Netz. Schwach bedeutet in diesem Kontext, dass schon relativ kleine elektrische Lasten zu Netzüberlastungen (siehe Definition A.8) führen können.

A.6. Netzfinanzierung, Netzinvestition und Netzrefinanzierung

Netzfinanzierung ist in dieser Arbeit die Beschaffung von finanziellen Mitteln, um Investitionen in elektrische Netze tätigen zu können. Eine Netzinvestition ist die Verwendung dieser finanziellen Mittel, um Netze aus- oder umzubauen. Netzinvestitionen werden von Netzbetreibern durchgeführt und über Netznutzungsentgelte (NNE) refinanziert. Zur Definition des Investitions- und Finanzierungsbegriffs siehe auch [167].

A.7. Netzinvestitionsbedarf

Falls die elektrische Last, auf die ein Netz ausgelegt ist, überschritten wird, entstehen Netzüberlastungen. Diese Netzüberlastungen bedingen einen Netzinvestitionsbedarf. Somit kann der Betrieb von Lasten einen Investitionsbedarf in Netze hervorrufen. In der Arbeit wird der Investitionsbedarf durch Verteilnetzbetreiber (VNB) in Form vom Netzausbau umgesetzt. Hierbei werden keine Investitionen betrachtet, die eine Veränderung der Versorgungsaufgabe des jeweils untersuchten Netz bedingen. Alle hier betrachteten Investitionsmaßnahmen sind Umstrukturierungsinvestitionen (vgl. [1]).

A.8. Netzüberlastung

Netzüberlastungen sind kritische Netzzustände. Falls diese Zustände auftreten, muss ein VNB eingreifen, um den Netzzustand in einen stabilen Bereich zurück zuführen. In der Arbeit wird zwischen *spannungsbedingten* und *thermisch bedingten* Netzüberlastungen unterschieden. Eine *spannungsbedingte* Netzüberlastung tritt auf, falls der Betrag der komplexen Netzspannung an einem Netzknoten U_i um $\pm 4\%$ vom Nennwert der Netzspannung U_{nenn} abweicht. *Thermisch bedingte* Netzüberlastungen treten auf, sobald der Betrag des komplexen Strom über ein Kabel I_m den Nennwert des Kabelstroms $I_{m,nenn}$ überschreitet. Im Modell reagiert ein VNB auf *spannungsbedingte* Netzüberlastungen und *thermisch bedingte* Netzüberlastungen, indem er das Netz nach der Methodik aus Kapitel 4.4.2 ausbaut.

A.9. Netzzustand

Als Netzzustand ist die Gesamtheit aller elektrischer Größen an einem Netz zu einem Zeitpunkt definiert. In dieser Arbeit umfasst dies die Spannungen, Ströme und Leistungen an allen Netzbetriebsmitteln. Netzbetriebsmittel sind Transformatoren, Kabel und Leitungen. Die Höhe von Spannungen und Ströme an elektrischen Netzen ergibt sich durch die elektrische Leistungseinspeisung und Leistungsnachfrage sowie den physikalischen Parameter der Netzbetriebsmittel. Sobald sich Leistungen am Netz ändern, ändert sich daher auch der Netzzustand.

Der Netzzustand wird über eine Wechselstrom (AC)-Lastflussrechnung bestimmt (siehe Anhang B). Falls sich die Netzspannung an Netzknoten außerhalb eines definierte Spannungsbands bewegt oder die Ströme über Netz-

elemente einen zulässigen Wert überschreiten, entstehen kritische Netzzustände sogenannte Netzüberlastungen¹.

A.10. Photovoltaik-Anlage

Eine Photovoltaik (PV)-Anlage ist eine Anlage die Sonnenenergie in elektrischen Strom wandelt. Photovoltaik (PV)-Anlagen werden anhand verschiedener Technologien und nach ihrem Standort (Freiflächenanlagen und Gebäudeanlagen) klassifiziert. Siehe [7, 44, 149] für eine Beschreibung, wie PV-Anlagen technisch auf elektrische Netz einwirken. In dieser Arbeit wird keine Unterscheidung verschiedener PV-Technologien vorgenommen. Hinsichtlich des Standorts werden ausschließlich PV-Anlagen betrachtet, die mit Wohnhäusern verbunden sind. Freiflächenanlagen sind von der Betrachtung ausgenommen, da diese überwiegend an Mittelspannungsnetze angeschlossen sind und in der Arbeit ausschließlich Niederspannungsnetze betrachtet werden (siehe Kapitel 5.5).

¹Siehe Definition A.8.

B. Lastflussrechnung

B.1. Einleitung und Überblick

Im Folgenden wird der Lastfluss, der im Modell FLEXible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD) implementiert ist, hergeleitet. Diese Herleitung ist [141] und [164] entnommen.

Zunächst wird in Abschnitt B.2 ein Gleichungssystem aufgestellt. Hierfür wird das π -Ersatzschaltbild aus Kapitel 4.3 verwendet. In Abschnitt B.3 wird anschließend das Gauß-Seidel-Verfahren dargestellt. Das iterative Gauß-Seidel-Verfahren wird genutzt, um das Gleichungssystem zu lösen.

B.2. Beschreibung des Lastflusses als Gleichungssystem

Das Gleichungssystem bildet sich aus den Kirchhoffgleichungen¹ und dem Ohmschen Gesetz².

Nach dem ersten kirchhoffschen Gesetz fließt der gesamte elektrische Strom in einen Knoten auch wieder aus dem Knoten heraus. Die Summe aller Ströme am Knoten n_i muss daher zu jedem Zeitpunkt Null ergeben (siehe Abbildung 4.2b und Gleichung B.1).

$$\underline{I}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (\underline{I}_{i,k} + \underline{I}_{i,k,0}) = 0 = \underline{I}_i + \underline{I}_{i,1} + \underline{I}_{i,1,0} + \underline{I}_{i,2} + \underline{I}_{i,2,0} + \dots + \underline{I}_{i,n} + \underline{I}_{i,n,0} \quad (\text{B.1})$$

Das zweite kirchhoffsche Gesetz besagt, dass sich alle Spannungen entlang einer Masche zu Null summieren (siehe Abbildung 4.2b und Gleichung B.2).

$$- \underline{U}_i + \underline{U}_{i,k} + \underline{U}_k = 0 \text{ bzw. } \underline{U}_{i,k} = \underline{U}_i - \underline{U}_k \quad (\text{B.2})$$

¹Siehe Gleichung B.1 und B.2.

²Siehe Gleichung B.3.

Es gilt das ohmsche Gesetz für jedes Element einer Leitung. Im π -Ersatzschaltbild betrifft dies zwei kapazitive und ein induktives Element (siehe Abbildung 4.2b und Gleichung B.3):

$$\underline{Y}_{i,k} = \frac{I_{i,k}}{\underline{U}_{i,k}} \quad \text{und} \quad \underline{Y}_{i,k,0} = \frac{I_{i,k,0}}{\underline{U}_i} \quad (\text{B.3})$$

Aus den Gleichungen B.3 und B.2 folgt für die den Strom $I_{i,k}$ entlang einer Leitung:

$$I_{i,k} = Y_{i,k}(\underline{U}_i - U_k) \quad (\text{B.4})$$

Und für den Strom $I_{i,k,0}$ zum Nullpotential:

$$I_{i,k,0} = Y_{i,k,0}\underline{U}_i \quad (\text{B.5})$$

Somit lässt sich Gleichung B.1 auch so darstellen:

$$-I_i = Y_{i,1}(\underline{U}_i - U_1) + Y_{i,1,0}\underline{U}_i + Y_{i,2}(\underline{U}_i - U_2) + Y_{i,2,0}\underline{U}_i + \dots + Y_{i,n}(\underline{U}_i - U_n) + Y_{i,n,0}\underline{U}_i \quad (\text{B.6})$$

Ausmultiplizieren und Zusammenfassen von Gleichung B.6 führt zu:

$$-I_i = \underline{U}_i(Y_{i,1} + Y_{i,1,0} + Y_{i,2} + Y_{i,2,0} + \dots + Y_{i,n} + Y_{i,n,0}) - U_1 Y_{i,1} - U_2 Y_{i,2} - \dots - U_n Y_{i,n} \quad (\text{B.7})$$

Für alle Knoten $n_i = n_1$ bis n_n geht Gleichungen B.7 in das Gleichungssystem B.8 über.

$$\begin{pmatrix} y_{1,1} & y_{1,2} & \cdots & y_{1,n} \\ y_{2,1} & y_{2,2} & \cdots & y_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n,1} & y_{n,2} & \cdots & y_{n,n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} \quad (\text{B.8})$$

Die Knotenspannungen \underline{U}_i und Knotenströme I_i werden für alle $i = 1$ zum Spannungsvektor \underline{U} und Stromvektor \underline{I} zusammengefasst. Die Matrix \underline{Y} wird Knotenadmittanzmatrix (KAM) genannt.

$$KAM =: \begin{pmatrix} y_{1,1} & y_{1,2} & \cdots & y_{1,n} \\ y_{2,1} & y_{2,2} & \cdots & y_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{m,1} & y_{m,2} & \cdots & y_{m,n} \end{pmatrix} = \underline{Y} \quad (\text{B.9})$$

Aus Gleichung B.7 folgt für die Elemente der KAM, dass für $y_{i,i}$

$$y_{i,i} = - \sum_{k=1}^n (Y_{i,k} + Y_{i,k,0}) \quad (\text{B.10})$$

und für $y_{i,k}$

$$y_{i,k} = y_{k,i} = \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{i,k} \quad (\text{B.11})$$

gilt.

Hiermit ist ein elektrisches Netzwerk aus Kabeln und Leitungen mathematisch beschrieben.

Bei der Berechnung elektrischer Netze sind in der Regel die Leitung- und Kabelparameter sowie die Topologie der Leitungen und Kabel bekannt. Somit ist auch die KAM $\underline{\mathbf{Y}}$ bestimmt. Neben der KAM sind an elektrischen Netzen in der Regel lediglich die Knotenleistungen $\underline{\mathbf{S}}$ bekannt. Allerdings sind häufig die Knotenspannungen $\underline{\mathbf{U}}$ und die Knotenströme $\underline{\mathbf{I}}$ unbekannt.

Für diesen Fall besteht das Gleichungssystem B.8 aus doppelt so vielen Unbekannten wie Gleichungen und kann daher nicht direkt gelöst werden. $\underline{\mathbf{U}}$ und $\underline{\mathbf{I}}$ müssen hier numerisch bzw. über ein iteratives Verfahren bestimmt werden.

B.3. Lösen elektrischer Netzwerke mit dem Gauß-Seidel-Verfahren

Im Folgendem wird das Gauß-Seidel-Verfahren beschrieben, mit dem sich alle $\underline{\mathbf{U}}$ und $\underline{\mathbf{I}}$ bestimmen lassen.

Die Knotenleistung \underline{S}_i an einem Knoten n_i setzt sich aus dem Produkt der Knotenspannung \underline{U}_i und dem konjugiert komplexen Knotenstrom \underline{I}_i^* zusammen (siehe Gleichung B.12).

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* \quad (\text{B.12})$$

Um die Knotenströme und Knotenspannungen zu bestimmen, wird Gleichung B.12 umgeformt.

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{Q}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \quad (\text{B.13})$$

Aus dem Gleichungssystem B.8 und Gleichung B.13 folgt das Gleichungssystem B.14.

$$\begin{pmatrix} y_{1,1} & y_{1,2} & \cdots & y_{1,n} \\ y_{2,1} & y_{2,2} & \cdots & y_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n,1} & y_{n,2} & \cdots & y_{n,n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{P_1 - jQ_1}{U_1^*} \\ \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^*} \\ \vdots \\ \frac{P_n - jQ_n}{U_n^*} \end{pmatrix} \quad (\text{B.14})$$

Über einen Knoten muss das Netz mit Strom versorgt werden. Dieser Knoten repräsentiert die Verbindung zur nächst höheren Netzebene und wird *Ausgleichsknoten* oder *slack bus* genannt. Für das Berechnungsverfahren wird angenommen, dass an diesem Knoten die Nennspannung konstant bleibt. Zudem wird angenommen, dass der Knoten beliebig viel Wirkleistung und Blindleistung bereitstellen kann. Somit kann das Gleichungssystem B.14 um die Spalte und Zeile, die den Ausgleichsknoten repräsentiert, verkürzt werden. Die verkürzte KAM wird dann *verkürzte Knotenadmittanzmatrix (vKAM)* genannt. Falls Knoten n_1 der Ausgleichsknoten ist, reduziert sich das Gleichungssystem B.14 zu:

$$\begin{pmatrix} y_{2,2} & \cdots & y_{2,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n,2} & \cdots & y_{n,n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^*} \\ \vdots \\ \frac{P_n - jQ_n}{U_n^*} \end{pmatrix} \quad (\text{B.15})$$

Bekannt sind die Leitung- und Kabelparameter, die in Gleichung B.9 dargestellt sind. Unbekannt sind die Ströme und Spannungen. Bekannt ist allerdings, dass die Knotenspannungen in etwa im Bereich der Nennspannung des Netzwerks liegen. Zudem sind die Knotenleistungen bekannt. Somit können mit Gleichung B.16 im ersten Iterationsschritt $\nu = 1$ näherungsweise die Knotenströme \underline{I}_i^* für alle Knoten bestimmt werden.

$$\underline{I}_i^{(\nu)} = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^{(\nu)*}} \quad (\text{B.16})$$

Anschließend werden mit den errechneten Strömen und dem Gleichungssystem B.14 die Spannungen des Spannungsvektor $\underline{U}^{(\nu+1)}$ näherungsweise bestimmt (siehe Gleichung B.17).

$$\underline{U}^{(\nu+1)} = \underline{Y}^{-1} \underline{I}^{(\nu)} \quad (\text{B.17})$$

bzw. ausmultipliziert für alle $i = 1$ bis n :

$$\underline{U}_i^{\nu+1} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[\underline{I}_{ii} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k^{\nu+1} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k^{\nu} \right] \quad (\text{B.18})$$

Mit den aktualisierten Knotenspannungen und Gleichung B.16 werden erneut für $\nu = \nu + 1$ die Knotenströme berechnet. Anschließend werden die Knotenspannungen mit Gleichung B.18 weiter angenähert. Dies wird wiederholt bis das Konvergenzkriterium B.19 für alle Knoten erfüllt ist.

$$|\underline{U}_i^{(\nu_{end})} \underline{I}_i^{(\nu_{end})^*} - \underline{S}_i| \leq \epsilon = 0.001 \quad (\text{B.19})$$

Das Verfahren konvergiert in der Regel nach wenigen Iterationen. Bei sehr großen Knotenleistungen und schwachen Netzen kann es dennoch sein, dass das Verfahren keine Lösung findet.

C. Eingangsdaten

C.1. Haushaltsprofile

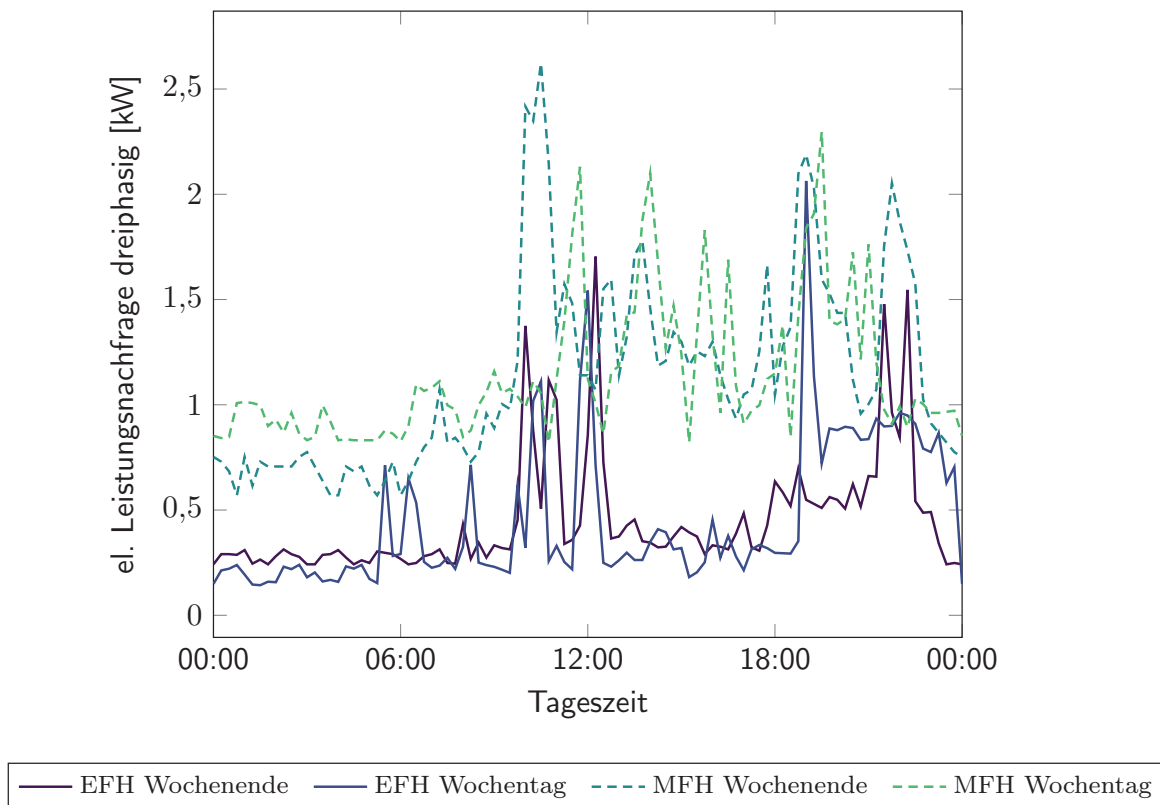


Abbildung C.1.: Stromnachfrage von Einfamilienhäusern (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) differenziert nach Wochentagen und Wochenendtagen für sonniges Wetter in der Übergangszeit

C.2. Photovoltaikprofil

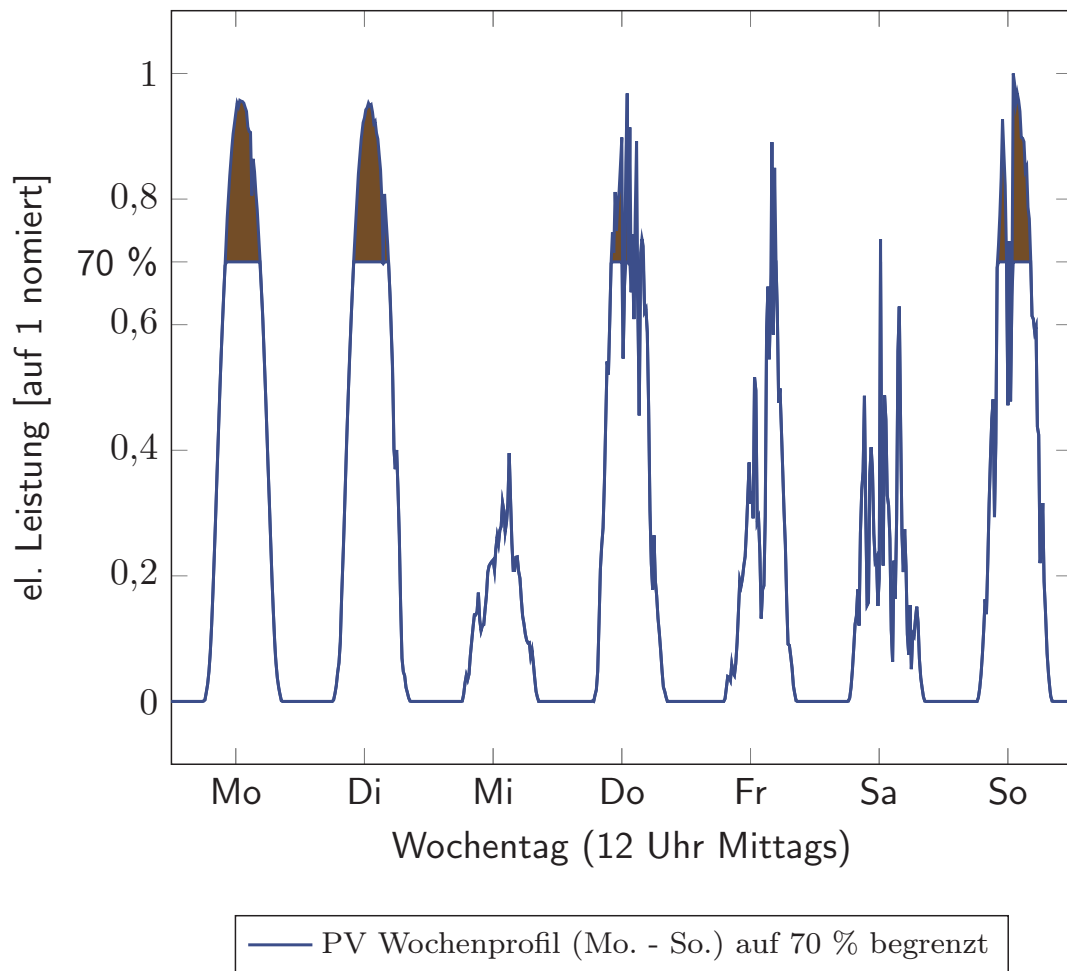


Abbildung C.2.: Erzeugung durch Photovoltaik (PV)-Anlagen aus [15]

D. Veröffentlichungen

Teile dieser Arbeit sind in Projektberichten, in Büchern, als Konferenz- und Journalbeiträgen veröffentlicht bzw. sind eingereicht und/oder unter Review. Zudem beinhaltet der Anhang die Beschreibung des elektrischen Lastflusses. Diese Beschreibung ist [141] und [164] entnommen und nutzt der Autor im Zuge eines Lehrauftrages an der Technischen Hochschule Bingen. Tabelle D.1 gibt eine Übersicht zu Teilen der Arbeit, die publiziert sind und deren Inhalte in die Arbeit einfließen.

Tabelle D.1.: Liste von Veröffentlichungen, die im Rahmen dieser Dissertation entstanden sind.

Veröffentlichung	Kapitel	Quelle
Marwitz, S.; Olk, C. (2018): Extension algorithm for generic low-voltage networks. Journal of Physics: Conference Series	4.4.2	[101]
Marwitz, S. (2017): Beiträge im Energiekompendium (für die Dissertation die Beiträge zu <i>Bottom-Up-Modell</i> und <i>Top-Down-Modell</i> verwendet) In: Hirzel, S. (Eds.): EnArgus Energiekompendium: Ein Nachschlagewerk für Grundbegriffe, Konzepte und Technologien, Fraunhofer Verlag.	3.1	[76]
Haendel, M.; Marwitz, S. (2017): Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien	7.2	[73]

D. Veröffentlichungen

Veröffentlichung	Kapitel	Quelle
Marwitz, S.; Elsland, R. (2017): Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien	7.1	[97]
Marwitz, S.; Klobasa, M.; Dallinger, D. (2016): Comparison of control strategies for electric vehicles on a low voltage level electrical distribution grid. In: Bertsch, V.; Fichtner, W.; Heuveline, V.; Leibfried, Th. (Eds.): Advances in Energy System Optimization. Proceedings of the first International Symposium on Energy System Optimization. eBook, Springer Verlag.	1.2, 2.2.2, 4.6, 6.2	[99]
Marwitz, S.; Klobasa, M. (2016): Auswirkungen von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz. 14. Symposium Energieinnovation, 10.-14.02.2016 Graz/Austria	1.2, 2.2.2, 4.6, 6	[98]
Klingler, A.; Marwitz, S. (2016): Can residential self-consumption contribute to load reduction in low-voltage grids? 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz/Austria	7	[89]
Dallinger, D.; Kohrs, R.; Mierau, M.; Marwitz, S.; Wesche, J. (2015): Plug-in electric vehicles automated charging control. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 04/2015, Fraunhofer ISI Karlsruhe	2, 4	[39]

Veröffentlichung	Kapitel	Quelle
Dallinger, D.; Kohrs, R.; Mierau, M.; Marwitz, S.; Wesche, J. (2016): Plug-In Electric Vehicles' Automated Charging Control: iZEUS Project. In: Veneri, Ottorino (Hrsg.) (2017): Technologies and Applications for Smart Charging of Electric and Plug-in Hybrid Vehicles. Springer Verlag, Cham Switzerland.	2, 4	[40]
Marwitz, S.; Klobasa, M.; Wietschel, M. (2016): Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze. Endbericht im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Fraunhofer ISI, Karlsruhe.	1, 3, 4, 5, 6, 7	[100]
Marwitz, S. (2016): Einführung in die Berechnung und Auslegung elektrischer Netze. Script aus einem Lehrauftrag an der Technischen Hochschule Bingen	Anhang B	
Friedrichsen, N.; Hilpert, J.; Klobasa, M.; Marwitz, S.; Sailer, F. (2016): Anforderungen der Integration der Erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung. Endbericht - Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems. Umweltbundesamt.	1, 2, 7	[60]
Michaelis, J.; Helms, H.; Noeren, D.; Dallmer-Zerbe, K.; Gnann, T.; Haendel, M.; Reinhard, C.; Marwitz, S. (2015): Energie und Umwelt: Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030. Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg. Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Germany.	1, 2	[105]

D. Veröffentlichungen

Veröffentlichung	Kapitel	Quelle
Michaelis, J.; Eichhammer, W.; Marwitz, S.; Wietschel, M. (2016): Flexible energy system building blocks, Reader for the participants of: Transregional Workshop on Solar Power Plants, 12th of October 2016, Abu Dhabi, Hosted by: BMUB with support of GIZ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Germany.	1, 2	[106]
Friedrichsen, N.; Michaelis, J.; Wietschel, M.; Marwitz, S. (2014): Marktpotenzialstudie des Hybriden Stadtspeichers, AP 7 des Projektes “Speicherstadt / Der Hybride Stadtspeicher”. Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Germany.	1, 2	[61]
Marwitz, S. (2012): Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen. Masterarbeit. Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe.	2, 4.6.2	[96]

Abbildungsverzeichnis

2.1. Forschungslücke der Arbeit	7
4.1. Methodischer Überblick: das Simulationsmodell FLEX-GOLD	48
4.2. Kabel: Aufbau und elektrisches Ersatzschaltbild	50
4.3. Abbildung von Netzausbau: Überblick	53
4.4. Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen: direktes Verfahren . .	63
4.5. Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen: indirektes Verfahren .	65
4.6. Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen: autonomes Verfahren (1)	67
4.7. Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen: autonomes Verfahren (2)	68
5.1. Netzempfindlichkeiten deutscher Niederspannungsnetze	75
5.2. Elektrische Niederspannungsnetztopologien	76
5.3. Verteilung der installierten Photovoltaik-Leistung	85
5.4. Photovoltaik-Leistung auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen	87
5.5. Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik- Anlagen	93
6.1. Netztopologie zum Testen von Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge	96
6.2. Einfluss von Steuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge auf elektrische Netzspannungen	99
6.3. Maximale Spannungsabweichungen	103
6.4. Absolute Netzinvestitionen	107
6.5. Zusätzliche spezifische Netznutzungsentgelte	111
6.6. Investitionsbedarf nach Photovoltaik- und Elektrofahrzeug- Leistung	114
6.7. Netzauslastung und Netznutzungsentgelte	118
6.8. Netzinvestitionen nach Haushaltsgruppen (1)	124
6.9. Netzinvestitionen nach Haushaltsgruppen (2)	125
C.1. Verwendete Haushaltsprofile	xi
C.2. Verwendete Photovoltaikprofile	xii

Tabellenverzeichnis

2.1. Methodische Ansätze zur Abbildung von Netzüberlastungen, von Netzinvestitionen und von Netznutzungsentgelten	27
3.1. Modellanforderungen: Netze	34
3.2. Modellanforderungen: Haushalte und Photovoltaik-Anlagen .	38
3.3. Modellanforderungen: Elektrofahrzeuge	41
5.1. Netzparameter	78
5.2. Haushalte im ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz	79
5.3. Personenkraftwagenbestand in Deutschland	80
5.4. Simulierte Elektrofahrzeugtypen	81
5.5. Detaillierte Darstellung: Elektrofahrzeug-Durchdringung . . .	83
5.6. Detaillierte Darstellung: Photovoltaik-Durchdringung	89
5.7. Zusammenfassung: Elektrofahrzeug- und Photovoltaik-Durchdringungen	92
D.1. Veröffentlichungen im Rahmen dieser Dissertation	xiii

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
ARegV	Anreizregulierung
BEV	Rein batteriebetriebenes Elektrofahrzeug, das Strom aus dem elektrischen Netz bezieht (engl. battery electric vehicle)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FLEX-GOLD	Netzmodell: FLEXible Grid and Stakeholder
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KAM	Knotenadmittanzmatrix
KBA	Kraftfahrtbundesamt
NNE	Netznutzungsentgelte
NSH	Nachtspeicherheizung
NUTS	Klassifizierung von Regionen in der Europäischen Union (franz. Nomenclature des unités territoriales statistiques)
PEV	Ein Elektrofahrzeug, das mit einem elektrischen Netz verbunden werden kann (engl. plug-in electric vehicle)
PHEV	Ein Elektrofahrzeug, das mit dem Netz verbunden werden kann, zudem kann es über einen Elektromotor und über einen alternativen Antrieb betrieben werden (engl. plug-in hybrid electric vehicle)
PKW	Personenkraftwagen
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
SOC	Batteriefüllstand (engl. state of charge)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung

StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TOU	Zeitabhängiger Elektrizitätstarif (engl. time of use)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Energiefluss vom Fahrzeug zum Netz (engl. vehicle to grid)
V2H	Energiefluss vom Fahrzeug zum Haus (engl. vehicle to home)
vKAM	Verkürzte Knotenadmittanzmatrix
VNB	Verteilnetzbetreiber

Formelverzeichnis

0	Referenz-, Erd-, bzw. Nullpotenzial
\mathcal{N}	Alle Knoten eines Netzes
n_i	Netzknoten i des Netzes
n_k	Netzknoten k des Netzes
n_s	Selektierter Knoten, der innerhalb des Netzausbaualgorithmus geprüft wird
$n_{c_s}^*$	Knoten am anderen Ende von c_s bezogen auf den Knoten n
n_s^*	Knoten auf der anderen Seite von n_s
$n_{c_s, \text{niedrig}}$	Knoten mit der niedrigeren Spannung am Kabel c_s
$n_{c_s, \text{hoch}}$	Knoten mit der höheren Spannung am Kabel c_s
$n_{c_s, \text{niedrig}}^*$	Knoten des anderen Kabelendes von c_s bezogen auf n_s in Richtung niedriger Spannungen
$n_{c_s, \text{hoch}}^*$	Knoten des anderen Kabelendes von c_s bezogen auf n_s in Richtung höherer Spannungen
$n_{\mathcal{S}_C, U_{\text{max}}}$	Knoten mit der höchsten Knotenspannung aller Knoten, die mit Kabeln aus der Sequenz von Kabeln \mathcal{S}_C verbunden sind
$n_{\mathcal{S}_C, U_{\text{min}}}$	Knoten mit der niedrigsten Knotenspannung von Knoten, die mit Kabeln aus der Sequenz von Kabeln \mathcal{S}_C verbunden sind
$n_{\mathcal{S}_N, U_{\text{max}}}$	Knoten mit der höchsten Knotenspannung aller Knoten aus der Sequenz von Knoten \mathcal{S}_N
$n_{\mathcal{S}_N, U_{\text{min}}}$	Knoten mit der niedrigsten Knotenspannung aller Knoten aus der Sequenz von Knoten \mathcal{S}_N
$n_{\Delta U_{\text{max}}}$	Knoten mit der stärksten spannungsbedingten Netzüberlastung aller Knoten des Netzes \mathcal{N}
\mathcal{S}_N	Eine Sequenz von Knoten in einem Netz
\mathcal{C}	Alle Kabel (und Leitungen) eines Netzes

\mathcal{C}_{n_s}	Alle Kabel, die mit dem Knoten n_s verbunden sind
$\mathcal{C}_{n_{c_s},niedrig}$	Alle Kabel, die mit dem Knoten mit niedrigerer Spannung $n_{c_s,niedrig}$ des Kabels c_s verbunden sind
$\mathcal{C}_{n_{c_s},hoch}$	Alle Kabel, die mit dem Knoten mit höherer Spannung $n_{c_s,hoch}$ des Kabels c_s verbunden sind
\mathcal{S}_C	Eine Sequenz von Kabeln und/oder Leitungen in einem Netz
c_m	Ein Kabel oder eine Leitung des Netzes
c_s	Selektiertes Kabel, das innerhalb des Netzausbaualgorithmus geprüft wird
$c_{s,niedrig}$	Gefundenes Kabel in Richtung niedrigerer Netzspannungen
$c_{s,hoch}$	Gefundenes Kabel in Richtung höherer Netzspannungen
$c_{I,max}$	Das Kabel oder die Leitung mit der höchsten thermischen Überlastung
$c_{s,U_{max}}$	Das Kabel, das mit $n_{\mathcal{S}_C,U_{max}}$ verbunden ist
$c_{s,U_{min}}$	Das Kabel, das mit $n_{\mathcal{S}_C,U_{min}}$ verbunden ist
\mathcal{T}	Alle Transformatoren eines Netzes
tr	Ein Transformator des Netzes
$\underline{\mathbf{I}}$	Stromvektor: enthält alle Knotenströme
\underline{I}_i	Komplexer elektrischer Strom am Knoten n_i
I_m	Betrag des Stroms über das Kabel oder die Leitung c_m
\underline{I}_m	Komplexer elektrischer Strom über das Kabel c_m
$I_{m,nenn}$	Nennstrom eines Kabels oder einer Leitung c_m
$\underline{\mathbf{U}}$	Spannungsvektor: enthält alle Knotenspannungen
\underline{U}_i	Komplexe elektrische Spannung am Knoten n_i
U_i	Betrag der Spannung am Knoten n_i
$U_{i,t}$	Betrag der Spannung am Knoten n_i zum Zeitpunkt t
U_s	Betrag der Spannung am selektierten Knoten n_s
U_{nenn}	Nennwert der Netzspannung

\underline{S}	Leistungsvektor: enthält alle komplexen Knotenleistungen
\underline{S}_i	Komplexe elektrische Leistung am Knoten n_i
S_i	Elektrische Scheinleistung am Knoten n_i : $ \underline{S}_i $
S_{max}	Maximale Leistung eines Elektrofahrzeugs
Q_i	Elektrische Blindleistung am Knoten n_i : $\Im(\underline{S}_i)$
$Q_{i,t}$	Elektrische Blindleistung am Knoten n_i zum Zeitpunkt t
$Q_{PEV,i,t}$	Elektrische Blindleistung eines Elektrofahrzeugs zum Zeitpunkt t am Knoten n_i
P_i	Elektrische Wirkleistung am Knoten n_i : $\Re(\underline{S}_i)$
$P_{i,t}$	Elektrische Wirkleistung am Knoten n_i zum Zeitpunkt t
$P_{PEV,i,t}$	Elektrische Wirkleistung eines Elektrofahrzeugs zum Zeitpunkt t am Knoten n_i
$P_{max,i,t}$	Maximal zulässige Wirkleistung zum Zeitpunkt t am Knoten n_i
$P_{i,t}$	Gesamte Wirkleistung zum Zeitpunkt t am Knoten n_i
\underline{Z}	Komplexer elektrischer Widerstand (Impedanz)
\underline{Y}	Knotenadmittanzmatrix (KAM): repräsentiert das elektrische Netz
\underline{Y}	Komplexer elektrischer Leitwert (Admittanz)
$\underline{Y}_{i,k}$	RL-Element zwischen Knoten n_i und Knoten n_k
$\underline{Y}_{i,k,0}$	GC-Element zwischen Knoten n_i und Nullpotential
$\underline{Y}_{k,i,0}$	GC-Element zwischen Knoten n_k und Nullpotential
$E_{PEV,PV}$	Jährliche Stromnachfrage, falls Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen mit dem Netz verbunden sind
E_{Ref}	Jährliche Stromnachfrage, falls keine Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen mit dem Netz verbunden sind
ΔA_{Netz}	Änderung der Auslastung eines elektrischen Netzes

ΔF_{NNE}	Ein Faktor, um den sich bestehende Netznutzungsentgelte durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen im Netz ändern
ϵ	Fehlertoleranz
L'	Induktivitätsbelag eines Kabels
C'	Kapazitätsbelag eines Kabels
R'	Widerstandsbelag eines Kabels
l	Länge eines Kabels und einer Leitung
ν	Iterationsschritt des Gauß-Seidel-Verfahrens
ρ	Bevölkerungsdichte
$F_{Entlastung}$	Entlastungsfaktor für den Netzausbau
t	Simulationszeitschritt
$t_{Abfahrt}$	Abfahrzeitpunkt eines Elektrofahrzeugs
$t_{Ankunft}$	Ankunftszeitpunkt eines Elektrofahrzeugs
T_{Stand}	Standzeit eines Elektrofahrzeugs

Literatur

- [1] T. Ackermann u. a. *Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz*. Hrsg. von Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung. 2014. URL: <http://www.mwkel.rlp.de/File/Verteilnetzstudie-Rheinland-Pfalz-Endbericht-pdf/>.
- [2] R. N. Adams und M. A. Laughton. „Optimal planning of power networks using mixed-integer programming Part 1: Static and time-phased network synthesis“. In: *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers* 121.2 (1974), S. 139. ISSN: 00203270. DOI: 10.1049/piee.1974.0024.
- [3] *AEG Nachtspeicherofen 3 kW WSP 3010*. 2015. URL: <http://www.hme-technik.de/aeg-nachtspeicherofen-3-kw-wsp-3010.html> (besucht am 27. 08. 2015).
- [4] A.-C. Agricola u. a. *Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030: dena-Verteilnetzstudie*. 2012.
- [5] J. von Appen u. a. „Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (2014), S. 1002–1009. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116.
- [6] Avacon AG/HSN Magdeburg GmbH u. a. *Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV Flächennetzbetreiber 2015 in Ostdeutschland*. 2015. URL: <https://www.e-dis.de/cps/rde/xbcr/edis/Netzausbauplan-der-FNB-Ost-NAP-2015.pdf>.
- [7] R. Barth. „Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen: Eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes“. Dissertation. Stuttgart: Universität Stuttgart, 2013. URL: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2013/8623>.
- [8] C. Bellard u. a. „Impacts of climate change on the future of biodiversity“. In: *Ecology letters* 15.4 (2012), S. 365–377. ISSN: 1461-023X. DOI: 10.1111/j.1461-0248.2011.01736.x.

- [9] R. Bhandari und I. Stadler. „Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves“. In: *Solar Energy* 83.9 (2009), S. 1634–1644. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2009.06.001.
- [10] B. Biegel u. a. „Integration of flexible consumers in the ancillary service markets“. In: *Energy* 67 (2014), S. 479–489. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.01.073. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214000954>.
- [11] D. Biere, D. Dallinger und M. Wietschel. „Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33.2 (2009), S. 173–181. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-009-0020-2.
- [12] S. Biswas, S. K. Goswami und A. Chatterjee. „Optimum distributed generation placement with voltage sag effect minimization“. In: *Energy Conversion and Management* 53.1 (2012), S. 163–174. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2011.08.020.
- [13] T. Boßmann. „The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response: A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2015.
- [14] M. Braun. „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators: Technological and Economic Perspective“. Dissertation. 2008.
- [15] B. Brunner. „Netzsimulation von Elektrofahrzeugen zur optimierten Integration in das Verteilnetz“. Masterarbeit. Kassel: Universität Kassel, 2012.
- [16] J. Büchner u. a. „*Moderne Verteilernetze für Deutschland*“ (*Verteilernetzstudie*): Abschlussbericht. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2014.
- [17] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. *Elektromobilität (Umweltbonus)*. 2016. URL: <http://www.bafa.de/bafa/de/wirtschaftsfoerderung/elektromobilitaet/>.
- [18] Bundesministerium der Justiz. *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*: EEG. 2012.

-
- [19] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *StromNEV - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. 2015. URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>.
- [20] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *Elektromobilität*. 2017. URL: <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/elektromobilitaet.html>.
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2015*. Berlin, 2016.
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *IKT für Elektromobilität III*. 2017. URL: <http://www.digitale-technologien.de/DT/Navigation/DE/Foerderprogramme/IKT-EM-3/IKT-EM-3-Foerderprogramm/foerderung.html;jsessionid=088DC386FB0F74C1BBF7B6A40B189140>.
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Stromnetze der Zukunft*. 2016. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft.html>.
- [24] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Beschlusskammer 4: BK-16-160*. 5.10.2016.
- [25] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Monitoringbericht 2016*. Bonn, 2016. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte.html?nn=266276.
- [26] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Transparenz in der Netzentgeltbildung*. 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html.
- [27] Bundesregierung. *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. 2009.
- [28] Bundesregierung. *Regierungsprogramm Elektromobilität*. 2011.

- [29] Bundesregierung. *Weitere Steuervorteile für Elektroautos*. 2016. URL: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/05/2016-05-18-elektromobilitaet.html>.
- [30] Bundestag. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG)*.
- [31] Bundestag. *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016*. 2005. URL: http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [32] Bundestag. *Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr*. 7. November 2016.
- [33] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Netzentgeltsystematik Strom: Positionspapier*. 2015.
- [34] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Stromverbrauch im Haushalt: Energie-Info*. Berlin, 2014.
- [35] M. Castillo-Cagigal u. a. „PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector“. In: *Solar Energy* 85.9 (2011), S. 2338–2348. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.028.
- [36] K. Clement-Nyns, E. Haesen und J. Driesen. „The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 25.1 (2010), S. 371–380. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
- [37] D. Dallinger. „Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity“. Dissertation. Kassel: Universität Kassel, 2012.
- [38] D. Dallinger und M. Wietschel. „Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.5 (2012), S. 3370–3382. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.019.

-
- [39] D. Dallinger u. a. *Plug-in electric vehicles automated charging control*. Hrsg. von Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. Working Paper Sustainability und Innovation No. S 04/2015, Fraunhofer ISI Karlsruhe, 2015. URL: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP04-2015_PEV-automated-charging-control_marwitz_dallinger_wesche-et-al.pdf.
- [40] D. Dallinger u. a. „Plug-In Electric Vehicles’ Automated Charging Control: iZEUS Project“. In: *Technologies and Applications for Smart Charging of Electric and Plug-in Hybrid Vehicles*. Hrsg. von O. Veneri. Cham: Springer International Publishing, 2017, S. 209–241. ISBN: 978-3-319-43651-7. DOI: 10.1007/978-3-319-43651-7{ }6. URL: http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-43651-7_6.
- [41] K. Dallmer-Zerbe u. a. „Analysis of the Exploitation of EV Fast Charging to Prevent Extensive Grid Investments in Suburban Areas“. In: *Energy Technology 2.1* (2014), S. 54–63. ISSN: 21944288. DOI: 10.1002/ente.201300077.
- [42] C. Decker. „Regulating networks in decline“. In: *Journal of Regulatory Economics 49.3* (2016), S. 344–370. ISSN: 0922-680X. DOI: 10.1007/s11149-016-9300-z.
- [43] S. Deilami u. a. „Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid 2.3* (2011), S. 456–467. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2011.2159816.
- [44] E. Demirok u. a. „Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids“. In: *IEEE Journal of Photovoltaics 1.2* (2011), S. 174–182. ISSN: 2156-3381. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2011.2174821.
- [45] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). *EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE*. 2016. URL: <http://www.energymap.info/download.html>.
- [46] Deutsches Institut für Normung e.V. *Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen*. 2013.
- [47] Deutsches Institut für Normung e.V. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010*. 2010.

- [48] DIgSILENT. *PowerFactory*. 2016. URL: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>.
- [49] A. Dukpa, B. Venkatesh und M. El-Hawary. „Application of continuation power flow method in radial distribution systems“. In: *Electric Power Systems Research* 79.11 (2009), S. 1503–1510. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2009.05.003.
- [50] M. Ehsani, M. Falahi und S. Lotfifard. „Vehicle to Grid Services: Potential and Applications“. In: *Energies* 5.12 (2012), S. 4076–4090. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en5104076.
- [51] R. Elsland u. a. *NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM: Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile: - Begleitgutachten -*. Karlsruhe, 2016.
- [52] EnergieAgentur.NRW. *Erhebung: Wo im Haushalt bleibt der Strom? Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten*. 2011. URL: <http://www.energieagentur.nrw.de/presse/singles-verbrauchen-strom-anders-15327.asp>.
- [53] ene't. *Netznutzung Strom - ene't GmbH*. Hückelhoven, 2016. URL: <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten/netznutzung-strom>.
- [54] Europäische Kommission. *SET-Plan ACTION No. 7 – Draft Declaration of Intent: "Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward"*. 2016.
- [55] European Climate Foundation. *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low carbon Europe*. 2010.
- [56] M. Falahi u. a. „Potential Power Quality Benefits of Electric Vehicles“. In: *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* 4.4 (2013), S. 1016–1023. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2013.2263848.
- [57] W. Fichtner. *Emissionsrechte, Energie und Produktion: Verknappung der Umweltnutzung und produktionswirtschaftliche Planung*. Bd. 61. Technological economics. Berlin: Schmidt, 2005. ISBN: 9783503083855.
- [58] D. Fraunholz. „Identifikation von Kostenfunktionen für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen im Stromverteilnetz“. Bachelorarbeit. Heilbronn: Hochschule Heilbronn, 2014.

-
- [59] N. Friedrichsen, M. Klobasa und M. Pudlik. „Distribution network tariffs — The effect of decentralized generation and auto-consumption“. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2015, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216648.
- [60] N. Friedrichsen u. a. *Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung: Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems*. Hrsg. von Umweltbundesamt. 2016. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23_endbericht_netzentgelte_final.pdf.
- [61] N. Friedrichsen u. a. *Marktpotenzialstudie des Hybriden Stadtspeichers: AP 7 des Projektes „Speicherstadt / Der Hybride Stadtspeicher“*. Karlsruhe, 2014.
- [62] M. Frondel u. a. *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2008: Teilbericht für das Projekt Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2010 (Forschungsprojekt Nr. 54/09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, BMWi)*. 2011.
- [63] F. Genoese. „Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2013.
- [64] T. Gnann. „Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2015. ISBN: 978-3-8396-0933-0. URL: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-364342-15.pdf.
- [65] J. Gomez u. a. „Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits“. In: *Power Systems, IEEE Transactions on* 19.2 (2004), S. 996–1004. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825867.
- [66] T. Gönen und B. L. Foote. „Distribution-system planning using mixed-integer programming“. In: *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution* 128.2 (1981), S. 70. ISSN: 01437046. DOI: 10.1049/ip-c.1981.0010.

- [67] T. Gönen und I. J. Ramirez-Rosado. „Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning“. In: *IEEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution* 133.7 (1986), S. 397–408. ISSN: 0143-7046. DOI: 10.1049/ip-c:19860060.
- [68] I. Graabak u. a. *Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure “SUSPLAN” D1.1 Setup of SUSPLAN Scenarios*. 2009.
- [69] R. C. Green, L. Wang und M. Alam. „The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.1 (2011), S. 544–553. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2010.08.015.
- [70] M. Grond, J. Morren und H. Slootweg. „Requirements for advanced decision support tools in future distribution network planning“. In: *CIREN*. [London] und [Stevenage]: [Institution of Engineering and Technology] und [CIREN], 2013, S. 1046. ISBN: 978-1-84919-732-8. DOI: 10.1049/cp.2013.1050.
- [71] G. Gust. „Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen“. Masterarbeit. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [72] G. Gust u. a. „Decision support for distribution grid planning“. In: *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. IEEE, 2016, S. 1–7. ISBN: 978-1-4673-8463-6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514135.
- [73] M. Haendel und S. Marwitz. „Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen“. In: *10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien* (2017).
- [74] L. Hillemacher. „Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [75] F. Hinz u. a. *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland*. Stand 05/2014. Bd. 3. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014. ISBN: 978-3-86780-444-8. URL: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>.
- [76] S. Hirzel, Hrsg. *Energiekompendium. Ein Nachschlagewerk für Grundbegriffe, Konzepte und Technologien*. Fraunhofer Verlag, 2017. ISBN: 978-3-8396-1190-6.

-
- [77] W. Hu u. a. „Optimal Operation of Plug-In Electric Vehicles in Power Systems With High Wind Power Penetrations“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 4.3 (2013), S. 577–585. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2229304.
- [78] S. Huang u. a. „Voltage support from electric vehicles in distribution grid“. In: *Power Electronics and Applications*. 2013, S. 1–8. DOI: 10.1109/EPE.2013.6634344.
- [79] S. Iacovella u. a. „Double-layered control methodology combining price objective and grid constraints“. In: *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. 2013, S. 25–30. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2013.6687928.
- [80] International Energy Agency, IEA. *Global EV Outlook 2017: Two million and counting*. 2017. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf>.
- [81] A. Jahn und P. Graichen. *Entwicklung der Strom- Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu: Kurzanalyse | November 2016*. 2016. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Netzentgelte_2017/Agora_Netzentgelte_2017_16112016.pdf.
- [82] D. C. Jayasuriya u. a. „Modeling and validation of an unbalanced LV network using Smart Meter and SCADA inputs“. In: *2013 IEEE TENCON Spring Conference*, S. 386–390. DOI: 10.1109/TENCONSpring.2013.6584477.
- [83] JLDiaz. *How to improve the creation of repeating patterns with TikZ?* 2012. URL: <http://tex.stackexchange.com/questions/64764/how-to-improve-the-creation-of-repeating-patterns-with-tikz>.
- [84] P. Karsten u. a. *Assessing the status of electrification of the road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system: Specific Contract under Framework Contract EEA/ACC/13/003 LOT-1 Final Report – Task 2*. 2016.
- [85] W. Kempton u. a. „A test of vehicle-to-grid (V2G) for energy storage and frequency regulation in the PJM system: Results from an Industry-University Research Partnership“. In: *Results from an Industry-University Research Partnership* (2008), S. 1–32.

- [86] G. Kerber und R. Witzmann. „Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik“. In: (2007).
- [87] G. Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. Uelvesbüll: Der Andere Verl., 2011. ISBN: 3862471519.
- [88] S. K. Khator und L. C. Leung. „Power distribution planning: A review of models and issues“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 12.3 (1997), S. 1151–1159. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.630455.
- [89] A.-L. Klingler und S. Marwitz. „Can residential self-consumption contribute to load reduction in low-voltage grids?“ In: *4. Symposium Energieinnovation* (2016). URL: https://www.researchgate.net/profile/Anna_Lena_Klingler/publication/294721196_CAN_RESIDENTIAL_SELF-CONSUMPTION_CONTRIBUTE_TO_LOAD_REDUCTION_IN_LOW-VOLTAGE_GRIDS/links/56c332cb08ae8a6fab59f3a0/CAN-RESIDENTIAL-SELF-CONSUMPTION-CONTRIBUTE-TO-LOAD-REDUCTION-IN-LOW-VOLTAGE-GRIDS.pdf?origin=publication_detail.
- [90] Kraftfahrt-Bundesamt. *Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2015 gegenüber 1. Januar 2014 nach Segmenten und Modellreihen (Zulassungen ab 1990)*. 2015.
- [91] Kristien Clement-Nyns, Edwin Haesen und Johan Driesen. „The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid“. In: *Electric Power Systems Research* 81.1 (2011), S. 185–192. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2010.08.007. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002063>.
- [92] Y. W. Li und C.-N. Kao. „An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid“. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24.12 (2009), S. 2977–2988. ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2022828.
- [93] J. A. P. Lopes, F. J. Soares und P. M. R. Almeida. „Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System“. In: *Proceedings of the IEEE* 99.1 (2011), S. 168–183. ISSN: 0018-9219. DOI: 10.1109/JPROC.2010.2066250.

-
- [94] Lu Xia u. a. „A distributed electric vehicle charging management algorithm using only local measurements“. In: *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. 2014, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT.2014.6816420.
- [95] T. Lühn u. a. „Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38.3 (2014), S. 183–200. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-014-0134-z.
- [96] S. Marwitz. „Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen“. Masterarbeit. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2012.
- [97] S. Marwitz und R. Elsland. „Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen“. In: *10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien* (2017).
- [98] S. Marwitz und M. Klobasa. „Auswirkungen von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz“. In: *14. Symposium Energieinnovation* (2016).
- [99] S. Marwitz, M. Klobasa und D. Dallinger. „Comparison of control strategies for electric vehicles on a low voltage level electrical distribution grid“. In: *International Symposium on Energy System Optimization*. Heidelberg, 2015. URL: http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-51795-7_2.
- [100] S. Marwitz, M. Klobasa und M. Wietschel. *Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze*. 2016.
- [101] S. Marwitz und C. Olk. „Extension algorithm for generic low-voltage networks“. In: *Journal of Physics: Conference Series* 977 (2018), S. 012006. ISSN: 1742-6588. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012006.
- [102] A. S. Masoum u. a. „Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential networks with charging stations for peak shaving and loss minimisation considering voltage regulation“. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 5.8 (2011), S. 877. ISSN: 17518687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2010.0574.

- [103] A. S. Masoum u. a. „Impacts of battery charging rates of Plug-in Electric Vehicle on smart grid distribution systems“. In: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2010, S. 1–6. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638981.
- [104] MathWorks. *Simscape Power Systems*. 2016. URL: <http://de.mathworks.com/help/physmod/sps/index.html>.
- [105] J. Michaelis u. a. *Energie und Umwelt: Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030: Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg: Abschlussbericht*. Freiburg/Brsg., 2015. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-362440.html>.
- [106] J. Michaelis u. a. *Flexible energy system building blocks: Reader for the participants of: Transregional Workshop on Solar Power Plants, 12th of October 2016, Abu Dhabi: Hosted by: BMUB with support of GIZ*. Karlsruhe, 2016.
- [107] S. Mocci u. a. „Demand side integration in LV smart grids with multi-agent control system“. In: *Electric Power Systems Research* 125 (2015), S. 23–33. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.03.021.
- [108] Nationale Plattform Elektromobilität. *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3: Lade-Infrastruktur und Netzintegration*. 2010. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zwischenbericht-ag3,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [109] A. Navarro-Espinosa und P. Mancarella. „Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks“. In: *Applied Energy* 127 (2014), S. 249–266. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.026.
- [110] A. G. Neagoe-Stefana, A. C. Neagoe und A. C. Mandis. „Impact of charging electric vehicles in residential grid on the power losses and voltage plan“. In: *2014 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2014, S. 1–4. ISBN: 978-1-4799-6821-3. DOI: 10.1109/ISFEE.2014.7050603.
- [111] NEPLAN. *Optimal Distribution Network*. 2017. URL: <http://www.neplan.ch/description/optimal-distribution-network-2/>.

-
- [112] *Netzentwicklungsplan Strom 2013: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2013. URL: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/impressum-kontakt>.
- [113] P. Nobis, C. Pellingner und Staudacher Thomas. *eFlott: Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität Langfassung*. 2011.
- [114] P. Noothout u. a. „The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies“. In: *DiaCore report* (2016).
- [115] Office of Gas and Electricity Markets. *International review of cost recovery issues: A report by CEPA and TNEI*. 2017. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/international-review-cost-recovery-issues-report-cepa-and-tnei>.
- [116] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. *Klimaschutzszenario 2050: 1. Modellierungsrunde*. 2014.
- [117] Pacific Gas and Electric. *Electric vehicle time of the use tariff*. 2014. URL: <http://www.sdge.com/clean-energy/ev-rates> (besucht am 25. 08. 2015).
- [118] P. C. Paiva u. a. „Integral Planning of Primary–Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 20.2 (2005), S. 1134–1143. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846108.
- [119] F. Pavel u. a. *Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV. Endbericht: Projekt im Auftrag der Bundesnetzagentur*. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 2014.
- [120] J. Peas Lopes, F. J. Soares und P. Almeida. „Identifying management procedures to deal with connection of Electric Vehicles in the grid“. In: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. 2009, S. 1–8. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282155.
- [121] G. Pepermans u. a. „Distributed generation: Definition, benefits and issues“. In: *Energy Policy* 33.6 (2005), S. 787–798. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
- [122] B. Pfluger. „Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe’s power supply: A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2014. ISBN: 978-3-7315-0133-6.

- [123] L. Pieltain Fernandez u. a. „Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), S. 206–213. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.
- [124] J. R. Pillai und B. Bak-Jensen. „Impacts of electric vehicle loads on power distribution systems“. In: *IEEE VPPC 2010*. [Piscataway, N.J.]: IEEE, 2010, S. 1–6. ISBN: 978-1-4244-8220-7. DOI: 10.1109/VPPC.2010.5729191.
- [125] J. R. Pillai und B. Bak-Jensen. „Integration of Vehicle-to-Grid in the Western Danish Power System“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (2010). ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2010.2072938.
- [126] P. Plötz u. a. „Who will buy electric vehicles? Identifying early adopters in Germany“. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 67 (2014), S. 96–109. ISSN: 09658564. DOI: 10.1016/j.tra.2014.06.006.
- [127] P. Plötz u. a. „Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge—Langfassung“. In: *Studie im Auftrag der Acatech und der Nationalen Plattform Elektromobilität (AG7)*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (2013).
- [128] Prognos AG und Boos Hummel & Wegerich. *Mieterstrom: Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2017.
- [129] N. Prügler. „Current and future challenges of the electricity supply system: Economic analyses in the context of Smart Grids“. Dissertation. Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, 2013. URL: http://mmenergies.at/wa_files/Diss_Natalie_20Pru_CC_88ggler_FINAL.pdf.
- [130] W. Prügler u. a. „Active grid integration of distributed generation utilizing existing infrastructure more efficiently - an Austrian case study“. In: *2008 5th International Conference on the European Electricity Market (EEM 2008)*. 2008, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2008.4579040.
- [131] Y. G. Rebours u. a. „A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.1 (2007), S. 350–357. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.888963.

-
- [132] *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen: VDI 4655*. 2008.
- [133] M. Resch u. a. „Comparison of control strategies of residential PV storage systems“. In: *Proceedings 9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2015), Messe Düsseldorf, 9-11 March 2015*. 2015, S. 1–18.
- [134] P. Richardson, D. Flynn und A. Keane. „Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1 (2012), S. 268–279. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2158247.
- [135] M. Rohde u. a. „Regelbare Ortsnetztransformatoren: "Mehr Platz" im Spannungsband“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 10 (2013), S. 78–81.
- [136] A. Rost, B. Venkatesh und C. P. Diduch. „Distribution system with distributed generation load flow“. In: *IEEE* (2006), S. 55–60. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4059366.
- [137] B. Russell. *BBC interview on "Face to Face"*. 1959.
- [138] F. Samweber, K. Wachinger und S. Köppl. *Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)*. Hrsg. von Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2017. URL: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/521-merit-order-netz-ausbau-2030-mona-2030>.
- [139] P. Schätzberger. „Ausblick auf intelligente Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen“. Masterarbeit. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2016.
- [140] A. Schroeder. „Modeling storage and demand management in power distribution grids“. In: *Applied Energy* (2011), S. 4700–4712.
- [141] A. J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 2. Aufl. Berlin: Springer Berlin, 2009. ISBN: 3642219586.
- [142] F. Sensfuss. *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: An agent-based simulation approach*. Bd. Nr. 188. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 16, Technik und Wirtschaft. Düsseldorf: VDI Verlag, 2008. ISBN: 3183188163.
- [143] J. Siddiqui und E. Hittinger. „Forecasting price parity for stand-alone hybrid solar microgrids: An international comparison“. In: *Energy Systems* (2017). ISSN: 1868-3967. DOI: 10.1007/s12667-017-0237-9.

- [144] SMA Solar Technology AG. *Die neue VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105)*. 2015. URL: <http://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/vde-anwendungsregel-4105.html>.
- [145] S. Sojoudi und S. H. Low. „Optimal charging of plug-in hybrid electric vehicles in smart grids“. In: *IEEE Power and Energy Society general meeting, 2011*. Piscataway, NJ: IEEE, 2011, S. 1–6. ISBN: 978-1-4577-1000-1. DOI: 10.1109/PES.2011.6039236.
- [146] Statistisches Bundesamt. *Grad der Verstädterung*. 2016. URL: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/BinnenhandelGastgewerbeTourismus/Tourismus/Glossar/GradVerstaedterung.html>.
- [147] Statistisches Bundesamt. *Länder & Regionen - Gemeindeverzeichnis - Gemeindeverzeichnis-Informationssystem (GV-ISys)*. 2013.
- [148] *Stellungnahme zur Ausgestaltung des § 14a EnWG auf Basis der Aufgabenstellung des BMWi vom 26. März 2013*. 2013.
- [149] T. Stetz, F. Marten und M. Braun. „Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 4.2 (2013), S. 534–542. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2198925.
- [150] T. Stetz u. a. „Methods for maintaining voltage limitations in medium voltage systems“. In: *VDE ETG Conference*. 2011.
- [151] O. Sundstrom und C. Binding. „Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.1 (2012), S. 26–37. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2011.2168431.
- [152] C. D. Thomas u. a. „Extinction risk from climate change“. In: *Nature* 427.6970 (2004), S. 145–148. ISSN: 0028-0836. DOI: 10.1038/nature02121.
- [153] P. van Zoest u. a. „Analysis of future electricity demand and supply in the low voltage distribution grid“. In: *Networking, Sensing and Control (ICNSC), 2014 IEEE 11th International Conference on*. 2014, S. 619–624. DOI: 10.1109/ICNSC.2014.6819697.
- [154] E. Veldman und R. A. Verzijlbergh. „Distribution Grid Impacts of Smart Electric Vehicle Charging From Different Perspectives“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.1 (2015), S. 333–342. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2014.2355494.

-
- [155] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. 10625 Berlin, 2011.
- [156] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *FNN-Studie: Statische Spannungshaltung: Weiterentwicklung der Stromnetze*. 2015. URL: <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/studien/Seiten/spg-haltung.aspx>.
- [157] R. A. Verzijlbergh. *The Power of Electric Vehicles-Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-actor Context*. TU Delft, Delft University of Technology, 2013.
- [158] K. Veum u. a. *Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure SUSPLAN D2.3*. 2010.
- [159] O. Warweg, A. Arnoldt und J. Ehrhardt. „Process approaches for the integration of controllable consumers and producers in the energy market, taking account of the distribution grid“. In: *2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2014, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2014.7028790.
- [160] C. Weiß u. a. *Deutsches Mobilitätspanel (MOP)–Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2014/2015: Alltagsmobilität und Fahrleistung*. 2016.
- [161] A. Werth, N. Kitamura und K. Tanaka. „Conceptual Study for Open Energy Systems: Distributed Energy Network Using Interconnected DC Nanogrids“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.4 (2015), S. 1621–1630. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2015.2408603.
- [162] W. U. Wien. *Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten regulierter Unternehmen in Europa*. 2006. URL: https://www.wu.ac.at/fileadmin/wu/d/ri/regulation/kapitalkostenstudie_2006.pdf.
- [163] M. Wietschel u. a. „Energietechnologien 2050–Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“. In: *Politikbericht*. Stuttgart (2010).
- [164] B. Wille-Hausmann. „Einsatz der symbolischen Modellreduktion zur Untersuchung der Betriebsführung im Smart Grid“. Diss. Fernuniversität in Hagen, 2011.

- [165] H. Willis und J. D. Northcote-green. „Comparison of Several Computerized Distribution Planning Methods“. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-104.1 (1985), S. 233–240. ISSN: 0018-9510. DOI: 10.1109/TPAS.1985.318918.
- [166] H. Wirth und K. Schneider. „Recent facts about photovoltaics in Germany“. In: *Report from Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Germany* (2014).
- [167] G. Wöhe. *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftlehre*. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München: Verlag Franz Vahlen, 1981. ISBN: 3800608901.
- [168] G. Wöhe, U. Döring und G. Brösel. *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 26. Auflage. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München: Vahlen, Franz, 2016. ISBN: 9783800650002.
- [169] S. Ying. „Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen“. Dissertation. Technische Universität Cottbus, 2011.
- [170] J. Y. Yong u. a. „A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49 (2015), S. 365–385. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.130.
- [171] Q. Zhang u. a. „Integration of PV power into future low-carbon smart electricity systems with EV and HP in Kansai Area, Japan“. In: *Renewable Energy* 44 (2012), S. 99–108. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.003.
- [172] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas. „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), S. 12–19. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [173] R. Zubo u. a. „Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2016). ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.036.

Getrieben durch den technologischen Wandel und Klimaschutzziele wird eine starke Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen erwartet. Diese Technologien beeinflussen elektrische Lasten, die Stromnachfrage aus elektrischen Niederspannungsnetzen und den Investitionsbedarf in diese Netze. Ziel dieser Arbeit ist es, diese technischen und ökonomischen Auswirkungen zu quantifizieren und in die aktuelle Netzentgeltsystematik einzuordnen. Um die zu erreichen, werden für das Jahr 2030 Durchdringungsszenarien für Photovoltaik-Anlagen und Elektromobilität erstellt. Zudem wird ein neuer Algorithmus zur Abbildung von Netzinvestitionsbedarf vorgestellt. Inhaltlich vergleicht diese Arbeit den Einfluss verschiedener Steuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen auf Netzbelastungen. Neben Netzbelastungen werden Netzauslastungen, Netzinvestitionen und Netznutzungsentgelte auf Niederspannungsebene für den Haushaltssektor ermittelt. Hierbei zeigt die Arbeit, welche ökonomischen Implikationen sich für verschiedene Haushaltstypen zukünftig ergeben könnten, die Netznutzungsentgelte über ihre Stromnachfrage aus dem Netz tragen.