
Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilnetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen

Kilian HELFENBEIN



MASTERARBEIT

HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT BERLIN

Im Studiengang:
REGENERATIVE ENERGIEEN

Am Fachbereich:
INGENIEURWISSENSCHAFTEN – ENERGIE UND INFORMATION

Berlin
25. April 2021

Betreuer*innen:
Prof. Dr.-Ing. Jan Hanno CARSTENS
Birgit SCHACHLER

Eigenständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass

- ich die vorliegende wissenschaftliche Arbeit selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt habe,
- ich andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt habe,
- ich die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe,
- die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfbehörde vorgelegen hat.

Berlin
25. April 2021



Kilian Helfenbein

Abstract

Electric vehicles will play a key role in decarbonizing the transport sector due to their higher efficiency compared to alternative technologies. With an increasing market ramp-up of electric vehicles the energy demand increases and especially in the case of uncoordinated charging, this will put additional stress on the distribution grids. For this reason, this thesis investigates whether grid-friendly charging strategies can support the grid integration of electric vehicles and in addition fluctuating renewables. Therefore, two preventive and one active charging strategies are evaluated. With *SimBEV*, a tool is co-developed for the creation of driving profiles and the determination of the charging demand of electric vehicles. The demand is allocated locally and transferred in the form of load time series to the spatially and temporally high-resolution grid models of five typical medium voltage grids including underlying low voltage grids. Subsequently, a load flow analysis is used to highlight any grid issues. Finally, the curtailment of load and generation necessary to solve any arising grid issues is determined. Based on these values, investigations are made about the extent to which the charging strategies are able to avoid or reduce critical grid stresses. A preventive charging strategy with reduced charging power can successfully reduce grid issues arising from high load. In contrast, a preventive charging strategy with alternating charge time windows can reduce the load-induced stresses only to a small extent. Furthermore, the preventive charging strategies also lead to an increase in the curtailment of fluctuating renewables, as the charging demand is reduced during periods of high feed-in. With the active charging strategy, which is dependent on the residual load in the grid, the curtailment of load is reduced more strongly in some cases, but less strongly in most cases than with the preventive charging strategy with reduced charging capacities. On the other hand, especially in photovoltaic-dominated grids, only the active charging strategy offers the potential to reduce the curtailment of generation and thus supports the grid integration of fluctuating renewables. The success of the active charging strategy depends strongly on the extent to which the global residual load in the medium voltage grid reflects the situations in the individual grid sections. Primarily in wind-dominated grids, the global residual load proves to be an insufficient optimization parameter, which leads to negative effects on the curtailment of load and generation.

Zusammenfassung

Direktelektrifizierten Fahrzeugen kommt aufgrund ihrer höheren Effizienz gegenüber alternativen Technologien eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors zu. Mit einem steigenden Hochlauf an elektrischen Personenkraftwagen erhöht sich der Bedarf an elektrischer Energie. Vor allem bei ungesteuerten Ladevorgängen kann dies zu Netzengpässen in den Verteilnetzen führen. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit untersucht, ob mit Hilfe von netzdienlichen Ladestrategien die Netzintegration von elektrischen Personenkraftwagen und erweiternd von fluktuierenden Erneuerbaren Energien unterstützt werden kann. Zu diesem Zweck werden zwei präventive und eine aktive Ladestrategie untersucht. Mit *SimBEV* wird ein Tool für die Erstellung von Fahrprofilen und der Ermittlung des Ladebedarfs von elektrischen Personenkraftwagen mitentwickelt. Der Bedarf wird örtlich allokiert und in Form von Lastzeitreihen in die räumlich und zeitlich hochaufgelösten Netzmodelle von fünf typischen Mittelspannungsnetzen inklusive darunterliegenden Niederspannungsnetzen überführt. Nachfolgend werden mit Hilfe einer Lastflussanalyse etwaige Netzprobleme aufgezeigt. Abschließend erfolgt eine Ermittlung des last- und erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs, welcher notwendig ist, um die Netzprobleme aufzulösen. Anhand dieser Werte werden Aussagen darüber getroffen, inwieweit die Ladestrategien dazu in der Lage sind, kritische Netzbelastungen zu vermeiden beziehungsweise zu reduzieren. Es zeigt sich, dass eine präventive Ladestrategie mit reduzierten Ladeleistungen erfolgreich die lastbedingten Belastungen der Netze senken kann. Demgegenüber können durch eine präventive Ladestrategie mit alternierenden Ladezeitfenstern die lastbedingten Belastungen nur in einem geringen Maße gemindert werden. Weiterhin führen die präventiven Ladestrategien auch zu einer Erhöhung des Abregelungsbedarfs von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, da sich der Ladebedarf in Zeiten hoher Einspeisung reduziert. Bei der aktiven Ladestrategie, welche sich an der Residuallast im Netzgebiet orientiert, kann der lastseitige Abregelungsbedarf in einzelnen Fällen stärker, aber in den meisten Fällen weniger stark als bei der präventiven Ladestrategie mit reduzierten Ladeleistungen gesenkt werden. Auf der anderen Seite bietet vor allem in Photovoltaik-dominierten Netzen ausschließlich die aktive Ladestrategie das Potential, den erzeugerseitigen Abregelungsbedarf zu senken und somit die Netzintegration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu unterstützen. Der Erfolg der aktiven Ladestrategie hängt stark davon ab, in welchem Maße die globale Residuallast im jeweiligen Mittelspannungsnetzgebiet die Situationen in den einzelnen Netzabschnitten widerspiegelt. So erweist sich primär in Wind-dominierten Netzen die globale Residuallast als unzureichende Optimierungsgröße, welches zu negativen Effekten auf den last- und erzeugerseitigen Abregelungsbedarf führt.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Akronyme	X
1. Einleitung	1
1.1. Motivation und Zielsetzung	1
1.2. Aufbau der Arbeit	2
2. Grundlegende Begriffe und Definitionen	3
2.1. Stromnetz	3
2.2. Elektromobilität	4
3. Auswertung bestehender Literatur und Einordnung der Arbeit	7
3.1. Fahrzeughochlauf	7
3.2. Methodik zur Modellierung der Elektromobilität	8
3.2.1. Bedarfsabschätzung	9
3.2.2. Ladestrategien	10
3.3. Abgrenzung zur vorliegenden Literatur	10
4. Methodik	11
4.1. Verwendete Verteilnetztopologien	11
4.1.1. Auswahl repräsentativer Verteilnetztopologien	11
4.1.2. Netzausbau	14
4.2. Erstellung der Fahrtprofile	14
4.2.1. Mobilität in Deutschland	14
4.2.2. SimBEV	15
4.2.3. Regionalisierung des Fahrzeugbestandes	16
4.3. Räumliche Verteilung der Ladevorgänge	17
4.3.1. Private Ladeinfrastruktur	17
4.3.2. Öffentliche Ladeinfrastruktur	18
4.3.3. Zuteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur	18
4.3.4. Netzintegration der Ladeinfrastruktur	19
4.4. Ladestrategien	20
4.4.1. Referenz-Laden	20
4.4.2. Ladegruppen	20
4.4.3. Reduziertes Laden	21
4.4.4. Residuallast-Laden	21
4.5. Überführung der Fahrtprofile in Lastzeitreihen	22
4.6. Netzuntersuchung	22
4.6.1. Ermittlung von Netzproblemen	23
4.6.2. Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die Auflösung von Netzüberlastungen	24
5. Szenariorahmen	26
5.1. Ergebnisse des Workshops – Neue Verbraucher und elektrische Flexibilitäten	26
5.2. Szenarien	26
5.2.1. Ausbau regenerativer Energien	26
5.2.2. Konventioneller Stromverbrauch	27
5.2.3. Wärmepumpen	27
5.2.4. Elektromobilität	28

5.3. Sensitivität Firmenparkplatz	33
6. Ergebnisse und Diskussion	34
6.1. Erzeugung und Charakteristik der Fahrtpreise	34
6.2. Verteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur	38
6.3. Auswirkungen der Ladestrategien	40
6.4. Abregelungsbedarf innerhalb der untersuchten Netze	42
6.4.1. PV-dominierte Netze	43
6.4.2. Wind-dominierte Netze	50
6.4.3. Last-dominiertes Netz	56
7. Schlussbetrachtung und Ausblick	62
A. Anhang	70
A.1. Szenariorahmen	70
A.2. Ergebnisse und Diskussion	73

Abbildungsverzeichnis

1.	Mögliche Betriebszustände der Ladetechnik von E-Pkw	5
2.	Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von BEV bis zum Jahr 2050	7
3.	Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von PHEV bis zum Jahr 2050	8
4.	Investitionsbedarf in die Verteilnetze bis zum Jahr 2050 je Spannungsebene	9
5.	Beispielhafte Darstellung des MS-Netzgebiets 176 mit allen Umspannwerken, Erzeugerkapazitäten und sonstigen Betriebsmitteln	11
6.	Kumulierte Wirkleistung von PV-, Wind- und sonstigen Erzeuger-Kapazitäten sowie die kumulierte konventionelle und mobilitätsbedingte Spitzenlast in den Referenznetzgebieten	12
7.	Repräsentierte Netzgebiete in Deutschland	13
8.	Abhängigkeit der Ladewahrscheinlichkeit vom SoC an öffentlichen Standorten . .	16
9.	Abhängigkeit des Anschlussleistungsfaktors von der kumulierten Leistung aller Ladepunkte einer Ladestation	19
10.	Einteilung der Ladepunkte eines NS-Stranges in die Gruppen A und B im Rahmen der Ladegruppen	21
11.	Umfang der Lastflussanalyse mit eDisGo	23
12.	Umfang der Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die Auflösung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberbelastungen	25
13.	E-Pkw-Lastprofil für Referenz-Laden im Netz 176 der simulierten Woche im Antriebswende-Szenario und der Sensitivität Firmenparkplatz	36
14.	E-Pkw-Dauerlastkurve für Referenz-Laden im Netz 176 der simulierten Woche im Antriebswende-Szenario und der Sensitivität Firmenparkplatz	37
15.	Geografische Verteilung der in das Netz integrierten Netzanschlusspunkte für Ladeinfrastruktur im Netz 176 für das Antriebswende-Szenario je Lade use case .	38
16.	Residuallast über ein Jahr im Netz 176 für das Antriebswende-Szenario	40
17.	Veränderung des durchschnittlichen und stündlichen Leistungsbedarfs von E-Pkw je Wochentag im Netz 176 für das Antriebswende-Szenario über ein Jahr in Abhängigkeit von der Ladestrategie	41
18.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176 und 1056	44
19.	Durchschnittliche Abregelung von Lasten im NEP C 2035 Szenario und Antriebswende-Szenario innerhalb von Woche MIN im Netz 176	45
20.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MAX gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176 und 1056	46
21.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176 und 1056	48
22.	Durchschnittliche Abregelung von fEE und Lasten innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für fEE und Lasten im Antriebswende-Szenario im Netz 1056	49
23.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 1690 und 1811	52
24.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MAX gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 1690 und 1811	53

25.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netze 1690	54
26.	Durchschnittliche Abregelung von fEE und Lasten innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für fEE und Lasten im Antriebswende-Szenario im Netz 1690	55
27.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN und Woche MAX gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netz 177 . .	58
28.	Durchschnittliche Abregelung von Lasten innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für Lasten im Antriebswende-Szenario im Netz 177	59
29.	Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netze 177	60

Tabellenverzeichnis

1.	Übliche Spannungen der Spannungsebenen im deutschen Verteilnetz	3
2.	Netz- und fahrzeugseitige Wirkleistung der Ladeinfrastruktur	5
3.	Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Kategorie der Referenznetzgebiete . .	12
4.	Anteil der Fahrtzwecke am Pkw-Verkehrsaufkommen	14
5.	Regionalstatistische Raumtypologien 7	15
6.	Mittlere jährliche Fahrleistung und mittlere Fahrweite für Pkw	15
7.	Zulässige Spannungsabweichungen der Betriebsmittel in der MS- und NS-Ebene .	24
8.	Hochlaufzahlen der regenerativen Erzeugerkapazitäten	27
9.	Hochlaufzahlen für Wärmepumpen	28
10.	E-Pkw Hochlaufzahlen je Szenario	28
11.	Aufteilung der E-Pkw auf die einzelnen Fahrzeugtypen und -klassen	28
12.	Maximale Ladeleistung und nutzbare Batteriekapazität je Fahrzeugklasse	29
13.	Durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch je Fahrzeugklasse	29
14.	Prozentuale Zuordnung der Lade use cases auf die Wegezwecke	30
15.	Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Lade use case	31
16.	Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegezweck	32
17.	Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen von Schnellladeinfrastruktur . .	32
18.	Anpassung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen für die Sensitivität Firmenparkplatz	33
19.	Anpassung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegezweck für die Sensitivität Firmenparkplatz	33
20.	Anzahl der Fahrzeuge in den Gemeinden der Referenznetzgebiete je Typ und Szenario	34
21.	Durchschnittliche Jahresfahrleistung mit Standardabweichung und maximale Jah- resfahrleistung von BEVs je untersuchter RegioStaR 7	35
22.	Durchschnittliche Stand- und Ladezeiten von Ladevorgängen Wegezweck Arbeit und nach Hause mit Standardabweichung	35
23.	Aufteilung in flexibilisierbare und nicht-flexibilisierbare Ladevorgänge nach dem Anteil des Gesamtenergiebedarfs der E-Pkw je Gemeinde mit Standardabweichung	35
24.	Anteil des in der NS-Ebene anfallenden Energiebedarfs vom Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur je Szenario	39
25.	Anzahl der NS-Netze je MS-Netzgebiet und maximaler Anteil eines NS-Netzes am Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur in den NS-Netzen in allen betrachteten Szenarien	39
26.	Spreizung der Residuallast zwischen dem maximalen Last- und Rückspeisefall in den Referenznetzgebieten und die prozentuale Veränderung der Spreizung aufgrund der Ladestrategien im Antriebswende-Szenario	40
27.	Untersuchte Wochen je Referenznetzgebiet	42
28.	Einspeisung von fEE und nicht-fEE sowie der Bedarf von sonstigen Lasten in den PV-dominierten Netzen in Woche MIN	43
29.	Ladebedarf der E-Pkw in den PV-dominierten Netzen je Szenario in Woche MIN	43
30.	Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	43
31.	Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	44
32.	Abregelungsbedarf von fEE in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	47
33.	Einspeisung von fEE und nicht-fEE sowie der Bedarf von sonstigen Lasten in den Wind-dominierten Netzen in Woche MIN	50
34.	Ladebedarf der E-Pkw in den Wind-dominierten Netzen je Szenario in Woche MIN	50

35.	Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	51
36.	Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	51
37.	Abregelungsbedarf von fEE in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN	54
38.	Einspeisung von fEE und nicht-fEE sowie der Bedarf von sonstigen Lasten im Last-dominierten Netz	56
39.	Ladebedarf der E-Pkw im Last-dominierten Netz je Szenario	56
40.	Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie	57
41.	Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie	57
42.	Abregelungsbedarf von fEE im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie	59
43.	Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von BEV bis zum Jahr 2050	70
44.	Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von PHEV bis zum Jahr 2050	71
45.	Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten am 1. Januar 2020 und Einteilung in Fahrzeugklassen	72
46.	Anteil der Fahrzeugklassen am Fahrzeugbestand am 1. Januar 2020	72
47.	Anzahl der simulierten Fahrzeuge je Typ, Klasse und Szenario	73
48.	Steckbrief für das Netz 176 für Woche MIN	74
49.	Steckbrief für das Netz 176 für Woche MAX	75
50.	Steckbrief für das Netz 1056 für Woche MIN	76
51.	Steckbrief für das Netz 1056 für Woche MAX	77
52.	Steckbrief für das Netz 1690 für Woche MIN	78
53.	Steckbrief für das Netz 1690 für Woche MAX	79
54.	Steckbrief für das Netz 1811 für Woche MIN	80
55.	Steckbrief für das Netz 1811 für Woche MAX	81
56.	Steckbrief für das Netz 177 für Woche MIN	82
57.	Steckbrief für das Netz 177 für Woche MAX	83
58.	Flexibilisierbarer Ladebedarf je MS-Netzgebiet und Szenario	84
59.	Verhältnis zwischen der Veränderung des erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs durch das Residuallast-Laden gegenüber dem Referenz-Laden und dem flexibilisierbaren Ladebedarf je Netzgebiet und Szenario	84

Akronyme

BEV	Battery electric vehicle
ding0	DIstribution Network Generat0r
E-Pkw	elektrischer Personenkraftwagen
eDisGo	electricity Distribution Grid optimization
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
G2V	Grid-to-vehicle
HPC	High Power Charging
HS	Hochspannung
ID	Identifikator
MiD 2017	Mobilität in Deutschland
MIV	motorisierter Individualverkehr
MQA	mittlere quadratische Abweichung
MS	Mittelspannung
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
OEP	Open Energy Platform
ONS	Ortsnetzstation
open_eGo	open electricity Grid optimization
OSM	OpenStreetMap
P	Wirkleistung
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
Pkw	Personenkraftwagen
POI	Point of interest
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
Q	Blindleistung
RegioStaR 7	regionalstatistische Raumtypologie 7
SimBEV	Simulative Battery Electric Vehicle
SoC	State of charge
USW	Umspannwerk
V2G	Vehicle-to-grid
WP	Wärmepumpe

1. Einleitung

1.1. Motivation und Zielsetzung

Durch die Verpflichtung der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor bis 2030 um 40 % bis 42 % [Bun19] zu senken, scheint eine rapide Steigerung der Durchdringung des Verkehrssektors mit Elektrofahrzeugen unumgänglich. Nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes ist ein zukünftiges Szenario mit einer hohen Durchdringung an direktelektrifizierten Fahrzeugen immer wahrscheinlicher. Auch sinkende Investitionskosten, ausgelöst durch einen starken Preisverfall bei der Batterietechnologie, und staatliche Subventionen spielen eine entscheidende Rolle. Zusätzlich wirken sich die Erweiterung des Angebots, wegfallende lokale Schadstoffemissionen und Effizienzvorteile gegenüber alternativen Technologien begünstigend auf den Markthochlauf aus. Ergänzend sollen durch den Aufbau von einer Million öffentlich-zugänglicher Ladepunkte bis 2030 [Die19] reale und psychologische Hemmnisse beim Erwerb von Elektrofahrzeugen abgebaut werden.

Die Ladung der Fahrzeuge kann mit moderaten Ladeleistungen im Eigenheim, in Wohnanlagen, auf Firmen- und Gewerbeparkplätzen, am Straßenrand oder auch bei hohen Ladeleistungen an Schnellladeinfrastruktur erfolgen. Da Elektrofahrzeuge über die Verteilnetze geladen werden, ist bei einer Zunahme des Fahrzeugbestandes mit einer Erhöhung von negativen Auswirkungen wie zunehmenden Netzverlusten, thermische Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen in Verteilnetzen zu rechnen [DNS11]. Neben der Anzahl an Elektrofahrzeugen hängt der Einfluss auf die Verteilnetze von vielen weiteren Faktoren ab. Hierzu zählen vor allem die Ladeleistung, der Zeitpunkt und Ort der Ladung, der aktuelle Netzzustand sowie die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge. Ladestrategien können einige dieser Faktoren und somit die Rückwirkungen auf die Verteilnetze beeinflussen. Parallel hierzu ist bereits heute aufgrund des zunehmenden Ausbaus **fluktuierender Erneuerbarer Energien (fEE)**, welche zu einem großen Teil in den Verteilnetzen angeschlossen werden [Ago17], eine starke Belastung der Verteilnetze zu vermerken. Durch die Wahl einer geeigneten Ladestrategie können Synergien zwischen Elektrofahrzeugen und **fEE** entstehen. Beispielsweise kann gezielt ein Ausgleich zwischen der Erzeugung von **fEE** und dem Energiebedarf der Elektrofahrzeuge geschaffen und so die Netzintegration von **fEE** unterstützt werden. Im Mittelpunkt dieser Arbeit steht deshalb die Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Ladestrategien, mit dem Ziel die Netzbelastung zu minimieren. Erweiternd soll geprüft werden, inwieweit die Netzintegration von **fEE** gefördert werden kann.

Diverse Studien haben sich bereits mit den Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf die Verteilnetze beschäftigt [AAR19] [Deu18] [TP18]. In der Regel erfolgt hierbei eine wirtschaftliche Gesamtrechnung der nötigen Investitionskosten in die Verteilnetze. Es zeigt sich, dass der Gesamtinvestitionsbedarf durch eine geeignete Ladestrategie stark gesenkt werden kann. Dabei ist anzunehmen, dass sich die untersuchten Ladestrategien in verschiedenen Netztypen unterschiedlich auswirken. Aus diesem Grund sollen innerhalb dieser Arbeit die Auswirkungen von drei Ladestrategien auf die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene von konkreten Referenznetzgebieten untersucht werden, welche stellvertretend für eine große Anzahl an Netzgebieten in Deutschland stehen.

Die untersuchten Referenznetzgebiete lassen sich grob in die Kategorien **Photovoltaik (PV)**-, Wind- und Last-dominiert unterteilen. Bei den Ladestrategien wird zwischen zwei präventiven und einer aktiven Ladestrategie unterschieden. Die präventiven Ladestrategien sollen die Netzbelastung minimieren, indem entweder die Gleichzeitigkeit oder die Ladeleistung der Ladevorgänge reduziert wird. Demgegenüber wird bei der aktiven Ladestrategie eine Glättung der Residuallast im Netzgebiet angestrebt, um möglichst einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf anzustreben.

Innerhalb dieser Arbeit werden ausschließlich die Auswirkungen einer Elektrifizierung des Bestandes an **Personenkraftwagen (Pkw)** in verschiedenen Durchdringungsstufen betrachtet. Mit 47,7 Millionen Fahrzeugen [Kra20a] machen **Pkw** den Großteil der Kraftfahrzeuge in Deutsch-

land aus, womit der Elektrifizierung dieser eine besondere Bedeutung bei der Betrachtung der Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen zukommt. Unter **elektrische Personenkraftwagen (E-Pkw)** werden hierbei alle **Pkw** $< 3,5$ t mit batterieelektrischem Antrieb verstanden, die im privaten oder gewerblichen Individualverkehr genutzt werden [Bun20d].

Zusammenfassend ist das Ziel der vorliegenden Arbeit zu bewerten, inwiefern netzdienliche Ladestrategien die Netzintegration von **E-Pkw** in unterschiedlichen Netzgebietsklassen von Verteilnetzen begünstigen können. Erweiternd soll überprüft werden, inwieweit Synergien zwischen dem Ladebedarf der **E-Pkw** und der Erzeugung von **fEE** geschaffen werden können.

1.2. Aufbau der Arbeit

Vorerst werden in **Kapitel 2** die wichtigsten Grundbegriffe definiert und erläutert. In **Kapitel 3** erfolgt eine Beschreibung des aktuellen Standes der Literatur in Form einer Metaanalyse sowie eine Abgrenzung zu der ausgewerteten Literatur. **Kapitel 4** beschreibt die Methodik zur Aufstellung und Untersuchung des Netzmodells. Dazu zählen die verwendeten Verteilnetzmodelle, die Erzeugung der Fahrprofile von **E-Pkw** und die Regionalisierung des Ladebedarfs. Weiterhin werden die untersuchten Ladestrategien definiert und die abschließenden Netzuntersuchungen auf Netzprobleme und deren Auflösung durch die Abregelung von Lasten und Erzeugerkapazitäten ausführlich beschrieben. In **Kapitel 5** erfolgt die Definition der untersuchten Szenarien. Hierbei werden sowohl die Annahmen zur Elektromobilität und Erneuerbaren Energien als auch zum konventionellen Stromverbrauch und **Wärmepumpen (WP)** festgelegt. In **Kapitel 6** werden die Ergebnisse der beschriebenen Methodik vorgestellt und ausgewertet, um diese abschließend in **Kapitel 7** in einer Schlussbetrachtung zusammenzufassen.

2. Grundlegende Begriffe und Definitionen

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Begriffe für die innerhalb dieser Arbeit vollzogenen Analysen definiert und erläutert.

2.1. Stromnetz

Das Stromnetz dient der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie [Pas20b]. Dabei lässt sich das Stromnetz in verschiedene Netzebenen mit jeweils typischen Charakteristika einteilen. Innerhalb dieses Abschnitts werden diese kurz beschrieben und weitere wichtige Begriffe im Zusammenhang mit Stromnetzen spezifiziert.

Netzebenen: Das Stromnetz lässt sich grundsätzlich in Übertragungs- und Verteilnetze unterteilen. Das Übertragungsnetz dient dem Transport von Strom über lange Strecken bei hohen Spannungen. Ergänzend erfolgt in den Verteilnetzen die regionale Feinverteilung bei geringeren Spannungen. [AAR19]

Innerhalb der Verteilnetze wird zwischen der **Hochspannungs (HS)**-, **Mittelspannungs (MS)**- und **Niederspannungs (NS)**-Ebene unterschieden. Diese Arbeit beschäftigt sich ausschließlich mit den Effekten auf die Verteilnetze auf der **MS**- und **NS**-Ebene, inklusive der Umspannebene von **MS** zu **NS**. In **Tabelle 1** finden sich die üblichen Spannungen je Spannungsebene in Deutschland.

Tabelle 1.: Übliche Spannungen der Spannungsebenen im deutschen Verteilnetz

Spannungsebene	Spannung
Hochspannung	60 kV bis 110 kV
Mittelspannung	6 kV bis 30 kV
Niederspannung	230 V
Quellen: [BDE16] und [Bun]	

Netztopologie: **NS**-Netze werden in dieser Arbeit als Strahlennetze ausgelegt. Strahlennetze werden so genannt, da die einzelnen Stränge der Netze strahlenförmig von der **Ortsnetzstation (ONS)** zu den Endverbrauchern verlaufen. Vorteil dieser Netzform ist die leichte Berechenbarkeit und die einfache Überwachung des Netzzustandes. Jedoch führt bereits ein einziger Fehlerfall an einer Einspeisestelle eines Verbrauchers dazu, dass auch alle nachfolgenden Verbraucher vom Netz getrennt werden. Zudem nimmt der Spannungsabfall über die Länge der Leitung immer weiter zu, wodurch die mögliche Belastbarkeit der Leitung ebenfalls über die Länge abnimmt.

Im Gegensatz zu **NS**-Netzen werden **MS**-Netze als Ringnetze ausgelegt. Ringnetze bieten den Vorteil, dass diese von zwei Seiten gespeist werden, wodurch eine Ringform entsteht. Hierdurch können im Falle einer Störung weiterhin alle anderen Verbraucher versorgt werden. Jedoch werden Ringnetze in der Praxis meist offen betrieben. Dies bedeutet, dass sich etwa in der Mitte des Rings eine offene Trennstelle befindet. Auf diese Weise können Ringnetze ebenso einfach überwacht werden wie Strahlennetze. Im Fehlerfall wird so maximal die Hälfte der Verbraucher vom Netz getrennt. Durch das Schließen der Trennstelle können dann wieder alle Verbraucher, mit Ausnahme des Fehlerfalls, versorgt werden. [AAR19] [WA 20] [Wes19]

Gleichzeitigkeit: Die Gleichzeitigkeit beschreibt den Anteil der momentan benötigten elektrischen Leistung von der maximalen elektrischen Leistung im Netzgebiet [AAR19]. Im Rahmen dieser Arbeit beschreibt die Gleichzeitigkeit in der Regel den Anteil der momentanen elektrischen Last von **E-Pkw** im Bezug auf die installierte Leistung von Ladepunkten in einem Netzgebiet.

Elektrische Flexibilität: Elektrische Flexibilität beschreibt die Fähigkeit des Stromsystems, trotz einer vorhergesehenen oder unvorhergesehenen Änderung im Verbrauch oder der Erzeugung, einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage aufrecht zu erhalten. Dabei wird die Reaktion des Stromsystems durch ein externes Signal ausgelöst. Bei dem externen Signal kann es sich beispielsweise um ein Preissignal oder ein physikalisch messbares Signal, wie die Netzfrequenz, handeln.

Elektrische Flexibilität besitzt sowohl eine zeitliche als auch eine geografische Dimension. Die zeitliche Dimension beschreibt die zeitliche Verschiebung von Last oder Erzeugung und reicht von einer sekundlichen bis zu einer saisonalen Verschiebung. Unter der geografischen Dimension wird die gemeinsame Nutzung von räumlich verteilten Ressourcen verstanden. Dabei reicht die räumliche Skala von lokalen Quartierslösungen bis zu internationalen Verbundnetzen. [Bun17] [Int14]

Residuallast: Die Residuallast beschreibt die Differenz zwischen der benötigten und der erbrachten Leistung von **fEE** innerhalb eines Betrachtungsgebietes. Dabei bedeutet eine positive Residuallast, dass der derzeitige Bedarf der Lasten größer ausfällt als die Erzeugung von **fEE**. Eine negative Residuallast weist hingegen auf einen Erzeugungsüberschuss hin. Aufgrund des zunehmenden Anteils von **fEE** im Stromnetz und der fortschreitenden Sektorkopplung steigt zunehmend die Spreizung zwischen dem maximalen Wert und dem minimalen Wert der Residuallast.

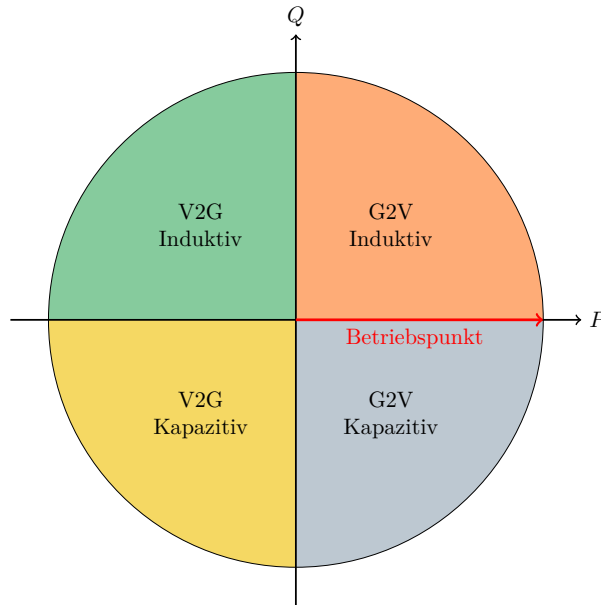
Positive Residuallast wird derzeit zu großen Teilen durch regelbare Kraftwerke gedeckt, während negative Residuallast durch die Abregelung von **fEE** ausgeglichen wird. Alternativ kann eine Glättung der Residuallast auch durch die Steuerung von Verbrauchern erreicht werden. Aufgrund der hohen Ladeleistungen bieten **E-Pkw** hierfür ein großes Potential. [Pas20a]

Netzprobleme: Netzprobleme sind in dieser Arbeit auf Überlastungen von Betriebsmitteln und Verletzungen des Spannungsbandes bei Endverbrauchern beschränkt. Bei der Ermittlung von Netzproblemen müssen grundlegend zwei Fälle unterschieden werden. Im Lastfall überwiegt der Energiebedarf der Verbraucher gegenüber der Energiebereitstellung der Erzeugerkapazitäten im Netzgebiet. Das Netz muss in diesem Fall in der Lage sein, bereitgestellte Energie aus den überlagerten Netzebenen an die Verbraucher weiterzuleiten. Im Rückspeisefall überwiegt hingegen die Energiebereitstellung der Erzeugerkapazitäten gegenüber dem Energiebedarf der Verbraucher. Der erzeugte Strom muss im Rückspeisefall an die überlagerten Netzebenen weitergeleitet werden können. Verletzungen der thermischen Betriebsmittelbelastungen treten auf, wenn die physikalischen Grenzen von Betriebsmitteln bezüglich ihrer Scheinleistungsbelastbarkeit übertreten werden. Der Belastungsfaktor eines Betriebsmittels gibt hierbei an, inwieweit ein Betriebsmittel mit Nennscheinleistung belastet werden kann. Verletzungen des Spannungsbandes sind hingegen als eine unzulässige Abweichung von der Nennspannung bei Endverbrauchern definiert. [AAR19] [RGH⁺17]

2.2. Elektromobilität

In diesem Kapitel soll auf die wichtigsten Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit **E-Pkw** eingegangen werden. Innerhalb dieser Arbeit werden ausschließlich die Auswirkungen der Netzintegration von **E-Pkw** untersucht. Der Einfluss der Elektrifizierung von beispielsweise des öffentlichen Personennahverkehrs, großen betrieblichen Fahrzeugflotten und Lastkraftwagen ist nicht Teil der Erhebungen.

Ladetechnik: Die Ladetechnik von **E-Pkw** und den korrespondierenden Ladepunkten lässt sich mit Hilfe verschiedener Kriterien klassifizieren. Die Klassifizierung der Ladetechnik erfolgt innerhalb dieser Arbeit anhand der Höhe ihrer Wirkleistung. In **Abbildung 1** finden sich die möglichen Betriebszustände der Ladetechnik von **E-Pkw** in Abhängigkeit von ihrer **Wirkleistung** (P) und ihrer **Blindleistung** (Q).


Abbildung 1.: Mögliche Betriebszustände der Ladetechnik von E-Pkw [HLW⁺21]

Zusammengefasst werden Ladevorgänge unter der Bezeichnung **Grid-to-vehicle (G2V)**. Ladevorgänge können sowohl blindleistungsfrei, induktiv oder kapazitiv erfolgen. In **Abbildung 1** entspricht dieser Modus einer positiven Wirkleistung. Weiterhin können mit bidirektionaler Ladetechnik **E-Pkw** erweiternd entladen werden, um beispielsweise Systemdienstleistungen zu erbringen. Das gezielte entladen von **E-Pkw** wird allgemein unter der Bezeichnung **Vehicle-to-grid (V2G)** zusammengefasst und kann ebenfalls blindleistungsfrei, induktiv oder kapazitiv erfolgen. In **Abbildung 1** entspricht dieser Modus einer negativen Wirkleistung. [HLW⁺21] Innerhalb dieser Arbeit erfolgen Ladevorgänge immer blindleistungsfrei, welches dem eingezeichneten Betriebspunkt in **Abbildung 1** entspricht. Ebenfalls wird der Einsatz von bidirektionaler Ladetechnik nicht untersucht.

Die einzelnen Ladevorgänge werden anhand ihrer Wirkleistung grob in Normal- und Schnellladevorgänge unterteilt. Normalladevorgänge finden innerhalb dieser Arbeit bei einer Wirkleistung von maximal 50 kW statt, während Schnellladevorgänge bei einer Leistung von 150 kW oder 350 kW erfolgen. Dabei wird ein Wirkungsgrad von 90 % [Eli20] angenommen. Eine Übersicht der in dieser Arbeit verwendeten netz- und fahrzeugseitigen Wirkleistungen von Ladepunkten findet sich in **Tabelle 2**. Weiterhin sind die in **Tabelle 12** zusammengefassten Limitierungen der **E-Pkw** zu berücksichtigen. Unabhängig von der Ladetechnik wird vereinfachend angenommen, dass am Netzverknüpfungspunkt immer eine symmetrische Last anliegt.

Tabelle 2.: Netz- und fahrzeugseitige Wirkleistung der Ladeinfrastruktur

	Netzseitige Wirkleistung	Fahrzeugseitige Wirkleistung
Normalladung	3,7 kW	3,3 kW
	11,0 kW	9,9 kW
	22,0 kW	19,8 kW
	50,0 kW	45,0 kW
Schnellladung	150,0 kW	135,0 kW
	350,0 kW	315,0 kW

Ladestrategien: Ladevorgänge von **E-Pkw** können auf Grundlage von unterschiedlichen äußeren Anreizen gesteuert werden. Grundsätzlich lassen sich hierbei marktorientierte und netzdienliche Ladestrategien unterscheiden.

Marktorientierte Ladestrategien haben als Fokus die Minimierung der Kosten für den Strombezug. Dies bedeutet konkret, dass die Ladevorgänge durch ein Preissignal am überregionalen Großhandelsmarkt ausgelöst beziehungsweise unterbrochen werden. Einerseits führt eine solche Ladestrategie zu einem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, da ein hohes Stromangebot zu niedrigen Großhandelsmarktpreisen führt, wodurch das Laden der **E-Pkw** ausgelöst wird. Auf der anderen Seite kann hierdurch die Gleichzeitigkeit erhöht werden, was zu Netzengpässen und zu einem erhöhten lokalen Netzausbaubedarf führen kann. Somit kann eine marktorientierte Ladestrategie sowohl positive als auch negative Effekte auf das Stromnetz hervorrufen und erfordert einen geeigneten rechtlichen Rahmen. [AAR19] [DVE⁺19] [RGH⁺17]

Netzdienliche Ladestrategien setzen hingegen auf die Vermeidung von lokalen Engpässen, welche durch hohe Gleichzeitigkeiten entstehen können. Hierbei kann zwischen präventiven und aktiven Maßnahmen unterschieden werden. Präventive Maßnahmen sollen Verbraucher veranlassen, ihre Ladevorgänge in Zeiten geringer, lokaler Netzauslastung zu verlegen. Dies kann zum Beispiel über monetäre Anreize oder über Quoten erfolgen. Bei aktiven Maßnahmen handelt es sich hingegen um ein aktives Eingreifen in die Ladevorgänge durch den Netzbetreiber. [AAR19]

3. Auswertung bestehender Literatur und Einordnung der Arbeit

In diesem Kapitel erfolgt eine Metaanalyse relevanter Studien, mit dem Fokus auf den getroffenen Annahmen zur Elektromobilität. Bei den Studien, die sich explizit mit den Auswirkungen der Elektromobilität auf die Verteilnetze beschäftigen, werden zudem die verwendete Methodik und Ergebnisse betrachtet.

3.1. Fahrzeughochlauf

Aufgrund der zunehmenden Marktdurchdringung der Elektromobilität rückt die Frage der Rückwirkungen der Ladevorgänge auf die Stromnetze vermehrt in den Vordergrund. Sind die Auswirkungen heutzutage noch gering, so kann ein stark steigender Markthochlauf auch starken Einfluss auf die Netzlast haben. Neben der Anzahl an Fahrzeugen haben auch die technischen Parameter der einzelnen Fahrzeugklassen einen starken Einfluss. Die verwendeten technischen Parameter der Fahrzeuge können [Kapitel 5.2.4](#) entnommen werden.

In [Abbildung 2](#) sind die Annahmen der betrachteten Studien zum Fahrzeugbestand von **Battery electric vehicles (BEVs)** bis zum Jahr 2050 als Box-Plot dargestellt. Die zugrundeliegenden Daten finden sich im Anhang in [Tabelle 43](#). Trotz einer starken Streuung zeigt sich bis 2050 eine klare Zunahme des Bestandes. Liegt der Median 2030 noch bei 1,9 Millionen Fahrzeuge, steigt dieser bis 2040 auf 11,0 Millionen und erreicht 2050 15,5 Millionen. Die starke Streuung lässt sich zum einen durch unterschiedliche Zielsetzungen der verschiedenen Studien und zum anderen durch den langen Zeithorizont und die damit verbundene Unsicherheit erklären. In einzelnen Szenarien werden hohe Elektrifizierungsquoten angenommen und das Einhalten des 80 % – 95 %-Ziels des Klimaschutzplans 2050 [\[Bun16\]](#) vorausgesetzt, während andere Szenarien eine Fortschreibung der aktuellen Entwicklungen untersuchen.

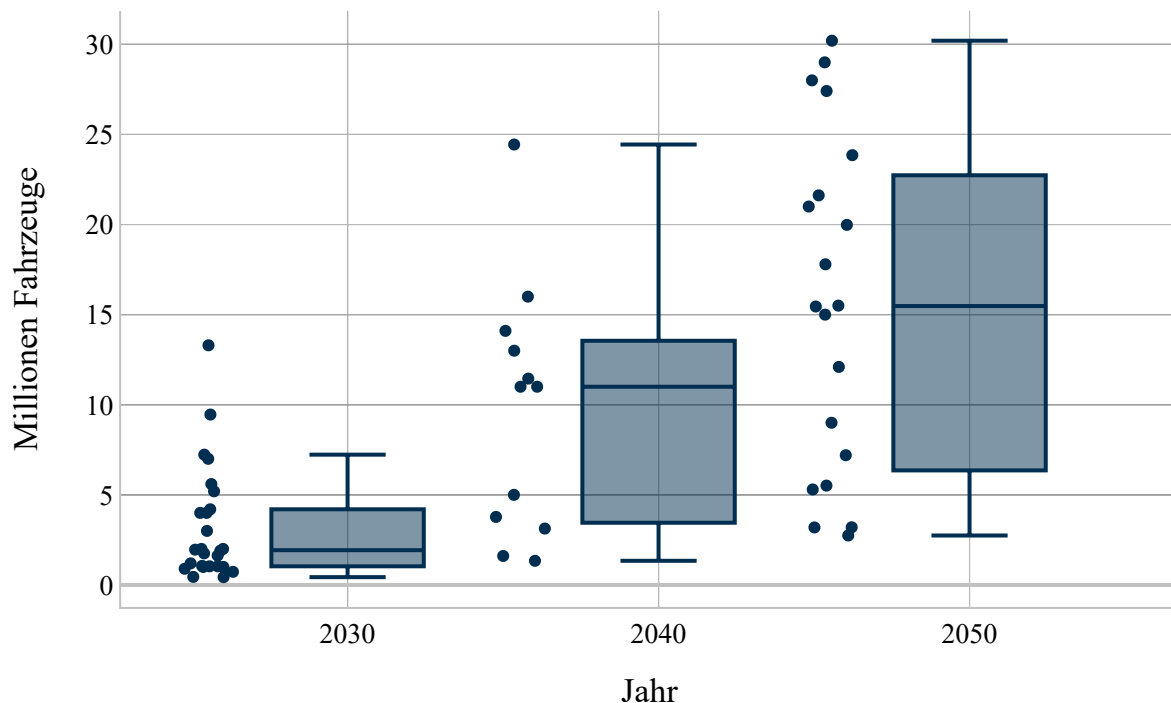


Abbildung 2.: Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von BEV bis zum Jahr 2050 (vgl. [Tabelle 43](#))

Neben dem Hochlauf an BEVs, ist auch mit einem starken Hochlauf bei den Plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) zu rechnen. Da ein Großteil der Fahrten von Pkw eine Strecke von 50 km nicht überschreiten [AAR19], können viele Fahrten auch von PHEVs batterieelektrisch zurückgelegt werden.

Abbildung 3 veranschaulicht die Annahmen der betrachteten Studien zum Fahrzeugbestand von PHEVs bis zum Jahr 2050 als Box-Plot. Die zugrundeliegenden Daten finden sich im Anhang in Tabelle 44. Bei PHEVs liegt der Anstieg im Fahrzeugbestand anfangs sogar höher als bei BEVs. So liegt der Median 2030 bereits bei 3,7 Millionen Fahrzeugen. Anschließend fällt der Fahrzeugbestand von PHEVs hinter den der BEVs zurück. Bis 2040 steigt dieser auf 8,2 Millionen und 2050 auf 9,6 Millionen Fahrzeuge. Je nach Studie und Szenario sinkt der Fahrzeugbestand nach 2040 sogar wieder, da zur Erreichung der Klimaziele oder aus ökonomischen Gründen der Umstieg auf BEVs als sinnvoller eingeschätzt wird.

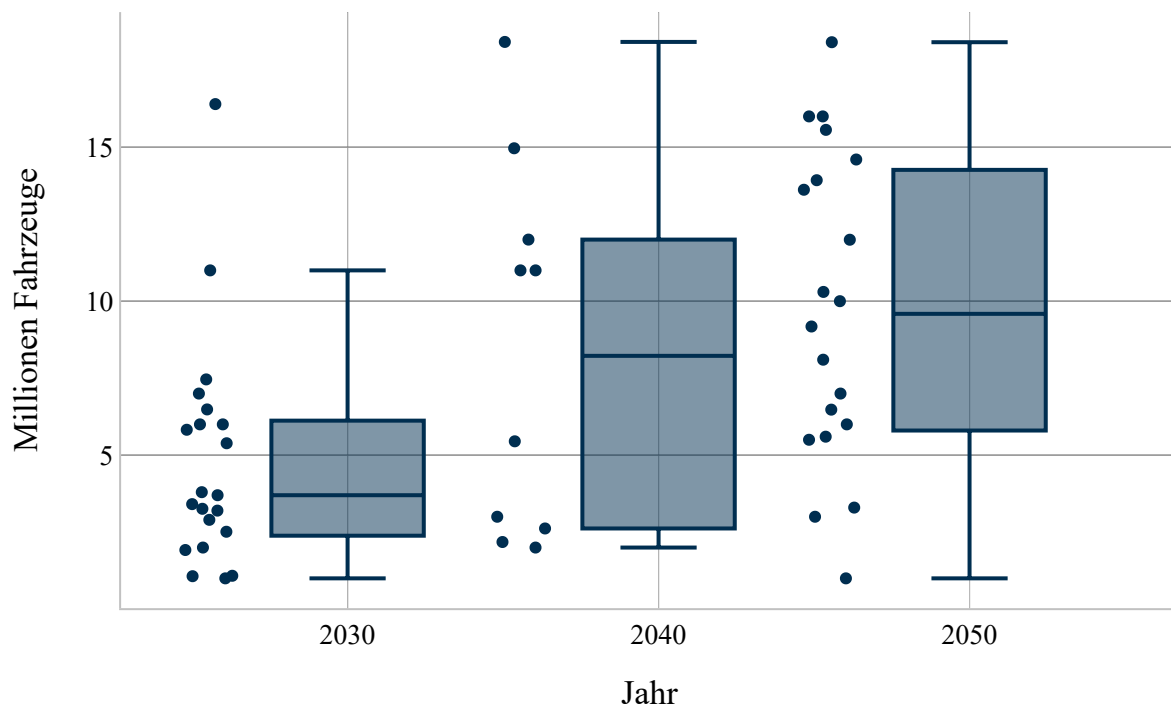


Abbildung 3.: Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von PHEV bis zum Jahr 2050 (vgl. Tabelle 44)

3.2. Methodik zur Modellierung der Elektromobilität

Von den betrachteten Studien quantifizieren drei Studien den Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene und werden vertieft betrachtet. Hierzu zählen die dena-Leitstudie *Integrierte Energiewende* [Deu18], die BCG Studie *Klimapfade für Deutschland* [TP18] und die Agora Studie *Verteilnetzausbau für die Energiewende* [AAR19].

In Abbildung 4 werden die Ergebnisse der Studien für den Investitionsbedarf in die Verteilnetze bis zum Jahr 2050 aufgeteilt auf die drei Spannungsebenen NS, MS und HS dargestellt. Deutlich wird hierbei, dass die dena-Leitstudie die mit Abstand höchsten Kosten für den Netzausbau auf der NS- und HS-Ebene ermittelt. Die Agora Studie untersucht hingegen die Netzausbaukosten nicht auf der HS-Ebene, ermittelt jedoch die höchsten Ausbaukosten aller Studien auf der MS-Ebene. Ein direkter Vergleich der Ergebnisse ist jedoch nur bedingt möglich, da die drei Studien unterschiedliche Grundsätze für ihre Szenarien und die Bestimmung des Netzausbaubedarfs

ansetzen. An dieser Stelle sollen die Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen den drei Studien in der Methodik zur Einbindung von **E-Pkw** in das Netzmodell dargestellt werden.

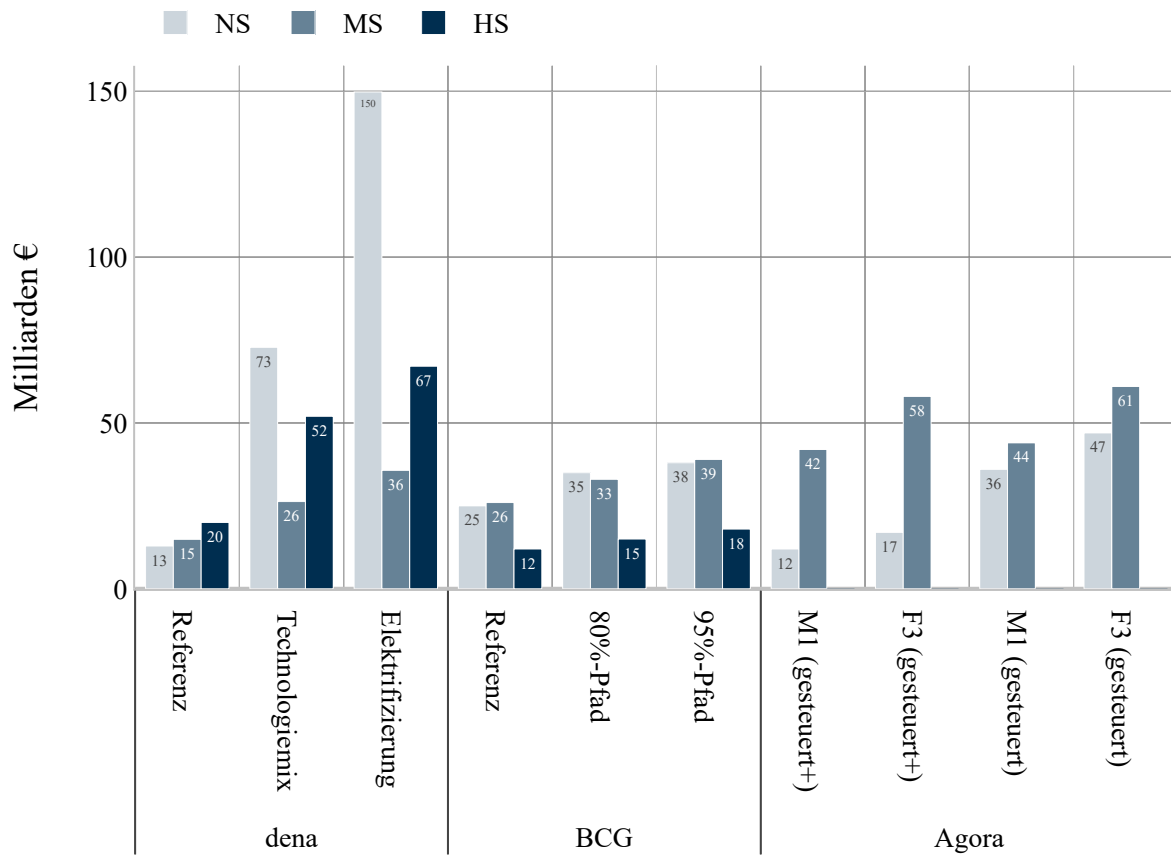


Abbildung 4.: Investitionsbedarf in die Verteilnetze bis zum Jahr 2050 je Spannungsebene

3.2.1. Bedarfsabschätzung

Die Studien treffen bereits beim Hochlauf der Elektromobilität je Szenario stark unterschiedliche Annahmen, weshalb die Bedarfsabschätzung zwischen den Szenarien unterschiedlich ausfällt. Die Zahlen für direktelektrifizierte Fahrzeuge in den ambitionierten Szenarien der Studien liegen mit minimal 35 Millionen Fahrzeugen (BCG) und 45 Millionen Fahrzeugen (Agora) allerdings in einer ähnlichen Dimension. Der Verbrauch von **E-Pkw** wurde in der Agora Studie als homogen angenommen, während die dena-Leitstudie und die BCG Studie beim Verbrauch zwischen **BEVs** und **PHEVs** unterscheiden. In der dena-Leitstudie und der BCG Studie wird eine Abschätzung der Veränderung im Mobilitätsverhalten vorgenommen, wodurch sich die Verkehrsleistung von **Pkw** leicht verändert. Demgegenüber wird bei der Agora Studie keine Veränderung der Verkehrsleistung gegenüber dem heutigen Stand angenommen. Die Abschätzung der lokalen Belastungen durch die Elektromobilität erfolgt innerhalb der dena-Leitstudie und der Agora Studie anhand einer Evaluierung der Gleichzeitigkeit in Abhängigkeit vom Ladeort und der Anzahl der Fahrzeuge. Die Evaluierung der Gleichzeitigkeit erfolgt in beiden Fällen anhand einer Monte-Carlo-Simulation simulierter Lastgänge, wobei das 95 %-Quantil als auslegungsrelevant für die Netzplanung angesehen wird. Die Agora Studie erweitert diese Annahme um die Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit von der Ladeleistung.

3.2.2. Ladestrategien

Ein deutlicher Unterschied entsteht durch die Annahme der dena-Leitstudie, dass eine Steuerung der Ladevorgänge von neuen Verbrauchern nicht stattfindet. Stattdessen geht die Studie davon aus, dass die zusätzliche Last durch **E-Pkw** und **WP** gleichzeitig mit der bisherigen Spitzenlast auftritt und der auslegungsrelevante Starklastfall somit deutlich erhöht wird. Im Gegensatz zur dena-Leitstudie wird in der BCG-Studie von einem gesteuerten Laden der neuen Verbraucher ausgegangen. Hierbei reagieren 80 % der **E-Pkw** auf Strommarktsignale und werden nur geladen, wenn der **State of charge (SoC)** auf weniger als 50 % fällt oder eine lange Fahrt ansteht. Bei der Agora Studie wird ein starker Fokus auf den Einfluss von aktiven netzdienlichen Ladestrategien auf den Netzausbaubedarf gelegt, indem eine Residuallastglättung innerhalb eines Netzgebietes angestrebt wird (gesteuert). Ergänzend wurde ein erweitertes netzdienliches Ladekonzept (gesteuert+) untersucht, welches zusätzlich zur Residuallastglättung die Verschiebung der Ladevorgänge über mehrere Standzeiten und eine Kappung von Lastspitzen erlaubt. Das gesteuerte und gesteuert+ Laden werden in Form eines Reduktionsfaktors in der Netzplanung berücksichtigt.

3.3. Abgrenzung zur vorliegenden Literatur

In der ausgewerteten Literatur werden die Auswirkungen einer zunehmenden Netzintegration von **E-Pkw** auf die Verteilnetze in Deutschland bereits in ihrer Gesamtheit betrachtet. In dieser Arbeit werden ergänzend die Auswirkungen auf fünf konkrete Referenznetzgebiete untersucht, welche jeweils stark unterschiedliche Charakteristika besitzen und grob in die Kategorien **PV**-, Wind- bzw. Last-dominiert eingeteilt werden können. Hierbei wird der Einfluss verschiedener netzdienlicher Ladestrategien untersucht und der Erfolg von präventiven und aktiven Ansätzen miteinander verglichen. Somit soll eine Aussage darüber möglich werden, ob aktive Ansätze gegenüber präventiven Ansätzen einen wesentlichen Vorteil bieten.

In dieser Arbeit soll erweiternd zur vorliegenden Literatur ein verstärkter Fokus auf eine detaillierte Modellierung des direktelektrifizierten Fahrzeugbestandes mit verschiedenen Fahrzeugklassen von **E-Pkw** gelegt werden. Weiterhin werden für die Untersuchung der Auswirkungen auf die Verteilnetze nicht feste Gleichzeitigkeiten und Reduktionsfaktoren ermittelt, sondern konkrete Bedarfszeitreihen verwendet.

4. Methodik

Aufgrund ihrer Wichtigkeit für diese Arbeit werden zunächst die verwendeten Netztopologien sowie deren Clusterung zur Bestimmung repräsentativer Netze, anhand welcher die Untersuchungen vorgenommen werden, beschrieben und vorgestellt. Anschließend werden mit Hilfe des Software Tools *Simulative Battery Electric Vehicle (SimBEV)* Fahrprofile von E-Pkw erstellt und der Ladebedarf räumlich auf eine georeferenzierte Ladeinfrastruktur verteilt. Daraufhin werden abhängig von der Ladestrategie Lastzeitreihen erstellt und in die Netzmodelle integriert. Abschließend werden etwaige Netzprobleme bestimmt und der Abregelungsbedarf ermittelt, welcher nötig ist, um diese aufzulösen.

4.1. Verwendete Verteilnetztopologien

Eine der Grundlagen für die Nutzung des Netzplanungsinstruments *electricity Distribution Grid optimization (eDisGos)* sind die zu untersuchenden Netztopologien mitsamt der MS- und NS-Ebene. Aufgrund der mangelnden Datenlagen von realen Netztopologien, wird auf synthetisch erzeugte Netztopologien zurückgegriffen, die innerhalb des *open electricity Grid optimization (open_eGo)* Projektes [MSB⁺19] mit Hilfe des Open Source Tools *Distribution Network Generator (ding0)* erzeugt wurden. Das Tool ist in der Lage ländliche und suburbane Netzstrukturen für Gesamtdeutschland zu synthetisieren und kann auf *GitHub* [ope19b] öffentlich eingesehen und frei verwendet werden. Weiterhin ist auf *Read the Docs* [ope19a] eine ausführliche Dokumentation hinterlegt. Urbane Netzgebiete können derzeit nicht durch *ding0* abgebildet und deshalb nicht innerhalb dieser Arbeit betrachtet werden.

4.1.1. Auswahl repräsentativer Verteilnetztopologien

Auf der MS-Ebene werden innerhalb Deutschlands 3354 Netzgebiete [SHR⁺20] identifiziert. **Abbildung 5** zeigt den Aufbau eines beispielhaften Mittelspannungsnetzes, welches mit Hilfe von *ding0* erzeugt wurde und innerhalb dieser Arbeit untersucht wird.

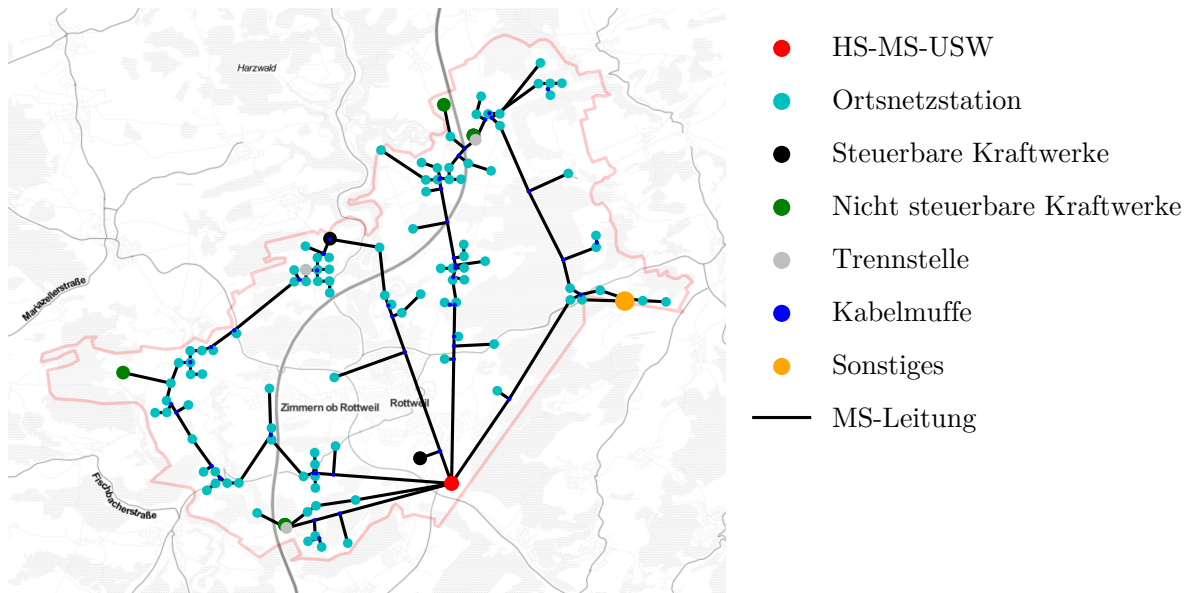


Abbildung 5.: Beispielhafte Darstellung des MS-Netzgebiets 176_{PV} mit allen Umspannwerken, Erzeugerkapazitäten und sonstigen Betriebsmitteln

Bei der Synthese der Netztopologien wird auf eine hohe räumliche und zeitliche Auflösung der Netzdatenmodelle geachtet. Die große Anzahl an Netzgebieten und die hohe Auflösung führen zu

inakzeptabel hohen Rechenzeiten. Um die Komplexität des Modells zu reduzieren, werden in der *E-Mobility Study* [SHR⁺20] mit Hilfe des *k-means-Clusterings* Referenznetzgebiete ausgewählt, die jeweils stellvertretend für eine große Anzahl an Netzgebieten stehen. Das *k-means-Clustering* wurde im Rahmen des *open_eGo* Projektes entwickelt und eine ausführliche Beschreibung der Methodik findet sich im Projektabschlussbericht [MSB⁺19].

Um mit dieser Arbeit eine Ergänzung zu der *E-Mobility Study* zu liefern, werden die Ergebnisse des Clusterings aus der *E-Mobility Study* übernommen und von den 15 identifizierten repräsentativen Netzgebieten eine Teilmenge untersucht. So werden jeweils zwei Netzgebiete der Kategorien PV- und Wind-dominiert sowie ein Netzgebiet der Kategorie Last-dominiert ausgewählt, die stellvertretend für viele Netzgebiete stehen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Effekte der Netzintegration der Elektromobilität für möglichst unterschiedliche Netzklassen aufgezeigt werden können. Insgesamt werden somit fünf Netzgebiete untersucht, die repräsentativ für 1495 der 3354 Netzgebiete stehen. In **Tabelle 3** ist die jeweilige Kategorie und die Anzahl an repräsentierten Netzgebieten der untersuchten Referenznetzgebiete dargestellt. Der Index der Netz **Identifikatoren (IDs)** steht hierbei für die jeweilige Netzkategorie.

Tabelle 3.: Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Kategorie der Referenznetzgebiete

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

In **Abbildung 6** sind die wichtigsten Charakteristika der untersuchten Referenznetzgebiete dargestellt. Hierzu zählen die installierten PV-, Wind- und sonstigen Erzeuger-Kapazitäten, sowie die Spitzenlast der E-Pkw beim Referenz-Laden (s. **Kapitel 4.4**) im Antriebswende-Szenario (s. **Kapitel 5**) und des konventionellen Stromverbrauches inklusive WP. Weiterhin wird in **Abbildung 7** eine Karte der repräsentierten Netzgebiete, eingeteilt in die Kategorien PV-, Wind- und Last-dominiert, dargestellt.

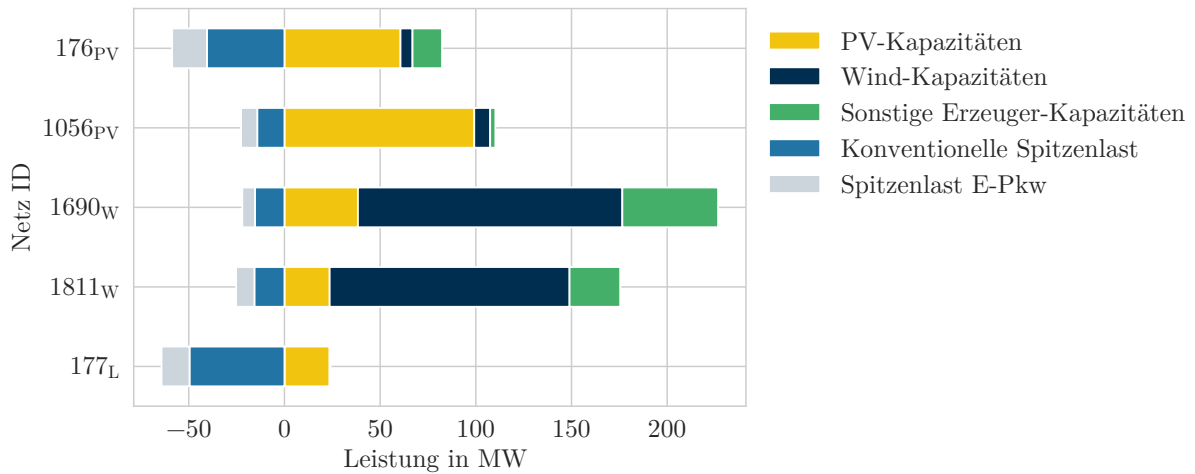


Abbildung 6.: Kumulierte Wirkleistung von PV-, Wind- und sonstigen Erzeuger-Kapazitäten sowie die kumulierte konventionelle und mobilitätsbedingte Spitzenlast in den Referenznetzgebieten

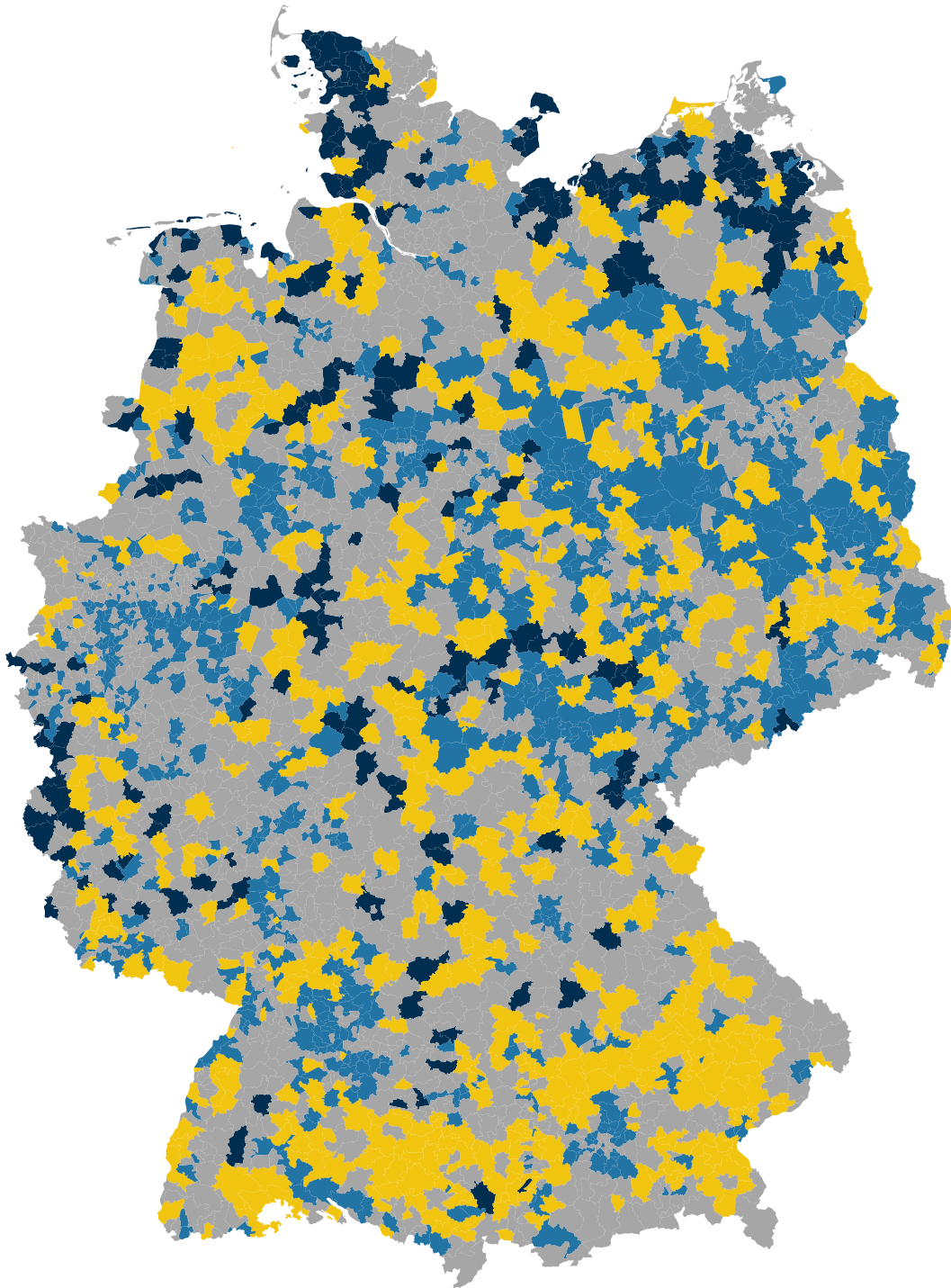
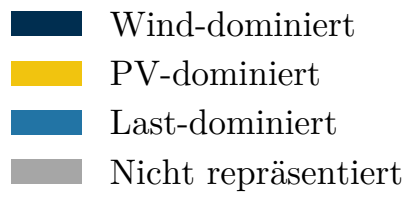


Abbildung 7.: Repräsentierte Netzgebiete in Deutschland

4.1.2. Netzausbau

In der konventionellen Netzplanung werden Betriebsmittel in der Regel überdimensioniert ausgelegt, um die Versorgungsaufgabe für eine möglichst lange Betriebszeit zu garantieren. Da die Netzgebiete des *open_eGo* Projektes so ausgebaut werden, dass die Versorgungsaufgabe des Jahres 2015 möglichst genau erfüllt werden kann, werden die Netzgebiete innerhalb dieser Arbeit zusätzlich ausgebaut. Es wird angenommen, dass die Betriebsmittel mit einem Überdimensionierungsfaktor für die Scheinleistungs- bzw. Stromstärkenbelastbarkeit von mindestens 1,3 geplant werden und dementsprechend ausgebaut. Dies gilt sowohl für die Transformator-Stationen als auch die Kabel innerhalb des Netzgebietes. Die verwendeten Betriebsmittel können der Dokumentation *eDisGos* [opea] entnommen werden. Sollte die maximal auftretende Scheinleistungsbelastung einer Transformator-Station größer sein als der größte verfügbare Transformator, so werden entsprechend benötigte Transformatoren parallel betrieben, um den Anforderungen gerecht zu werden.

4.2. Erstellung der Fahrtprofile

Mit Hilfe des im Rahmen dieser Arbeit mitentwickelten Software Tools *SimBEV* können die Fahrtprofile für eine beliebige Anzahl an *E-Pkw* verschiedener Fahrzeugklassen erstellt werden. Grundlage von *SimBEV* bildet die Befragung *Mobilität in Deutschland (MiD 2017)* [inf17]. Nachfolgend wird zunächst die Datengrundlage und anschließend die Methodik zur Erstellung der Fahrtprofile mit Hilfe von *SimBEV* beschrieben.

4.2.1. Mobilität in Deutschland

Das Ziel der Befragung *MiD 2017* [inf17] ist es, eine Datengrundlage für das alltägliche Mobilitätsverhalten von Personen und Haushalten über ein Jahr zu bilden. Für diese Arbeit sind vor allem die Erhebungen der sieben Hauptwegezwecke entscheidend. Diese sind: *Arbeit, dienstlich, Ausbildung, Einkauf, Erledigung, Freizeit* und *Begleitung*. In *Tabelle 4* wird die prozentuale Aufteilung der Hauptwegezwecke am *Pkw*-Verkehrsaufkommen in Wegen beschrieben.

Tabelle 4.: Anteil der Fahrtzwecke am Pkw-Verkehrsaufkommen (Wege)

Wegezweck	Verkehrsaufkommen
Arbeit	28 %
dienstlich	21 %
Ausbildung	1 %
Einkauf	8 %
Erledigung	13 %
Freizeit	24 %
Begleitung	6 %

Quelle: [NK19]

Der Wegezweck *Begleitung* wird innerhalb von *SimBEV* nicht abgebildet, da hierfür keine zusätzliche Fahrt angetreten wird. Der Rückweg der Wegezwecke wird getrennt als Wegezweck *nach Hause* berücksichtigt, da dem Laden zu Hause eine besonders wichtige Rolle beim Laden der *E-Pkw* zukommt. Weiterhin dient *SimBEV* nur der Erstellung von Fahrtprofilen für *E-Pkw*, weshalb ausschließlich die Ergebnisse der Befragung zu Fahrten mit dem Hauptverkehrsmittel *Pkw* betrachtet werden. Die für diese Arbeit entscheidenden Befragungsergebnisse sind somit die Fahrtzeiten, Fahrtstrecken und anschließenden Standzeiten je Hauptwegezweck für Fahrten

mit **Pkw**. Bei den Befragungsergebnissen kann zusätzlich zwischen den in **Tabelle 5** aufgelisteten regionalstatistischen Raumtypologien 7 (**RegioStaR 7**) unterschieden werden.

Tabelle 5.: Regionalstatistische Raumtypologien 7

ID	Regionalstatistische Raumtypologie
71	Metropolen
72	Regiopolen und Großstädte
73	Mittelstädte, städtischer Raum einer Stadtregion
74	Kleinstädtischer dörflicher Raum einer Stadtregion
75	Zentrale Städte einer ländlichen Region
76	Mittelstädte, städtischer Raum
77	Kleinstädtischer, dörflicher Raum einer ländlichen Region

Quelle: [Bun20a]

Mit Hilfe dieser detaillierteren Unterscheidung kann ein raumtypenspezifisches Fahrverhalten abgebildet werden, welches eine erhöhte Genauigkeit bei der Erstellung der Fahrtprofile nach sich zieht. In **Tabelle 5** wird die mittlere Fahrleistung pro Person und pro **Pkw** sowie die mittlere Fahrtweite von **Pkw**-Fahrten nach Raumtyp dargestellt, um die Differenzen zwischen den einzelnen Raumtypen aufzuzeigen.

Tabelle 6.: Mittlere jährliche Fahrleistung und mittlere Fahrtweite für Pkw

ID	Mittlere Fahrleistung	Mittlere Fahrtweite
71	13 200 km	17 km
72	14 100 km	15 km
73	14 600 km	15 km
74	15 800 km	16 km
75	14 300 km	15 km
76	14 500 km	14 km
77	15 900 km	16 km

Quelle: [NK19]

4.2.2. SimBEV

Die Fahrtprofile werden über einen probabilistischen Ansatz auf Grundlage der Befragung **MiD 2017** erstellt. Dabei erhält jeder simulierte Zeitschritt eine Wahrscheinlichkeit je Wegezweck, um eine Fahrt zu beginnen. Wird eine Fahrt ausgelöst, wird abhängig vom Wegezweck und Raumtyp der Fahrt, ebenfalls probabilistisch, eine Streckenlänge und eine anschließende Standzeit zugeteilt. Der hierbei entstehende Verbrauch des **E-Pkw** muss anschließend gedeckt werden. Ob am Zielort ein Ladevorgang stattfindet, hängt vom **SoC** des **E-Pkw** und dem Vorhandensein eines Ladepunktes ab. Mit Hilfe der Wahrscheinlichkeiten aus **Tabelle 16** wird die Verfügbarkeit eines Ladepunktes am Zielort und die entsprechende Ladeleistung ermittelt. Ladevorgänge besitzen hierbei pauschal einen Wirkungsgrad von 90 % [Eli20]. Die Bestimmung des Vorhandenseins eines Ladepunktes für die Wegezwecke *nach Hause* und *Arbeit* erfolgt je **E-Pkw** einmalig. Für alle anderen Wegezwecke erfolgt jedes mal eine erneute Bestimmung. Wird dem Zielort ein Ladepunkt

zugeordnet, wird davon ausgegangen, dass Fahrzeugnutzer*innen einen Ladevorgang erst ab einem bestimmten **SoC** einleitet, da dies einen zusätzlichen Aufwand für Nutzer*innen bedeutet. Dabei wird angenommen, dass das Laden des **E-Pkw** am Wohnort und am Arbeitsplatz bereits ab einem **SoC** von 95 % stattfindet. Im öffentlichen Raum bedeutet das Anfahren und der Anschluss an einen Ladepunkt einen größeren Aufwand für Fahrzeugnutzer*innen als im privaten Raum. Deshalb wird angenommen, dass oberhalb eines **SoC** von 80 % keine Ladevorgänge stattfinden. Es gilt, je niedriger der **SoC**, desto wahrscheinlicher ist es, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur genutzt wird. Ab einem **SoC** von 50 % findet, wann immer möglich, eine Ladung statt. Zwischen den beiden Stützwerten erfolgt eine lineare Interpolation, welche in **Abbildung 8** visualisiert wird.

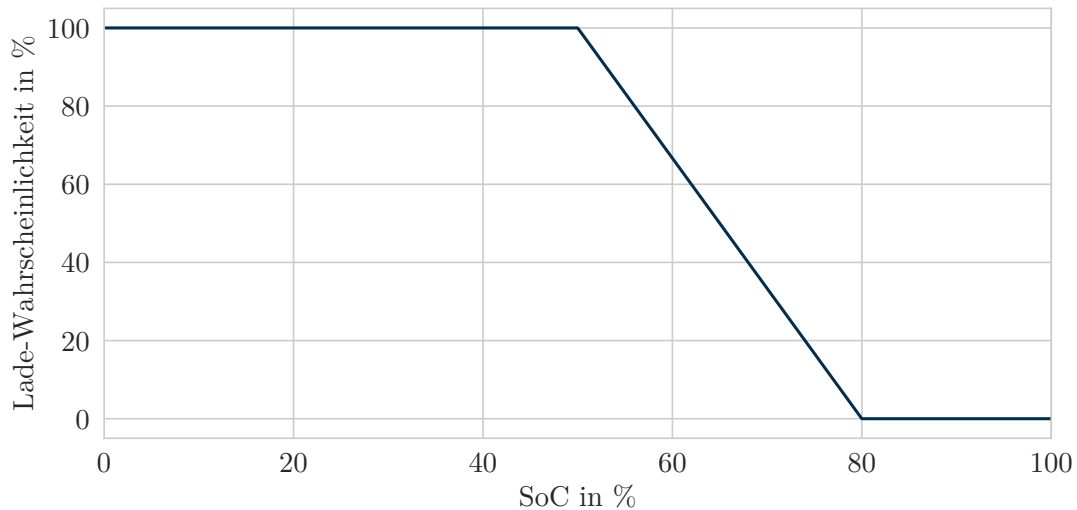


Abbildung 8.: Abhängigkeit der Ladewahrscheinlichkeit vom SoC an öffentlichen Standorten

Schnellladeinfrastruktur besitzt aufgrund des zusätzlichen Fahrt- und Zeitaufwandes eine geringere Attraktivität für Fahrzeugnutzer*innen. Deshalb wird eine Schnellladung in dieser Simulation nur dann ausgelöst, wenn es wirklich nötig ist. Sinkt der **SoC** eines **E-Pkw** unter 20 %, wird eine Schnellladestation angefahren und der **E-Pkw** für 15 Minuten geladen. Im Unterschied zu **BEVs** können **PHEVs** auch mit einem **SoC** von 0 % ihre Fahrt mit Hilfe des Verbrennungsmotors fortsetzen. Aus diesem Grund wird bei **PHEVs** kein Schnellladevorgang ausgelöst.

Derzeit können mit *SimBEV* nur Fahrtprofile mit einer Länge von einer Woche simuliert werden. Da hierdurch ein Initialproblem eines vollständig geladenen Fahrzeugbestandes am ersten Tag der Simulation dominant hervortritt, wird zu Beginn der Simulation 15 % der **E-Pkw** ein zufälliger **SoC** zwischen 30 % bis 100 % zugeordnet. Um abschließend ein Fahrtprofil für ein ganzes Jahr zu erhalten, werden die Fahrtprofile solange mit sich selbst verlängert und logisch verknüpft, bis die gewünschte Länge erreicht wird.

4.2.3. Regionalisierung des Fahrzeugbestandes

Um die Anzahl an **E-Pkw** je **MS**-Netzgebiet zu bestimmen, muss der Gesamtbestand an **E-Pkw** je Szenario (s. **Tabelle 10** und **Tabelle 11**) regionalisiert werden. Die Regionalisierung der **E-Pkw** findet vorerst auf Ebene der Landkreise statt. Als Grundlage hierfür dient der aktuelle *PKW-Bestand nach Zulassungsbezirken* [Kra20c, Stand: 1. Januar 2020]. Es wird davon ausgegangen, dass es zu keiner Verschiebung des Bestandanteils zwischen den Zulassungsbezirken kommt. Dies bedeutet, dass die Gesamtanzahl der **E-Pkw** je Fahrzeugklasse und Szenario entsprechend des heutigen Bestandes anteilig verteilt wird. Die Aufteilung der **E-Pkw** in Klassen erfolgt anhand der Einteilung des **Pkw**-Bestandes in Hubraum-Klassen, welche ebenfalls dem *PKW-Bestand nach Zulassungsbezirken* entnommen werden können.

Die geografische Einteilung der Landfläche in **RegioStaR 7** erfolgt auf Gemeindeebene, weshalb eine weitere Regionalisierung der **E-Pkw** innerhalb eines Landkreises auf die jeweiligen Gemeinden notwendig ist. Da auf Gemeindeebene keine Daten zum **Pkw**-Bestand vorliegen, erfolgt die Regionalisierung anhand der Bevölkerungszahl der Gemeinden. Die Grundlage hierfür bildet der Datensatz *Gemeindegrenzen 2017 mit Einwohnerzahl* [Esr20, Stand: 31. Dezember 2017]. Die Verteilung der Anzahl der **E-Pkw** erfolgt proportional zur Bevölkerungszahl in der jeweiligen Gemeinde. Jedes **MS**-Netzgebiet streckt sich dabei in der Regel über mehrere Gemeinden, wobei einzelne Gemeinden auch nur anteilig innerhalb eines Netzgebietes liegen können.

Um abschließend die Fahrprofile erzeugen zu können, muss jeder Gemeinde eine **RegioStaR 7** Nummer zugeordnet werden. Die entsprechende Zuordnung für das Jahr 2018 kann dem Datensatz *Referenzdateien zur regionalstatistischen Raumtypologie* [Bun20b, Stand: 1. Januar 2018] entnommen werden.

4.3. Räumliche Verteilung der Ladevorgänge

Die räumliche Verteilung der Ladevorgänge innerhalb eines geografischen Gebietes kann starken Einfluss auf die Auswirkungen der Netzintegration von **E-Pkw** haben. So können beispielsweise regionale Konzentrationen des Ladebedarfs einzelne Leitungen stark beanspruchen und den Netzausbaubedarf erhöhen. Grundlage für die Ermittlung von möglichen Standorten mitsamt einer Gewichtung bietet eine geoinformatische Auswertung der untersuchten Gebiete. Das hierfür verwendete Software Tool wird unabhängig von der vorliegenden Arbeit am *Reiner Lemoine Institut* entwickelt und ist noch nicht veröffentlicht. Erweiternd zu der Identifizierung der möglichen Ladeinfrastruktur wurde innerhalb dieser Arbeit eine Methodik für die Zuteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur entwickelt. Die Methodik des verwendeten Software Tools und der Zuteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur sollen in diesem Kapitel vorgestellt werden soll.

Innerhalb dieser Arbeit erfolgt die Verteilung der Ladevorgänge immer innerhalb des untersuchten geografischen Gebietes. In der Realität wird es vorkommen, dass **E-Pkw** außerhalb ihres während der Regionalisierung zugewiesenen geografischen Gebietes geladen werden. Dies betrifft vor allem den Pendel- und Urlaubsverkehr. Ein Laden in anderen geografischen Gebieten oder das Laden von **E-Pkw** aus anderen Gebieten im untersuchten Gebiet kann nicht abgebildet werden. Es ist anzunehmen, dass sich die hierdurch entstehende Verschiebung des Ladebedarfs zwischen den einzelnen Gebieten ungefähr ausgleichen und keinen großen Einfluss auf die Ergebnisse dieser Untersuchung hat. In einzelnen Fällen ist es vorstellbar, dass auch größere Verschiebungen entstehen, wenn beispielsweise innerhalb eines geografischen Gebietes ein großer Ladepark gebaut wird oder ein großes Unternehmen ansässig ist, welches als Anlaufpunkt für eine Vielzahl von **E-Pkw** aus anderen Gebieten dient. Ein solcher Fall kann somit nicht innerhalb dieser Arbeit abgebildet werden.

4.3.1. Private Ladeinfrastruktur

Die private Ladeinfrastruktur beinhaltet alle Ladevorgänge der Lade Use Cases *zu Hause* und *Firmenparkplatz*. Eine genaue Beschreibung der Lade Use Cases findet sich in **Kapitel 5**. Um mögliche Standorte für die Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *zu Hause* identifizieren zu können, wird die Anzahl an Wohneinheiten auf einem 100 m × 100 m Raster aus dem *Zensus 2011* [Sta11] verwendet. So wird jedem Raster mit mehr als einer Wohneinheit und einer Einwohnerzahl größer Null ein möglicher Anschlusspunkt für Ladeinfrastruktur zugeordnet und anhand der Gesamtanzahl von Wohneinheiten im Raster gewichtet.

Für private Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *Firmenparkplatz* werden die Klassifizierungen der Landflächen nach Nutzungsart der *OpenStreetMap (OSM)* [Ope] verwendet. Hierbei wird jeder Landfläche mit der Nutzungsart *commercial*, *retail* oder *industrial* ein möglicher Anschlusspunkt

für Ladeinfrastruktur zugeordnet. Die Gewichtung erfolgt anhand der Fläche des Gebietes multipliziert mit einem Flächennutzungsfaktor. Der Flächennutzungsfaktor liegt für *commercial* bei 3, für *retail* bei 2 und für *industrial* bei 1.

4.3.2. Öffentliche Ladeinfrastruktur

Die öffentliche Ladeinfrastruktur beinhaltet solche, die nicht der privaten Ladeinfrastruktur zugeordnet werden kann. Grundsätzlich lässt sich hierbei zwischen Normal- und Schnellladeinfrastruktur unterscheiden. Für die Normalladeinfrastruktur wird allen **Points of interest (POIs)** aus der *OSM* [Ope] in dem untersuchten Gebiet jeweils ein möglicher Anschlusspunkt für Ladeinfrastruktur zugeordnet. Die Gewichtung der Anschlusspunkte erfolgt hierbei anhand der Gesamtanzahl an **POIs** in der Nähe des Anschlusspunktes.

Für Schnellladeinfrastruktur wird jeder Tankstelle aus der *OSM* [Ope] im untersuchten Gebiet jeweils ein Anschlusspunkt zugeordnet. Liegt innerhalb des Gebietes keine Tankstelle, so wird ein zufälliger Anschlusspunkt der öffentlichen Ladeinfrastruktur verwendet. Eine Gewichtung findet in diesem Fall nicht statt.

4.3.3. Zuteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur

Die klassifizierten Landflächen nach Nutzungsart der *OSM* entsprechen häufig sehr großen Landflächen, die in der Regel nicht nur einem Unternehmen zugewiesen werden können. Da hierdurch unter Umständen nur wenige Anschlusspunkte generiert werden, werden ergänzend 50 % der möglichen öffentlichen Normalladeinfrastruktur für Ladeinfrastruktur auf Firmenparkplätzen genutzt. Den zusätzlichen Anschlusspunkten wird eine geringe Gewichtung zugeordnet, da durch diese vor allem kleine Betriebe abgebildet werden sollen. Die Gewichtung orientiert sich dabei an der ermittelten Gewichtung der öffentlichen Ladeinfrastruktur. Bei der privaten Ladeinfrastruktur am Eigenheim oder in Wohnanlagen liegen innerhalb eines Rasters in der Regel mehrere Wohneinheiten, weshalb davon auszugehen ist, dass je identifiziertem Anschlusspunkt mehrere unabhängige Ladepunkte bzw. -parks betrieben werden können. Auch bei der öffentlichen Normalladeinfrastruktur können unter Umständen mehrere unabhängige Ladepunkte bzw. -parks betrieben werden. Deshalb werden in diesen drei Fällen die möglichen Anschlusspunkte mehrfach vergeben. Dabei wird für die Ladeinfrastruktur am Eigenheim oder in Wohnanlagen ein Belegungsfaktor von 7, auf Firmenparkplätzen von 5 und für die öffentlichen Normalladeinfrastruktur von 2 verwendet.

Jedem Anschlusspunkt wird vor der Zuteilung der Ladevorgänge eine maximale Anzahl an möglichen Ladepunkten zugeordnet. Diese entspricht dem Verhältnis von **E-Pkw** im **MS**-Netzgebiet und der Anzahl möglicher zuvor ermittelter Anschlusspunkte je Lade Use Case multipliziert mit einem Faktor von 5. Nachdem einem Anschlusspunkt ein Ladepunkt zugeordnet wird, wird die Gewichtung des Anschlusspunktes linear abgesenkt, sodass die Gewichtung des Anschlusspunktes auf Null fällt, sobald die maximale Anzahl an möglichen Ladepunkten erreicht wurde.

Die Zuteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur wird mit Hilfe des Gewichtungsfaktors der Anschlusspunkte vorgenommen. Dabei erfolgt eine zufällige und gewichtete Auswahl eines Anschlusspunktes je Ladevorgang. Im Falle der privaten Ladeinfrastruktur wird für jeden **E-Pkw** ein eigener Ladepunkt eingerichtet. Diesem Ladepunkt werden alle Ladevorgänge des jeweiligen **E-Pkw** und Lade Use Case zugeordnet.

Für die öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgt die Zuweisung dezidiert pro Ladevorgang. So wird je Ladevorgang untersucht, ob bereits ein passender Ladepunkt zur Verfügung steht. Hierbei wird beachtet, ob in dem entsprechenden Zeitraum der Ladepunkt durch einen anderen **E-Pkw** besetzt ist und ob dieser die entsprechende Ladeleistung zur Verfügung stellen kann. Sollte kein passender Ladepunkt zur Verfügung stehen, wird analog zum Vorgehen bei der privaten Ladeinfrastruktur ein Ladepunkt zufällig und gewichtet ausgewählt und eingerichtet.

Da die **MS**-Netzgebiete nicht immer die Gesamtfläche einer Gemeinde abdecken, muss abschließend geprüft werden, ob die generierten Anschlusspunkte innerhalb des Netzgebietes liegen. Liegt ein Anschlusspunkt innerhalb eines **MS**-Netzgebietes, so wird er diesem zugeordnet. Wenn nicht, dann fallen die zugeordneten Ladevorgänge innerhalb eines angrenzenden **MS**-Netzgebietes an und sind somit nicht Teil der abschließenden Auswertungen.

4.3.4. Netzintegration der Ladeinfrastruktur

Die Netzintegration der Ladeinfrastruktur erfolgt automatisiert mit Hilfe der *integrate_component* Funktionalität *eDisGos*. Der Anschluss erfolgt hierbei bis zu einer Anschlussleistung von 0,3 MVA in der **NS**-Ebene und bei höheren Anschlussleistungen direkt in der **MS**-Ebene. Bei einem Anschluss in der **NS**-Ebene erfolgt der Anschluss immer innerhalb des **NS**-Netzes, dessen **ONS** am nächsten an dem anzuschließenden Anschlusspunkt liegt. Ab einer Leistung von 0,1 MVA erfolgt der Anschluss über eine Kabelverbindung direkt an der **ONS**. Unter einer Leistung von 0,1 MVA hängt die Art des Anschlusses von dem *use case* der Ladestation ab. Für den Lade Use Case *zu Hause* wird die Ladestation an einer zufälligen Haushaltslast im identifizierten **NS**-Netz angeschlossen. Im Falle des Lade Use Case *Firmenparkplatz* erfolgt der Anschluss an einem zufälligen gewerblichen, industriellen oder landwirtschaftlichen Verbraucher. Demgegenüber wird bei öffentlicher Ladeinfrastruktur der Netzanschluss der Ladestation an einem zufälligen Verbraucher, der keine Haushaltslast darstellt, vorgenommen.

Erfolgt der Anschluss in der **MS**-Ebene, wird die Ladestation über ein Kabel an dem nächstgelegenen Netzknoten oder Kabel angeschlossen. Hierbei wird ausgeschlossen, dass eine Ladestation an eine andere Ladestation angeschlossen wird. Wird ein Kabel ausgewählt, wird die Leitung an der nächstgelegenen Stelle zur Ladestation aufgetrennt und eine neue Kabelmuffe hinzugefügt, an welcher die Ladestation angeschlossen wird. Liegt die Anschlussleistung der Ladestation über 4,5 MVA, erfolgt der Anschluss der Ladestation über eine Kabelverbindung direkt an dem **HS-MS-Umspannwerk (USW)**.

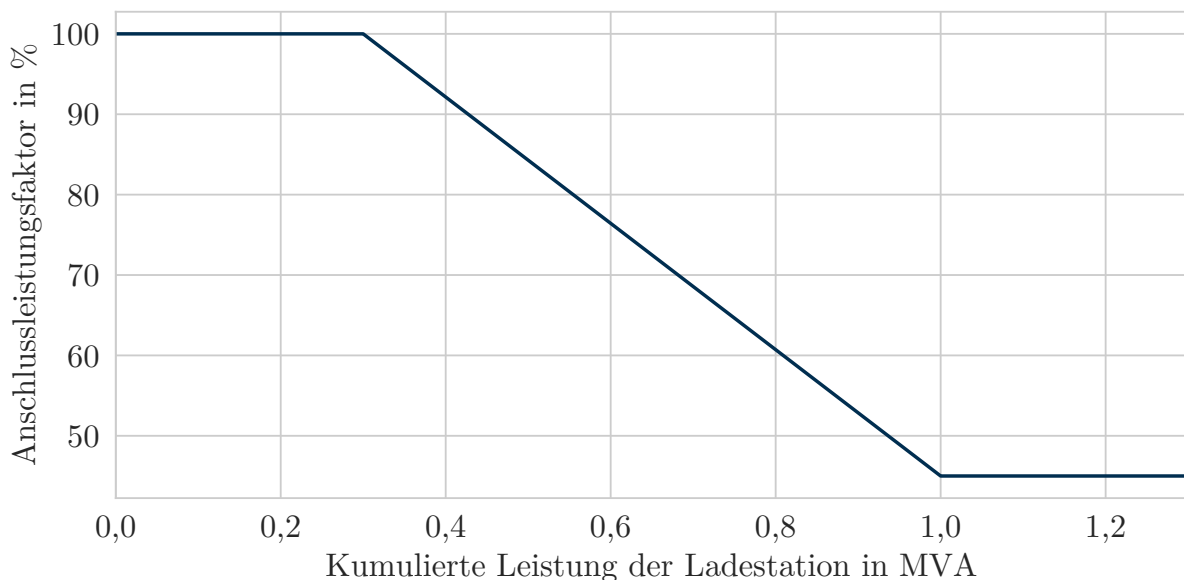


Abbildung 9.: Abhängigkeit des Anschlussleistungsfaktors von der kumulierten Leistung aller Ladepunkte einer Ladestation

Es wird angenommen, dass die Anschlussleistung einer Ladestation bis zu einer Leistung von 0,3 MVA immer der kumulierten Leistung aller Ladepunkte der Ladestation entspricht. Bei einer Zunahme der Anzahl an Ladepunkten an einem Anschlusspunkt nimmt auch die maximale

Gleichzeitigkeit ab. Aus diesem Grund wird ab einem Anschluss in der **MS**-Ebene eine Abhängigkeit der Anschlussleistung von der kumulierten Leistung angenommen. Hierbei wird ein linearer Zusammenhang des Anschlussleistungsfaktors von der kumulierten Leistung der Ladepunkte einer Ladestation nach **Abbildung 9** unterstellt. Die Anschlussleistung einer Ladestation ergibt sich anschließend aus dem Produkt des Anschlussleistungsfaktors mit der kumulierten Leistung der Ladepunkte der Ladestation. Hiervon ausgenommen ist die Schnellladeinfrastruktur, welcher ein fester Anschlussleistungsfaktor von 1 zugeordnet wird.

4.4. Ladestrategien

Innerhalb dieser Arbeit werden zwei präventive Ladestrategien und eine aktive Ladestrategie untersucht. Auf diese Weise soll analysiert werden, inwieweit eine aktive Ladestrategie gegenüber präventiven Ladestrategien Vorteile aufweist. Da für aktive Ladestrategien der Aufwand im Betrieb höher ist und zusätzliche Technik benötigt wird, liegen die Kosten für solche Ladestrategien deutlich höher.

Das Ziel der Ladestrategien ist es, ein möglichst netzfreundliches Verhalten der Ladevorgänge zu erzeugen, ohne den Komfort für Endverbraucher*innen einzuschränken. Deshalb gilt als Randbedingung aller Ladestrategien, dass der Ladebedarf jedes Ladevorgangs zu 100 % gedeckt werden muss. Dies bedeutet, dass Ladevorgänge nur dann flexibilisiert werden können, wenn innerhalb der Standzeit eine Vollladung des **E-Pkw** möglich ist. Weiterhin können nur private Ladevorgänge flexibilisiert werden, da bei öffentlichen Ladevorgängen die Erfüllung der Dienstleistung im Vordergrund steht. Um die drei Ladestrategien bewerten zu können, wird zusätzlich eine Referenz-Ladestrategie, welche als Vergleichswert dient, untersucht.

4.4.1. Referenz-Laden

Bei der Referenz-Ladestrategie wird für Ladevorgänge in der **NS**-Ebene ein vollkommen ungesteuertes Laden der **E-Pkw** angenommen. Da bei großen privaten Ladeparks ein ungesteuertes Laden als unrealistisch einzuschätzen ist, wird davon ausgegangen, dass ab einem Anschluss in der **MS**-Ebene der Betreiber eine Reduktion der Spitzenlast anstrebt. In diesen Fällen kommt auch bei der Referenz-Ladestrategie das reduzierte Laden zum Einsatz, welches anschließend erläutert wird.

4.4.2. Ladegruppen

Das Ziel der Ladegruppen ist es, die Netzbelastung präventiv durch die Senkung der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu reduzieren. Hierfür werden die einzelnen Ladepunkte in zwei Gruppen eingeteilt. Beiden Gruppen werden alternierend 15-minütige Ladezeitfenster zugewiesen, in denen bei voller Ladeleistung der Ladebedarf gedeckt wird. Reichen die zugewiesenen Ladezeitfenster nicht aus, um den Ladebedarf des Ladevorgangs zu decken, werden zusätzlich die Ladezeitfenster der anderen Gruppe verwendet, bis der Ladebedarf gedeckt werden kann. Die Ladezeitfenster der eigenen Gruppe werden dabei priorisiert behandelt. Es wird darauf geachtet, dass die Zuweisung der Gruppen nicht nur innerhalb eines **MS**-Netzgebietes möglichst leistungshomogen erfolgt, sondern detailliert bis in die einzelnen Stränge der **NS**-Ebene. Innerhalb eines **NS**-Stranges wird weiterhin darauf geachtet, dass auch die einzelnen Leistungsklassen der Ladeinfrastruktur gleichmäßig auf die Gruppen verteilt werden. Erfolgt der Anschluss einer Ladestation auf der **MS**-Ebene, wird diese Ladestation wie ein eigener **NS**-Strang behandelt und die einzelnen Ladepunkte dementsprechend in die Gruppen eingeteilt. In **Abbildung 10** wird beispielhafte die Einteilung von Ladepunkten auf die zwei Gruppen innerhalb eines **NS**-Stranges dargestellt. [SRH⁺21]

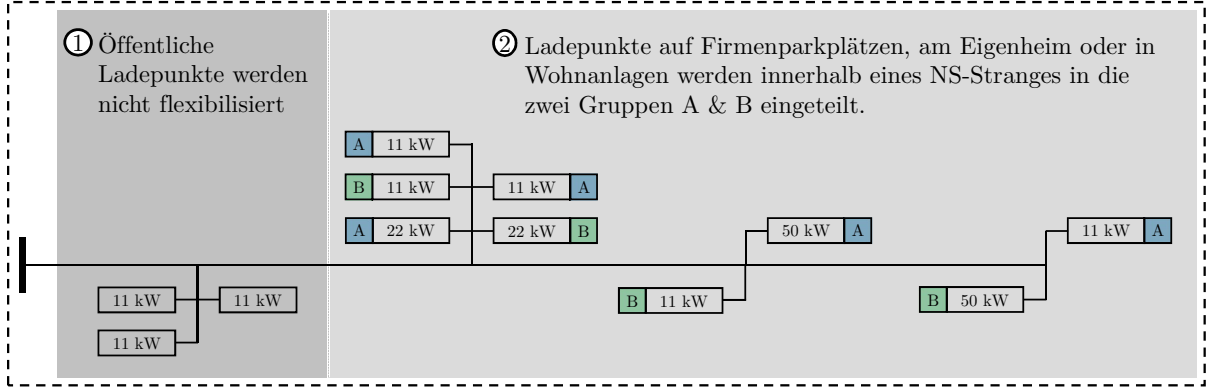


Abbildung 10.: Einteilung der Ladepunkte eines NS-Stranges in die Gruppen A und B im Rahmen der Ladegruppen

4.4.3. Reduziertes Laden

Beim reduzierten Laden soll präventiv durch die Reduzierung der Ladeleistung der einzelnen Ladevorgänge eine Senkung der Netzbelastung erreicht werden. Hierbei wird durch eine Absenkung der Ladeleistung möglichst die gesamte Standzeit des **E-Pkw** für den Ladevorgang genutzt. Die Flexibilität dieser Ladestrategie wird durch eine Mindestladeleistung von 10 % der Nennleistung des angefahrenen Ladepunktes technisch begrenzt. Hierdurch soll ein Kompromiss zwischen einer möglichst großen Reduktion der Ladeleistung und den technischen Anforderungen der Ladeinfrastruktur gefunden werden. Im Gegensatz zur Referenz-Ladestrategie werden unabhängig von der Netzebene beim reduzierten Laden alle privaten Ladevorgänge flexibilisiert. [SRH⁺21]

4.4.4. Residuallast-Laden

Bei dem Residuallast-Laden handelt es sich um eine aktive Ladestrategie, welche an das gesteuerte Laden der Agora Studie *Verteilnetzausbau für die Energiewende* [AAR19] angelehnt ist. Der Ladevorgang eines **E-Pkw** findet hierbei immer innerhalb der Zeitschritte der Standzeit statt, welche die geringste Residuallast innerhalb des **MS**-Netzgebietes aufweisen, wodurch eine Glättung der Residuallast erreicht werden soll. Die Zuweisung findet auf Viertelstundenbasis und die Ladevorgänge immer bei voller Ladeleistung statt. Das Ziel der Optimierung kann so formuliert werden, dass nach **Gleichung 1** eine Minimierung der **mittleren quadratischen Abweichung (MQA)** der Residuallast vom Mittelwert der Residuallast angestrebt wird.

$$MQA = \frac{1}{n} \sum_i^n (P_{R_i} - \bar{P}_R)^2 \quad (1)$$

Wobei:

P_{R_i} : Residuallast zum Zeitschritt i

$\bar{P}_R$: Mittelwert der Residuallast

n : Anzahl an Zeitschritten

i : Index des Zeitschrittes

Durch die Abhängigkeit der Residuallast von den einzelnen Ladevorgängen sind auch die einzelnen Ladevorgänge voneinander abhängig. Hierdurch entsteht ein komplexes Optimierungsproblem. Um die Rechenzeit in einem akzeptablen Maß zu halten, wird eine Näherung an eine optimale Lösung angestrebt. Für jeden Ladevorgang wird ermittelt, wie viel überschüssige Standzeit zur Flexibilisierung der Ladevorgänge zur Verfügung steht. Die Ladevorgänge werden anschließend in Abhängigkeit dieses Kriteriums in aufsteigender Reihenfolge sortiert und einzeln betrachtet. So

werden für jeden Ladevorgang die Zeitschritte für den Ladevorgang ausgewählt, welche innerhalb der Standzeit die geringste Residuallast aufweisen. Zusätzlich wird die Residuallast nach jeder Zuweisung entsprechend angepasst und somit die Abhängigkeit der einzelnen Ladevorgänge voneinander gewährleistet. Auf diese Weise werden Ladevorgänge mit einem geringen Flexibilitätsband vorrangig behandelt und eine möglichst optimale Lösung bei einem geringen Rechenaufwand erreicht.

4.5. Überführung der Fahrprofile in Lastzeitreihen

Die Fahrprofile der **E-Pkw** und die Lastzeitreihen der Ladestrategien werden auf 15 Minuten Basis generiert. In vielen Zeitschritten kann der – verbleibende – Ladebedarf in weniger als 15 Minuten nachgeladen werden. Aus diesem Grund wird durch zwei Maßnahmen ein Kompromiss angestrebt. Einerseits sollen realistische Gleichzeitigkeiten abgebildet werden, welche Auswirkungen auf die Netzbelastung haben. Andererseits soll die Differenz zwischen dem Ladebedarf der Fahrprofile nach **SimBEV** und den Lastzeitreihen der Ladestrategien minimal ausfallen.

1. Dem Gesamtladebedarf eines Ladevorgangs wird nur dann der Ladebedarf des letzten Zeitschritts zugeordnet, wenn bei maximaler Ladeleistung mindestens 20 % des Zeitschritts benötigt werden, um den Ladebedarf zu decken.
2. Wenn in einem Zeitschritt eine Ladung stattfindet, dann wird diesem die volle Ladeleistung des Ladevorgangs zugeordnet.

Wenn ein Ladevorgang von diesen Maßnahmen betroffen ist, dann wird der Ladebedarf dieses Ladevorgangs entweder erhöht oder reduziert in den Lastzeitreihen wiedergegeben. Bei dem reduzierten Laden entsteht diese Problematik bei den flexibilisierbaren Ladevorgängen nicht, da sich die Ladeleistung flexibel nach dem gegebenen Ladebedarf und der zur Verfügung stehenden Standzeit ausrichten kann. Hierdurch entsteht jedoch eine Differenz in dem Gesamtenergiebedarf der Lastzeitreihen zwischen dem reduzierten Laden und den sonstigen Ladestrategien. Um dies zu vermeiden werden die zuvor beschriebenen Maßnahmen vor der Erstellung der Lastzeitreihen durchgeführt und der Ladebedarf bereits in den Fahrprofilen nach **SimBEV** angepasst. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass sich der Gesamtenergiebedarf der Lastzeitreihen zwischen den Ladestrategien nicht unterscheidet. Dies soll kurz an zwei Beispielen veranschaulicht werden:

1. Beträgt der Ladebedarf eines Fahrzeuges nach **SimBEV** beispielsweise 12 kWh und die fahrzeugseitige Ladeleistung 9,9 kW, dann werden insgesamt rund 73 Minuten für die Ladung benötigt. In diesem Fall wird in den Lastzeitreihen insgesamt fünf Zeitschritten und somit 75 Minuten die Ladeleistung zugeordnet. Aus diesem Grund wird der Ladebedarf des Ladevorgangs in den Fahrprofilen nach **SimBEV** auf 12,375 kWh erhöht.
2. Wenn hingegen der Ladebedarf bei einer gleichbleibenden Ladeleistung nur 10 kWh beträgt, dann werden nur rund 61 Minuten für die Ladung benötigt. In diesem Fall wird die Ladeleistung in den Lastzeitreihen nur in vier Zeitschritten und somit 60 Minuten abgebildet. Der Ladebedarf des Ladevorgangs in den Fahrprofilen nach **SimBEV** wird entsprechend auf 9,9 kWh reduziert.

4.6. Netzuntersuchung

Das Open Source Tool **eDisGo** stellt eine Toolbox zur Verfügung, um Verteilnetze auf Netzprobleme zu untersuchen. Dabei bilden synthetische Netztopologien, die mit Hilfe des Open Source Tools **ding0** erzeugt wurden, die Grundlage für die Berechnungen. **eDisGo** kann über **GitHub** [Rei19] abgerufen werden und ist auf *Read the Docs* [ope17] dokumentiert.

Mit Hilfe **eDisGos** werden vorerst durch eine Lastflussanalyse Netzprobleme in den Referenznetzgebieten ermittelt. Anschließend wird der last- und erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs ermittelt,

welcher nötig ist, um die Netzprobleme aufzulösen. Anhand dieses Wertes sollen Aussagen darüber gemacht werden, inwieweit die Ladestrategien dazu in der Lage sind, kritische Netzbelastungen zu vermeiden beziehungsweise zu reduzieren. Gegenüber einer Ermittlung der Netzausbaukosten bringt diese Methodik den Vorteil mit sich, dass Aussagen darüber getroffen werden können, ob die Netzprobleme last- oder erzeugerseitig bedingt sind. Auf diese Weise können auch die Effekte auf die Netzintegration von fEE aufgezeigt werden.

4.6.1. Ermittlung von Netzproblemen

Die Überprüfung der Referenznetzgebiete auf Netzprobleme besteht aus zwei Schritten. Vor-erst wird eine nichtlineare Lastflussanalyse durchgeführt, um anschließend die Einhaltung der Spannungsanforderungen und technischen Richtlinien bezüglich der Betriebsmittelbelastungen zu überprüfen. Die Durchführung der Lastflussanalyse erfolgt mit Hilfe *eDisGos*, welches die Funktionalitäten des Open Source Tools *PyPSA* [BHH⁺20b] nutzt. In diesem Kapitel soll auf den Umfang der Lastflussanalyse und die Spannungsanforderungen sowie die technischen Richtlinien bezüglich der Gerätebelastungen eingegangen werden. Eine genau Beschreibung der Lastflussanalyse des Open Source Tools *PyPSA* kann auf *Read the Docs* [BHH⁺20a] abgerufen werden.

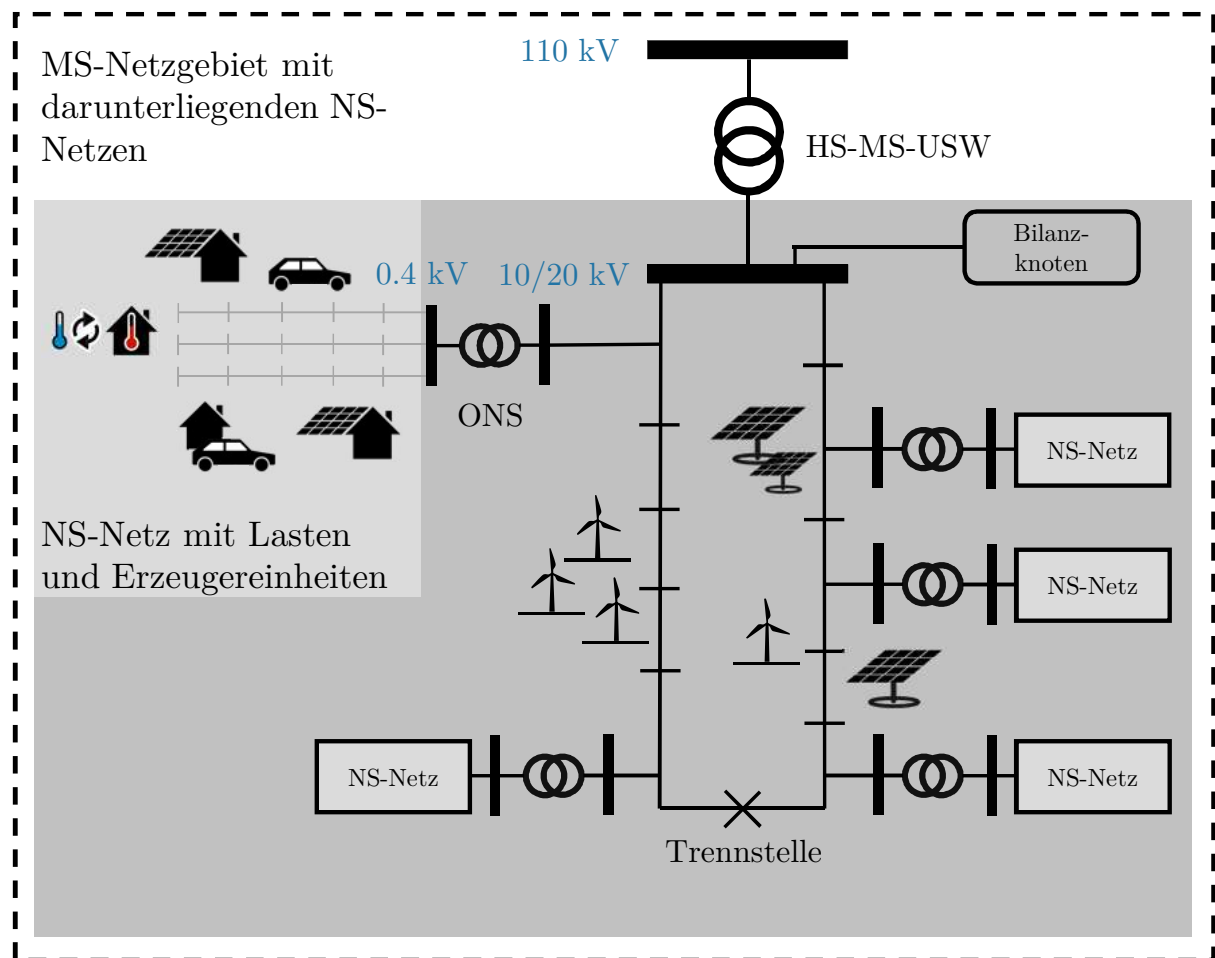


Abbildung 11.: Umfang der Lastflussanalyse mit eDisGo [SHR⁺20]

Die Lastflussanalyse der Netze berücksichtigt sowohl die MS- und NS-Ebene als auch die MS-NS-Umspannebene. Gegenüber einer Aggregation der Erzeugung und des Bedarfs der einzelnen NS-Netze an der jeweiligen ONS bietet diese tiefgehende Betrachtung die Möglichkeit, die Auswirkungen der teilweise hohen Ladeleistungen der Ladeinfrastruktur genauer zu analysieren und den Einfluss verschiedener Ladestrategien umfassender bestimmen zu können.

Unter dem Bilanzknoten wird ein Netzknoten verstanden, an welchem der Wirk- und Blindleistungsfluss frei eingestellt werden kann, womit über einen iterativen Prozess bei der Lastflussanalyse die Konvergenz des Systems erreicht werden soll. Da die Spannung der Sekundärseite des **HS-MS-USW** auch in der Realität eingestellt werden kann, eignet sich dieser Punkt besonders gut und wird entsprechend als Bilanzknoten verwendet. Aus diesem Grund können am **HS-MS-USW** keine Spannungsprobleme auftreten. Jedoch entspricht die bei der Lastflussanalyse berechnete Scheinleistung des Bilanzknotens der Leistung, die über das **HS-MS-USW** geleitet wird. Anhand dieses Wertes können erweiternd Aussagen über etwaige Überlastungen des **HS-MS-USW** getroffen werden. In **Abbildung 11** ist eine Übersicht über den Umfang der Lastflussanalyse dargestellt. [SHR⁺20]

Mit Hilfe der durch die Lastflussanalyse ermittelten Belastungen und Spannungsabweichungen an den Betriebsmitteln können abschließend Überlastungen und Spannungsprobleme festgestellt werden. Im Rahmen dieser Arbeit gilt als Planungsgrundsatz, dass der auf Scheinleistung bezogene zulässige Belastungsfaktor aller Betriebsmittel 100 % beträgt. Die zulässigen Spannungsabweichungen liegen für Endkunden in der **NS**-Ebene bei $\pm 10\%$. Dieses Spannungsband wird nach **Tabelle 7** auf die **MS**, **MS-NS**- und **NS**-Ebene aufgeteilt. Im Lastfall spiegelt das in der **NS**-Ebene größere zulässige Spannungsband wider, dass in dieser Ebene die Mehrzahl der Verbraucher angeschlossen ist. Demgegenüber wird im Rückspeisefall ein größeres Spannungsband für die **MS**-Ebene reserviert. Die Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes nach **Tabelle 7** wird aus *Integrated Techno-Economic Power System Planning of Transmission and Distribution Grids* [MSS⁺19] entnommen und basiert auf der *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg* [RGH⁺17]

Tabelle 7.: Zulässige Spannungsabweichungen der Betriebsmittel in der MS- und NS-Ebene

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

Quelle: [RGH⁺17]

4.6.2. Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die Auflösung von Netzüberlastungen

Die Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die Auflösung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberbelastungen erfolgt in einem iterativen Prozess. Vorerst werden etwaige Netzprobleme und die entsprechenden Zeitschritte, in denen die Netzprobleme auftreten, mit Hilfe der Lastflussanalyse ermittelt. Anschließend wird die Last bzw. die Einspeisung in 5 %-Schritten innerhalb der ermittelten Zeitschritte reduziert. Beides wird so lange wiederholt, bis keine Netzprobleme mehr auftreten.

Bei der Lösung der Netzprobleme werden vorerst Spannungsprobleme und abschließend Überlastungen behandelt. Weiterhin werden Probleme in der **NS**-Ebene behandelt, bevor Probleme in der **MS-NS**-Umspannebene und abschließend in der **MS**-Ebene gelöst werden. Durch die Auflösung von Netzproblemen auf tieferen Spannungsebenen können unter Umständen bereits Netzprobleme in darüber liegenden Spannungsebenen gelöst, entspannt oder auch verstärkt werden. Weiterhin werden Netzprobleme innerhalb der **NS**- bzw. **MS**-Ebene anhand ihrer Entfernung zur übergeordneten Umspannebene priorisiert. So kann auch hier die Lösung von weiter entfernten Netzproblemen bereits vorgeschaltete Netzprobleme auflösen oder entspannen. Für jeden Zeitschritt, in dem Überlastungs- oder Spannungsprobleme an einem Netzknoten auftreten, wird geprüft, ob die Netzprobleme durch hohe Nachfrage oder hohe Einspeisung entstehen. Anhand dieser Information

wird entschieden, ob Last oder Einspeisung abgeregelt werden soll. Die gesamte notwendige Abregelung für das **MS**-Netzgebiet ergibt sich aus der Summierung aller nötigen Abregelungen von Last und Erzeugung. In **Abbildung 12** ist das Vorgehen veranschaulicht. [SHR⁺20]

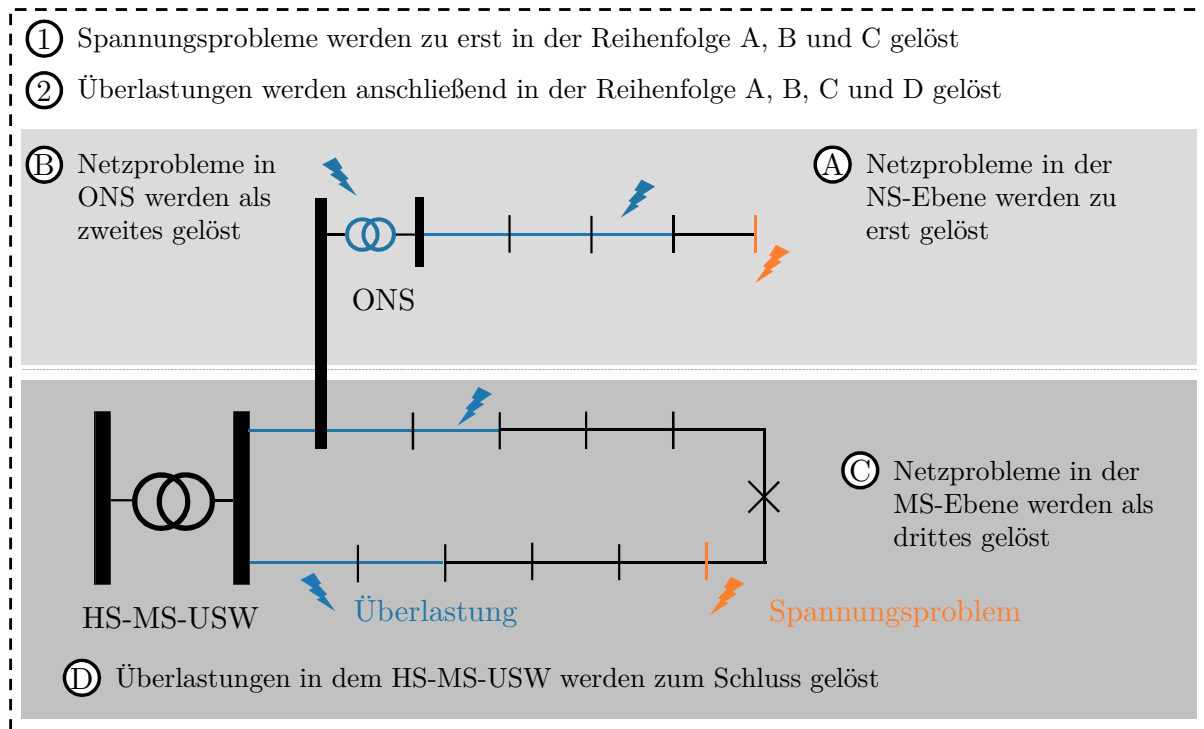


Abbildung 12.: Umfang der Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die Auflösung von Netzüberlastungen [SHR⁺20]

Um die Rechenzeit innerhalb eines akzeptablen Maßes zu halten, erfolgt die Ermittlung des Abregelungsbedarfs für zwei Wochen des Jahres. Hierbei werden die Wochen untersucht, die im **MS**-Netzgebiet die minimale bzw. maximale durchschnittliche Residuallast aufweisen. Auf diese Weise sollen möglichst extreme Belastungssituationen abgedeckt werden.

Aufgrund der hohen Anzahl an **E-Pkw**, **WP** und Erneuerbaren Erzeugereinheiten kommt es in einigen Fällen dazu, dass die Lastflussanalyse nicht konvergiert. Aus diesem Grund werden zuerst die **NS**-Netze eines **MS**-Netzgebiets einzeln betrachtet und bei Bedarf abgeregelt, um dort extreme Belastungssituationen abzufangen, die eine Konvergenz des Gesamtsystems verhindern können.

5. Szenariorahmen

Innerhalb des Workshops „Neue Verbraucher und elektrische Flexibilitäten“ wurden Fragestellungen diskutiert, die sich mit der Integration neuer Verbraucher und der Nutzung elektrischer Flexibilitäten in Übertragungs- und Verteilnetzen befassen [Rei20]. Hierbei wurden unter anderem die Ergebnisse der Metaanalyse (s. Kapitel 3) genutzt, um mit Branchenexpert*innen Forschungsfragen zu entwerfen und zukünftige Entwicklungen zu diskutieren. Die wichtigsten Ergebnisse des Workshops werden kurz vorgestellt und dienen als Leitlinien für die Erstellung eines geeigneten Szenariorahmens für diese Arbeit innerhalb dieses Kapitels.

Insgesamt werden drei Szenarien und eine Szenarette untersucht. Die Szenarien unterscheiden sich ausschließlich im Hochlauf der E-Pkw. Bei der Szenarette wird hingegen eine Veränderung in der Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur untersucht. Auf diese Weise sollen getrennt die Auswirkungen der beiden Parameter aufgezeigt werden.

5.1. Ergebnisse des Workshops – Neue Verbraucher und elektrische Flexibilitäten

In diesem Kapitel werden die für diese Arbeit wichtigsten Ergebnisse des Workshops „Neue Verbraucher und elektrische Flexibilitäten“ aufgelistet. Zu den Teilnehmern*innen des Workshops zählten mehrheitlich Mitarbeiter*innen von Netzbetreibern, Forschungsinstituten und energiewirtschaftlichen Unternehmen. Die folgende Auflistung entspricht den relevantesten Ergebnissen mehrerer Diskussionen und Umfragen innerhalb des Workshops.

- Private Ladeinfrastruktur zu Hause oder auf Firmenparkplätzen besitzt die größte Attraktivität für Verbraucher.
- Eine regionale Konzentration von E-Pkw wird nur während der Markthochlaufphase eine relevante Rolle spielen.
- Marktorientierte Ladestrategien können Gleichzeitigkeiten und damit den Netzausbaubedarf erhöhen.
- Die großtechnische Umsetzung von V2G-Anwendungen wird als unwahrscheinlich eingestuft.

5.2. Szenarien

In diesem Kapitel erfolgt eine Beschreibung der Annahmen zu den untersuchten Szenarien und somit den Eingangsparametern für die Simulation des Einflusses der Netzintegration von E-Pkw. Hierzu zählen der Ausbau regenerativer Energien, der konventionelle Stromverbrauch, der Hochlauf von WP und E-Pkw sowie deren technische Parameter. Der Fokus liegt hierbei auf der Aufstellung von Annahmen zum Hochlauf von E-Pkw und zur Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur. Insgesamt werden drei Szenarien und eine daraus abgeleitete Sensitivität in Form einer Szenarette untersucht.

5.2.1. Ausbau regenerativer Energien

Die Annahmen zum Hochlauf der regenerativen Erzeugerkapazitäten werden innerhalb der Szenarien als konstant angenommen. Hierdurch werden Vermischungseffekte aufgrund der Variation mehrerer Eingangsparameter vermieden und der Einfluss der Elektromobilität kann getrennt betrachtet werden. Die Annahmen zum Hochlauf der Erzeugerkapazitäten werden aus dem Szenario *eGo 100* des *open_eGo* Projekts entnommen und sind in Tabelle 8 dargestellt.

Auf Grundlage des Status Quo im Jahr 2015 werden die Erzeugerkapazitäten entsprechend der aktuellen Verteilung gewichtet regionalisiert. Hierbei werden maximale Ausbaupotentiale berücksichtigt, indem beispielsweise Weißflächen für den Ausbau von Onshore Windkraftanlagen berücksichtigt werden. Die Regionalisierung der Erzeugerkapazitäten erfolgte im Rahmen des

open_eGo Projektes und eine genaue Beschreibung der Methodik ist im Projektabschlussbericht [MSB⁺19] festgehalten.

Tabelle 8.: Hochlaufzahlen der regenerativen Erzeugerkapazitäten

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

Die Zeitreihen für die Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen werden der *Open Energy Platform (OEP)* [opeb] entnommen und sind frei verfügbar. Im Falle der Energieerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft wird eine konstante Erzeugung angenommen. So waren in Deutschland im Jahr 2019 9983 MW an Biomasse- und 5595 MW an Wasserkraftwerken installiert, die insgesamt 50 009 GWh bzw. 20 058 GWh Energie erzeugten [Bun20c]. Der hieraus resultierende Leistungsfaktor von 0,57 bzw. 0,41 wird auf alle Biomasse- und Wasserkraft-Erzeugerkapazitäten unverändert umgelegt. In den untersuchten MS-Netzgebieten finden sich keine konventionellen Kraftwerke.

5.2.2. Konventioneller Stromverbrauch

Bei dem konventionellen Stromverbrauch handelt es sich um geografisch hochaufgelöste Zeitreihen, die jeweils einem sogenannten *Lastgebiet* zugeordnet werden. Der konventionelle Stromverbrauch entstammt parallel zum Ausbau der regenerativen Energien aus dem *open_eGo* Projekt und wurde im entsprechenden Projektbericht [MSB⁺19] ausführlich beschrieben. An dieser Stelle soll die Methodik kurz zusammengefasst werden.

Die *Lastgebiete* entsprechen einer geografischen Einheit, welcher ein elektrischer Verbrauch zugeordnet wird. Um die Datenmengen möglichst gering zu halten, werden innerhalb eines *Lastgebietes* räumlich nahe liegende Landnutzungsflächen zusammengefasst. Zusätzlich wird den *Lastgebieten* eine Bevölkerungsanzahl und der Anteil an den Gesamtlandnutzungsflächen der Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, Wohnen und Landwirtschaft zugeteilt. Anhand dieser Charakteristika erfolgt abschließend eine anteilige Zuordnung des gesamten Stromverbrauches und der Zeitreihen der Sektoren auf die *Lastgebiete*.

5.2.3. Wärmepumpen

Der Hochlauf an WP in Deutschland wird innerhalb der Szenarien als feste Eingangsgröße angenommen. Die Hochlaufzahlen und der Jahresverbrauch entsprechen dem Szenario C 2035 des *Netzentwicklungsplans (NEP)* 2021 – 2035 [Bun20d] und sind in *Tabelle 9* dargestellt.

Der Jahresstromverbrauch der WP wird anteilig anhand des Stromverbrauches des Haushaltssektors eines Netzgebietes bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Haushaltssektors im Szenario *eGo 100* auf die einzelnen Netzgebiete verteilt. Innerhalb eines Netzgebietes erfolgt die Regionalisierung gewichtet anhand des Stromverbrauches der einzelnen Haushaltslasten. Der zeitliche Verlauf der Last wird der *E-Mobility Study* [SHR⁺20] entnommen und auf alle WP umgelegt.

Tabelle 9.: Hochlaufzahlen für Wärmepumpen

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

5.2.4. Elektromobilität

Bei der Elektromobilität müssen neben den Annahmen zum Fahrzeughochlauf auch die technischen Daten der **E-Pkw** und die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden.

Fahrzeughochlauf: Der Fahrzeughochlauf unterscheidet sich je nach Szenario. Insgesamt spiegeln alle Szenarien unterschiedlich starke Durchdringungen des **motorisierten Individualverkehrs (MIV)** mit **E-Pkw** wider.

Tabelle 10.: E-Pkw Hochlaufzahlen je Szenario

Szenario	E-PKW in Millionen Fahrzeuge
NEP C 2035	14,0
Referenz	25,1
Antriebswende	47,7

In **Tabelle 10** sind die Annahmen der drei Szenarien zum Hochlauf von **E-Pkw** dargestellt. Das erste Szenario entspricht mit einem Fahrzeughochlauf von 14 Millionen **E-Pkw** den Annahmen des Szenarios C 2035 des **NEP 2021 – 2035** [Bun20d]. Die Hochlaufzahlen für das Referenzszenario spiegeln mit 25,1 Millionen **E-Pkw** den summierten Median der Literaturrecherche für den Fahrzeughochlauf an **BEVs** und **PHEVs** im Jahr 2050 wider. Das Antriebswende-Szenario geht hingegen von einer vollständigen Elektrifizierung des Fahrzeugbestandes von 47,7 Millionen **E-Pkw** vom 1. Januar 2020 [Kra20d] aus.

Tabelle 11.: Aufteilung der E-Pkw auf die einzelnen Fahrzeugtypen und -klassen

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

Die Aufteilung des **E-Pkw**-Bestands in **BEVs** und **PHEVs** erfolgt anhand des ermittelten Medians der Literaturrecherche für den Fahrzeughochlauf an **BEVs** und **PHEVs** für das Stützjahr 2050. Innerhalb der **E-Pkw**-Typen wird erweiternd eine Einteilung in die Fahrzeugklassen Kleinwagen, Mittelklasse und Oberklasse vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Einteilung in Fahrzeugklassen zwischen **BEVs** und **PHEVs** nicht unterscheidet. So gibt es in den Szenarien

zwar insgesamt mehr BEVs als PHEVs, aber das Verhältnis zwischen den Fahrzeugklassen ist zwischen den beiden E-Pkw-Typen konstant. Die Einteilung in [Tabelle 11](#) entspricht der Statistik des Kraftfahrt-Bundesamtes [[Kra20b](#)] vom 1. Januar 2020. Es wird somit von einer Fortschreibung des aktuellen Verbraucherverhaltens ausgegangen. Eine genaue Zuordnung der Pkw-Segmente in die Klassen wird im Anhang in [Tabelle 45](#) und [Tabelle 46](#) dargestellt.

Technische Daten: Die technischen Daten der E-Pkw sind klassenspezifisch und werden innerhalb ihrer Klasse als homogen angenommen. In [Tabelle 12](#) ist die fahrzeugseitige maximale Ladeleistung und die nutzbare Batteriekapazität der jeweiligen Fahrzeugklassen dargestellt. Die Annahmen wurden dem Szenario *Verstärkte Elektrifizierung* für das Jahr 2049 aus der Studie *Automobile Wertschöpfung 2030/2050* [[KHH⁺19](#)] entnommen. Eine Limitierung der Ladeleistung durch die Unterscheidung in Normal- und Schnellladung erfolgt im Simulationsmodell von Seiten der Ladeinfrastruktur.

Tabelle 12.: Maximale Ladeleistung und nutzbare Batteriekapazität je Fahrzeugklasse

Fahrzeugklasse	Maximale Ladeleistung	Nutzbare Batteriekapazität
BEV Kleinwagen	120 kW	70 kWh
BEV Mittelklasse	350 kW	100 kWh
BEV Oberklasse	350 kW	120 kWh
PHEV Kleinwagen	120 kW	25 kWh
PHEV Mittelklasse	120 kW	30 kWh
PHEV Oberklasse	120 kW	40 kWh

Quelle: Szenario *Verstärkte Elektrifizierung* für das Jahr 2049 [[KHH⁺19](#)]

Der elektrische Energieverbrauch der E-Pkw wird aus den Annahmen der Studie *eMobil 2050* [[HBH⁺14](#)] abgeleitet. Es wird angenommen, dass Kleinwagen gegenüber Mittelklasse-E-Pkw einen um 20 % reduzierten Energieverbrauch aufweisen. Oberklasse-E-Pkw weisen hingegen einen um 20 % erhöhten Energieverbrauch auf.

Weiterhin bietet die Studie *eMobil 2050* nur Verbrauchsangaben nach dem **neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ)**, welche nicht realen Verbrauchsdaten entsprechen. Nach *Informationen zur Umweltpolitik - 189* [[HIL⁺15](#)] lag der Realverbrauch 2013 gegenüber einer Messung nach NEFZ im Mittel um 27 % höher. Die Werte für das Jahr 2050 der Studie *eMobil 2050* werden um diesen Faktor erhöht und die Ergebnisse in [Tabelle 13](#) zusammengefasst.

Tabelle 13.: Durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch je Fahrzeugklasse

Fahrzeugklasse	Verbrauch pro 100 km
BEV Kleinwagen	11,9 kWh
BEV Mittelklasse	14,8 kWh
BEV Oberklasse	17,8 kWh
PHEV Kleinwagen	12,1 kWh
PHEV Mittelklasse	15,2 kWh
PHEV Oberklasse	18,2 kWh

Ladeinfrastruktur: Die Ladeinfrastruktur wird im Gegensatz zu den Annahmen zum Fahrzeughochlauf nicht in absoluten Zahlen ausgedrückt. Stattdessen werden den einzelnen Wegezwecken

der **E-Pkw** Wahrscheinlichkeiten zugeordnet, ob ein **E-Pkw** am Zielort geladen werden kann. Weiterhin wird diese Wahrscheinlichkeit auf verschiedene Ladeleistungen aufgeteilt. Dabei wird grundsätzlich zwischen Normal- und Schnellladung unterschieden.

Normalladung beinhaltet in dieser Arbeit die Leistungsklassen 3,7kW, 11kW, 22kW und 50kW. Um zu bestimmen, mit welcher Ladeleistung an einem Zielort geladen werden kann, werden den unterschiedlichen Wegezwecken nach *MiD 2017* (s. **Kapitel 4.2.1**) dezidiert Wahrscheinlichkeiten zugeordnet, ob und mit welcher Ladeleistung geladen werden kann. Eine Zuordnung der Leistungsklassen auf die einzelnen Wegezwecke erfordert vorerst eine Zuordnung der Lade Use Cases auf die Wegezwecke. Unter den Lade Use Cases werden die fünf Standortarten *Eigenheim*, *Wohnanlage*, *Firmenparkplatz*, *Gewerbeparkplatz* und *Straßenrand* verstanden. In **Tabelle 14** ist die entsprechende prozentuale Aufteilung der Lade Use Cases auf die Wegezwecke dargestellt.

Tabelle 14.: Prozentuale Zuordnung der Lade use cases auf die Wegezwecke

Wegezweck	Eigenheim	Wohnanlage	Firmenparkplatz	Gewerbeparkplatz	Straßenrand
Arbeit	0 %	0 %	65 %	0 %	35 %
dienstlich	0 %	0 %	38 %	6 %	56 %
Ausbildung	0 %	0 %	65 %	0 %	35 %
Einkauf	0 %	0 %	0 %	77 %	24 %
Erledigung	0 %	0 %	0 %	38 %	62 %
Freizeit	0 %	0 %	0 %	39 %	62 %
nach Hause	43 %	25 %	0 %	0 %	31 %

Derzeit leben in Deutschland ungefähr 44,2 Millionen Menschen in Gebäuden mit maximal zwei Wohnungen und 37,2 Millionen Menschen in Mehrfamilienhäusern. Etwa 80 % der Fahrzeugbesitzer*innen in Gebäuden mit maximal zwei Wohnungen verfügen über einen Stellplatz in einer Garage oder unter einem Carport. In Mehrfamilienhäusern verfügen hingegen nur 55 % der Fahrzeugbesitzer*innen über einen Stellplatz für ihr Fahrzeug [DP20]. Unter der vereinfachenden Annahme einer gleichmäßigen Verteilung von Fahrzeugen zwischen Fahrzeugbesitzern*innen in Ein- und Mehrfamilienhäusern ergibt sich hieraus die ermittelte Aufteilung der Lade Use Cases auf den Wegezweck *nach Hause*.

Die Aufteilung der Lade Use Cases auf die Wegezwecke *Einkauf*, *Erledigung* und *Freizeit* ergeben sich aus den Wegeanteilen je Fahrtzweck im **MIV**-Privatverkehr [RHU⁺15]. Im Falle des Wegezwecks *Einkauf* wird angenommen, dass Lebensmittelgeschäfte einen Gewerbeparkplatz für jeden Kunden bereitstellen. Weiterhin wird angenommen, dass im Falle von sonstigen Waren und sonstigen Dienstleistungen in 50 % der Fälle ein Gewerbeparkplatz zur Verfügung steht. Bei dem Wegezweck *Erledigung* wird davon ausgegangen, dass beim Besuch von Behörden, Banken, Post und Geldautomaten ein Gewerbeparkplatz vorhanden ist, während bei sonstigen Erledigungen dies nur in 50 % der Fälle gegeben ist. Für den Wegezweck *Freizeit* wird angenommen, dass bei kulturellen Einrichtungen und Veranstaltungen ein Gewerbeparkplatz vorhanden ist. Bei sonstigen Freizeitaktivitäten wird unterstellt, dass in 50 % der Fälle ein Gewerbeparkplatz vorhanden ist. In allen verbleibenden Fällen erfolgt ein Parken am Straßenrand.

Für die Abschätzung der Wahrscheinlichkeit, auf einem Firmenparkplatz für den Wegezweck *Arbeit* parken zu können, wurde die Parkplatzsituation am Arbeitsplatz zugrunde gelegt. Demnach werden 67 % aller Arbeitswege mit dem **Pkw** zurückgelegt, wenn die Parkplatzsituation am

Arbeitsplatz als nicht schwierig eingestuft wird und nur 36 % bei einer schwierigen Parkplatzsituation. Insgesamt werden mit dem **Pkw** 56 % aller Arbeitswege zurückgelegt [ECM⁺20]. Unter der Annahme, dass eine nicht schwierige Parkplatzsituation am Arbeitsplatz gleichbedeutend mit einem Firmenparkplatz und eine schwierige Parkplatzsituation mit dem Parken am Straßenrand ist, ergeben sich hieraus die ermittelten Anteile für den Wegezweck *Arbeit*. Weiterhin wird angenommen, dass dieses Verhältnis auf den Wegezweck *Ausbildung* übertragen werden kann.

Für den Wegezweck *dienstlich* wird die Aufteilung nach dem üblichen Stellplatz am Fahrtziel im Wirtschaftsverkehr verwendet [RHU⁺15]. Demnach parken gewerbliche Halter im Wirtschaftsverkehr in 30 % der Fälle am Straßenrand und in 26 % der Fälle auf einem Privatgrundstück. Im Wirtschaftsverkehr handelt es sich in der Regel nicht um das eigene Privatgrundstück, weshalb diese Art des Parkens ebenfalls als Parken am Straßenrand gewertet wird. In 6 % der Fälle erfolgt das Parken auf einem Gewerbeparkplatz und in 38 % der Fälle auf einem Firmenparkplatz.

Im Folgenden erfolgt je Lade Use Case eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten, inwieweit eine Ladung des **E-Pkw** stattfinden und mit welcher Ladeleistung geladen werden kann. In **Tabelle 15** werden die entsprechenden Annahmen dargestellt.

Tabelle 15.: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Lade use case

Lade use case	keine Ladung	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW
Eigenheim	8 %	0 %	69 %	23 %	0 %
Wohnanlage	25 %	8 %	60 %	8 %	0 %
Firmenparkplatz	25 %	0 %	30 %	30 %	15 %
Gewerbeparkplatz	25 %	0 %	8 %	45 %	23 %
Straßenrand	75 %	0 %	10 %	10 %	5 %

In allen Lade Use Cases wird davon ausgegangen, dass die Ladevorgänge in Zukunft mit immer höheren Ladeleistungen stattfinden. Für den Lade Use Case *Eigenheim* wird angenommen, dass Besitzer*innen eines **E-Pkw** eine Ladevorrichtung einrichtet, wenn die technischen Voraussetzungen gegeben sind. Bei rund 15 % der Stellplätze von Gebäuden mit einer oder zwei Wohnungen besteht kein Zugang zum Stromnetz [DP20]. Es wird angenommen, dass von diesem Bestand die Hälfte einen Zugang zum Stromnetz erhält. Die Aufteilung der Ladeleistungen erfolgt hierbei in Anlehnung an *Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur* [Nat20]. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Ladevorgängen mit einer Leistung von 3,7 kW nicht weiter relevant ist. Der Anteil an Ladevorgängen mit 11 kW wird weiter wachsen, allerdings langsamer als der Anteil an Ladevorgängen mit 22 kW. Eine Ladung mit 50 kW wird im privaten Bereich ebenfalls keine Rolle spielen. Das prozentuale Verhältnis zwischen den Ladeleistungen beträgt 0 : 75 : 25 : 0

Stellplätze von Mehrfamilienhäusern besitzen in ungefähr 50 % der Fälle Zugang zum Stromnetz [DP20]. Es wird angenommen, dass bei der Hälfte der Stellplätze ohne Zugang zum Stromnetz dieser nachgerüstet wird. Abschließend wird angenommen, dass alle Stellplätze von Besitzer*innen eines **E-Pkw** mit den entsprechenden technischen Voraussetzungen mit einer Ladevorrichtung ausgestattet werden. In Wohnanlagen werden hohe Ladeleistungen eine Ausnahme bleiben. Insgesamt wird von einem Verhältnis zwischen den Ladeleistungen von 10 : 80 : 10 : 0 ausgegangen.

Bei Firmen- bzw. Gewerbeparkplätzen wird unterstellt, dass zukünftig Mitarbeiter*innen bzw. Kund*innen in 75 % der Fälle Zugriff auf einen Ladepunkt haben. Die Verteilung der Ladeleistungen geschieht in Anlehnung an das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur [Bun20e, Stand: 9. September 2020] und der Stromtankstellen Statistik des *GoingElectric* Forums [Wee20, Stand: 21. Oktober 2020]. Demnach besitzt ein Großteil (80 % bzw. 51 %) der heute öffentlich

zugänglichen Ladepunkte eine Ladeleistung von 22 kW bis 42 kW. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass sich der Trend zu hohen Ladeleistungen weiter fortsetzt. Dies gilt jedoch vor allem für Gewerbeparkplätze, da hohe Ladeleistungen und die Verfügbarkeit von Ladepunkten zur Kundenakquise genutzt werden. Bei dem Lade Use Case *Firmenparkplatz* wird von einem Verhältnis von 0 : 40 : 40 : 20 und bei dem Lade Use Case *Gewerbeparkplatz* von 0 : 10 : 60 : 30 ausgegangen.

Im Falle des Lade Use Case *Straßenrand* wird angenommen, dass zukünftig noch in 75 % der Fälle kein Ladepunkt zur Verfügung steht. Weiterhin entspricht das Verhältnis der Ladeleistungen dem des Lade Use Case *Firmenparkplatz*.

Aus den zuvor getroffenen Annahmen können nun die Wahrscheinlichkeiten für die Ladevorgänge je Wegezweck berechnet werden. Die entsprechenden Ergebnisse sind in **Tabelle 16** dargestellt.

Tabelle 16.: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegezweck

Wegezweck	keine Ladung	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW
Arbeit	43 %	0 %	23 %	23 %	11 %
dienstlich	53 %	0 %	17 %	20 %	10 %
Ausbildung	43 %	0 %	23 %	23 %	11 %
Einkauf	37 %	0 %	8 %	37 %	18 %
Erledigung	56 %	0 %	9 %	23 %	12 %
Freizeit	56 %	0 %	9 %	23 %	12 %
nach Hause	33 %	2 %	48 %	15 %	2 %

Schnellladung entspricht in dieser Arbeit einer Art Notfallladung. Fällt der SoC eines **E-Pkw** unter 20 %, wird eine Schnellladestation angefahren und der **E-Pkw** für 15 Minuten geladen. Bei Schnellladevorgängen wird in dieser Arbeit grundsätzlich zwischen einer Ladung mit 150 kW und mit 350 kW unterschieden. Nach dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur [Bun20e, Stand: 9. September 2020] weisen bereits heute 59 % der Ladeinfrastruktur mit einer Leistung von mehr als 50 kW eine Ladeleistung von über 150 kW auf. Es ist davon auszugehen, dass sich auch bei der Schnellladeinfrastruktur der Trend zu hohen Ladeleistungen fortsetzt. Weiterhin ist davon auszugehen, dass dies vor allem für Tankstellen außerhalb von Ortschaften gilt, da sich diese häufig an Autobahnen befinden. Auf diesen werden vermehrt lange Strecken zurückgelegt, wodurch der Ladebedarf durch Schnellladeinfrastruktur besonders hoch ausfällt. Innerhalb von Ortschaften ist eine kleinere Ladeleistung von 150 kW oftmals ausreichend. In der Simulation erfolgt anhand der Distanz der vorangegangenen Fahrt eine Festlegung, inwieweit es sich um eine Tankstelle innerorts oder außerorts handelt. Bei einer Strecke von > 50 km wird davon ausgegangen, dass sich die angefahrene Tankstelle außerorts befindet. In **Tabelle 17** sind die getroffenen Annahmen für die Schnellladeinfrastruktur dargestellt.

Tabelle 17.: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen von Schnellladeinfrastruktur

Lade use case	150 kW	350 kW
Tankstelle innerorts	80 %	20 %
Tankstelle außerorts	0 %	100 %

5.3. Sensitivität Firmenparkplatz

Zusätzlich zu den zuvor beschriebenen Szenarien soll in dieser Arbeit eine Sensitivität in Form einer Szenarette untersucht werden. Hierbei analysiert die Sensitivität „Firmenparkplatz“ den Einfluss eines geringeren Anteils an Ladevorgängen des Lade Use Case *Firmenparkplatz*. Aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit und der zeitlichen Überschneidungen der Standzeiten mit Zeiten einer hohen Erzeugung aus **Photovoltaikanlagen (PVA)** kommt dem Lade Use Case *Firmenparkplatz* eine besondere Bedeutung zu. Die Sensitivität „Firmenparkplatz“ soll bei ansonsten gleichbleibenden Eingangsparametern die Sensitivität des Antriebswende-Szenarios auf die Verfügbarkeit von Ladepunkten des Lade Use Case *Firmenparkplatz* analysieren. Hierfür wird angenommen, dass nur noch in 50 % der Fälle eine Ladung beim Lade Use Case *Firmenparkplatz* stattfinden kann.

Tabelle 18.: Anpassung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen für die Sensitivität „Firmenparkplatz“

Lade use case	keine Ladung	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW
Firmenparkplatz	50 %	0 %	20 %	20 %	10 %

In **Tabelle 18** ist die hieraus entstehende Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Lade Use Case *Firmenparkplatz* dargestellt. Hierdurch kommt es für die Wegezwecke *Arbeit*, *dienstlich* und *Ausbildung* zu einer veränderten Wahrscheinlichkeitsverteilung, welche in **Tabelle 19** dargestellt ist.

Tabelle 19.: Anpassung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladeleistungen je Wegezweck für die Sensitivität „Firmenparkplatz“

Wegezweck	keine Ladung	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW
Arbeit	59 %	0 %	16 %	16 %	8 %
dienstlich	63 %	0 %	14 %	16 %	8 %
Ausbildung	59 %	0 %	16 %	16 %	8 %

6. Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der einzelnen Zwischenschritte der Methodik nach **Kapitel 4** dargestellt und kritisch betrachtet. Hierzu gehören die mit *SimBEV* simulierten Fahrprofile und Standzeiten der **E-Pkw** sowie deren räumliche Verteilung und die Ergebnisse der Implementierung der verschiedenen Ladestrategien. Abschließend erfolgt eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse der Netzuntersuchungen und der Ermittlung des Abregelungsbedarfs für die untersuchten Netze.

6.1. Erzeugung und Charakteristik der Fahrprofile

Mit Hilfe des Software Tools *SimBEV* werden für die Referenznetzgebiete die Fahrprofile der im **MS-Netzgebiet** befindlichen **E-Pkw** erstellt. Die Charakteristik der Fahrprofile spielt eine entscheidende Rolle für die Wirksamkeit der Ladestrategien und die Auswirkungen auf die **MS-Netzgebiete**. Hierbei stehen vor allem die Jahresfahrleistung der **E-Pkw**, die Anteile flexibilisierbarer und nicht-flexibilisierbare Ladevorgänge sowie die Gleichzeitigkeit und zeitliche Verteilung der Ladevorgänge im Vordergrund. Innerhalb dieses Kapitels werden die Ergebnisse der Regionalisierung dargestellt und die Charakteristik der erzeugten Fahrprofile kritisch betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf der Überprüfung der Plausibilität der Fahrprofile und dem Herausstellen des Flexibilisierungspotentials von Ladevorgängen von **E-Pkw**.

Die Ermittlung der Anzahl der Fahrzeuge erfolgt nach **Kapitel 4.2** auf Gemeindeebene. Innerhalb der fünf Referenznetzgebiete befinden sich insgesamt 34 Gemeinden. Die Auswertung ergibt die Anzahl der simulierten Fahrzeuge nach **Tabelle 20** je Fahrzeugtyp und Szenario. Zusätzlich ist im Anhang in **Tabelle 47** eine detailliertere Darstellung je Fahrzeugtyp, -klasse und Szenario dargestellt.

Tabelle 20.: Anzahl der Fahrzeuge in den Gemeinden der Referenznetzgebiete je Typ und Szenario

Szenario	BEV	PHEV	Summe
NEP C 2035	14 270	8841	23 111
Referenz	25 545	15 826	41 371
Antriebswende	48 617	30 117	78 734

Die 34 Gemeinden weisen drei der sieben **RegioStaR 7** (vgl. **Tabelle 5**) auf. Hierzu zählen der kleinstädtische, dörfliche Raum einer ländlichen Region (**ID 77**), Mittelstädte im städtischen Raum (**ID 76**) und Mittelstädte im städtischen Raum einer Stadtregion (**ID 73**). Die Jahresfahrleistung der simulierten **BEVs** je **RegioStaR 7** wurde zusammenfassend über alle Szenarien hinweg berechnet und ist in **Tabelle 21** dargestellt. Dabei zeigt sich, dass in **ID 77** im Schnitt die weitesten Strecken zurückgelegt werden Dies entspricht den Erwartungen nach *MiD 2017* [NK19]. Allerdings befinden sich die Jahresfahrleistungen insgesamt unter den Angaben des *MiD 2017* von durchschnittlich 14 700 km. Diese liegen vielmehr nah an der Angabe einer Auswertung von Kfz-Versicherungen des Vergleichsportals *Check24* [CHE18], wonach die durchschnittliche Jahresfahrleistung in Deutschland im Jahr 2017 bei 11 888 km betragen hat. Somit spiegeln die Jahresfahrleistungen *SimBEVs* insgesamt ein progressives Szenario mit einer niedrigen Jahresfahrleistung wider.

Tabelle 21.: Durchschnittliche Jahresfahrleistung mit Standardabweichung und maximale Jahresfahrleistung von BEVs je untersuchter RegioStaR 7

ID	Jahresfahrleistung	Maximale Jahresfahrleistung
73	$(11\,660 \pm 6408)$ km	58 575 km
76	$(11\,500 \pm 6243)$ km	54 204 km
77	$(12\,353 \pm 6395)$ km	55 426 km

Eine Betrachtung der durchschnittlichen Stand- und Ladezeiten von Ladevorgängen bei maximal möglicher Ladeleistung des Ladevorgangs der Wegezwecke *Arbeit* und *nach Hause* in [Tabelle 22](#) zeigt, dass die *E-Pkw* im privaten Bereich einen Großteil der Standzeit nicht geladen werden. So beträgt die durchschnittliche Ladezeit der Wegezwecke nur etwa 8 % der Standzeit, wodurch das erhebliche Flexibilisierungspotential deutlich wird.

Tabelle 22.: Durchschnittliche Stand- und Ladezeiten von Ladevorgängen Wegezweck Arbeit und nach Hause mit Standardabweichung

Wegezweck	Durchschnittliche Standzeit	Durchschnittliche Ladezeit
Arbeit	$(7,3 \pm 3,7)$ h	$(0,6 \pm 0,5)$ h
nach Hause	$(8,9 \pm 5,7)$ h	$(0,7 \pm 0,6)$ h

Der Anteil flexibilisierbarer Ladevorgänge entspricht dem Anteil am Gesamtenergiebedarf der *E-Pkw*, der an privaten Ladepunkten der Lade Use Cases *zu Hause* oder *Firmenparkplatz* nachgeladen wird. Zusätzlich sind nur Ladevorgänge flexibilisierbar, deren Standzeit größer ist als die Mindestladedauer. Demgegenüber stehen nicht-flexibilisierbare Ladevorgänge im öffentlichen Raum sowie an Schnellladestationen bzw. Ladevorgänge, deren Standzeit der Mindestladedauer entspricht. Im Mittel liegt der Anteil flexibilisierbarer Ladevorgänge in den einzelnen Gemeinden bei 71,1 %. Hiervon ausgenommen ist die Sensitivität „Firmenparkplatz“, bei welcher der geringere Bestand an Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *Firmenparkplatz* zu mehr Ladevorgängen im öffentlichen Raum führt. Der Anteil flexibilisierbarer Ladevorgänge beträgt in der Szenarette 66,1 %. In [Tabelle 23](#) sind die Anteile flexibilisierbarer und nicht-flexibilisierbarer Ladevorgänge zusammengefasst.

Tabelle 23.: Aufteilung in flexibilisierbare und nicht-flexibilisierbare Ladevorgänge nach dem Anteil des Gesamtenergiebedarfs der E-Pkw je Gemeinde mit Standardabweichung

	Sensitivität „Firmenparkplatz“	Sonstige Szenarien
Flexibilisierbar	$(66,1 \pm 2,3)$ %	$(71,1 \pm 2,3)$ %
Nicht-flexibilisierbar	$(33,9 \pm 2,3)$ %	$(28,9 \pm 2,3)$ %

In [Abbildung 13](#) ist beispielhaft das *E-Pkw*-Lastprofil für das Referenz-Laden im Netz 176PV der simulierten Woche im Antriebswende-Szenario (links) abgebildet. Zusätzlich ist das *E-Pkw*-Lastprofil der gleichen Gemeinde in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ (rechts) dargestellt.

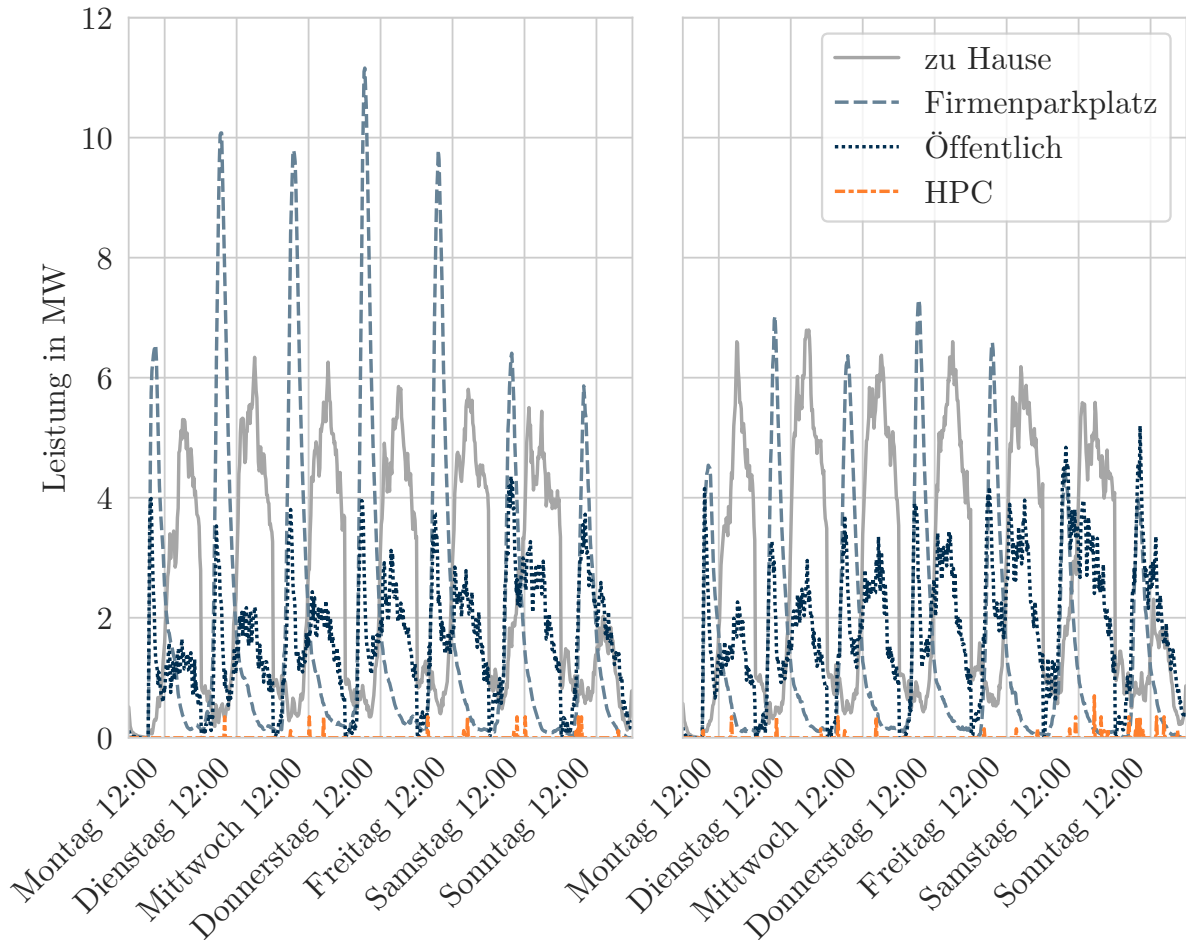


Abbildung 13.: E-Pkw-Lastprofil (netzseitige Last; inkl. Umwandlungsverluste) für Referenz-Laden im Netz 176pV der simulierten Woche im Antriebswende-Szenario (links) und der Sensitivität „Firmenparkplatz“ (rechts)

Die Lastgänge der Lade Use Cases *zu Hause* und *Firmenparkplatz* entsprechen den Ladevorgängen im privaten Bereich. Die verbleibenden Lade Use Cases, mit Ausnahme der Schnellladevorgänge (**High Power Charging (HPC)**), werden unter dem Lade Use Case *Öffentlich* zusammengefasst. Auffallend ist die hohe Gleichzeitigkeit am Vormittag aufgrund des Wegezwecks *Arbeit*. Auch die Rückkehr zum Wohnort ab dem frühen Nachmittag ist in den Lastgängen der Lade Use Cases *zu Hause* und *Öffentlich* deutlich zu erkennen. Weiterhin sind ab dem Mittag mehr Fahrten der Wegezwecke *Einkauf*, *Erledigung* und *Freizeit* zu verzeichnen, welche sich ebenfalls in dem Lastgang des Lade Use Case *Öffentlich* niederschlagen. Schnellladevorgänge treten unregelmäßig im Verlauf der Woche auf. Vor allem am Sonntag sind geringere Anteile von Ladevorgängen der Lade Use Cases *zu Hause* und *Firmenparkplatz* zu erkennen, wodurch das Flexibilisierungspotential am Wochenende geringer ausfällt. Gegenüber dem Antriebswende-Szenario sinkt die Höchstlast in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ sowie das Flexibilisierungspotential bei einem annähernd gleichbleibenden Energiebedarf durch die Verschiebung der Ladevorgänge in den öffentlichen Raum.

Die entsprechenden Dauerlastkurven für das Netz 176pV der simulierten Woche nach **Abbildung 14** zeigen deutlich die dominante Rolle der Hochlastphase, die aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit des Wegezwecks *Arbeit* in den Lade Use Cases *Firmenparkplatz* und *Straßenrand* auftritt. So wird im Antriebswende-Szenario eine Spitzenlast von 14,8 MW und in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ von nur 11,3 MW erreicht. Dem Netz 176pV werden im Antriebswende-Szenario 26 359 Fahrzeuge zugeordnet, welches einem Verhältnis von Spitzenlast zu Fahrzeugen

von 0,56 kW/Fahrzeug bzw. 0,43 kW/Fahrzeug entspricht. Zum Vergleich wurde in der *Kurzstudie Elektromobilität* für den NEP [EFG19] für 12 Millionen Fahrzeuge innerhalb eines Jahres eine Spitzenlast von 12 GW ermittelt, entsprechend einem Verhältnis von 1,00 kW/Fahrzeug. Für eine mittlere Woche beträgt die Spitzenlast in der *Kurzstudie Elektromobilität* 9 GW und somit 0,75 kW/Fahrzeug. Die Spitzenlast wird nach der *Kurzstudie Elektromobilität* in der Regel am Nachmittag erreicht, da im Vergleich zu der vorliegenden Arbeit mehr Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* und weniger Ladevorgänge des Lade Use Case *Firmenparkplatz* stattfinden. Hierdurch ergibt sich innerhalb der Woche am Abend eine hohe Gleichzeitigkeit des Lade Use Case *zu Hause*, während in der durchgeführten Simulation der vorliegenden Arbeit täglich zwei Leistungsspitzen mit einer insgesamt geringeren Gleichzeitigkeit am Morgen und am Nachmittag auftreten. Die Ergebnisse der Simulation befinden sich somit in einer ähnlichen Dimension.

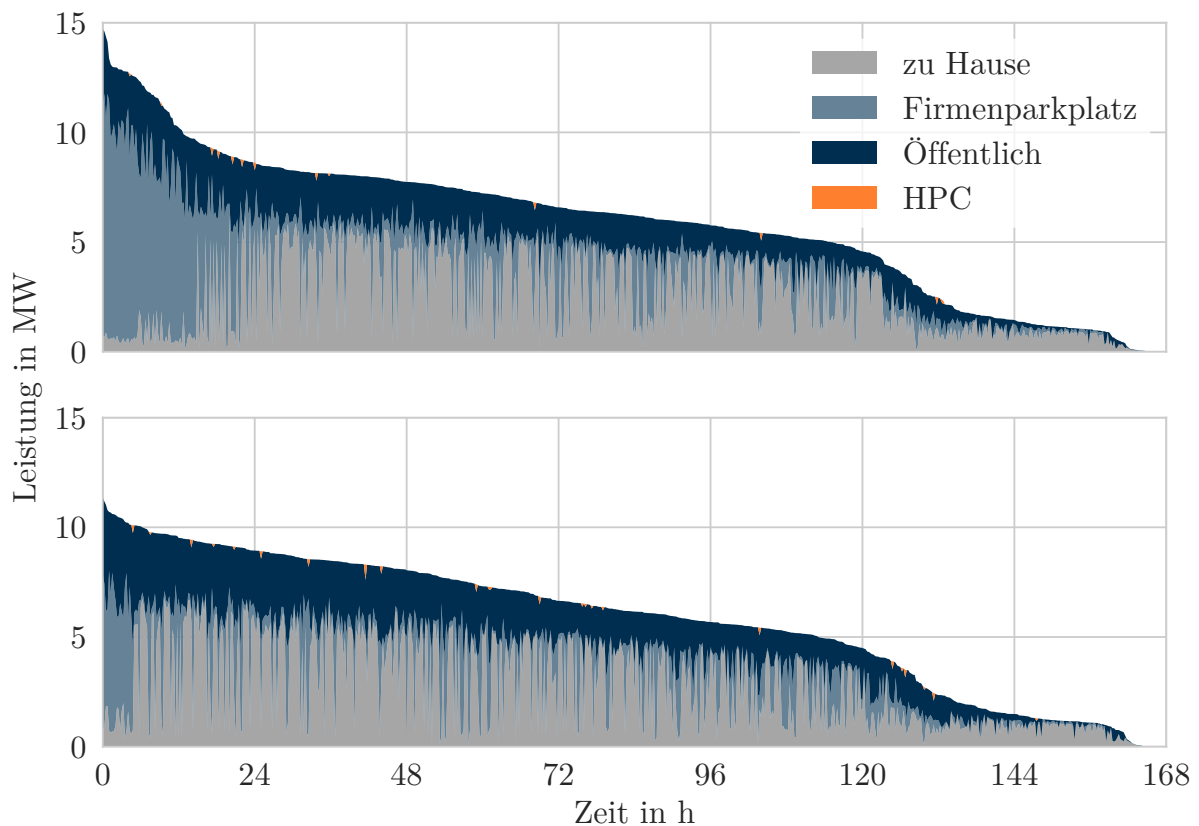


Abbildung 14.: E-Pkw-Dauerlastkurve (netzseitige Last; inkl. Umwandlungsverluste) für Referenz-Laden im Netz 176pV der simulierten Woche im Antriebswende-Szenario (oben) und der Sensitivität „Firmenparkplatz“ (unten)

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Fahrtprofile war es noch nicht möglich, einen längeren Zeitraum als eine Woche am Stück zu simulieren. Durch die Zuordnung eines zufälligen Eingangs-SoC für einige Fahrzeuge (s. Kapitel 4.2) kann das Initialproblem eines geringen Ladebedarfs des Lade Use Case *Firmenparkplatz* am Montag weitgehend behoben werden. Jedoch wird hierdurch ein weiterer Effekt nicht verhindert. Bei Fahrzeugen, welche weder einen festen Ladepunkt für den Lade Use Case *zu Hause* oder *Firmenparkplatz* zugewiesen bekommen, fällt der SoC im Laufe der Woche im Mittel langsam ab. Hierdurch ergibt sich durch die Abhängigkeit der Ladewahrscheinlichkeit vom SoC eine Zunahme des Ladebedarfs im öffentlichen Raum im Verlaufe der Woche. Es ist zu vermuten, dass dies weiterhin zu unterrepräsentierten Darstellungen von Ladevorgängen an Schnellladeinfrastruktur führt.

6.2. Verteilung der Ladevorgänge auf die Ladeinfrastruktur

Innerhalb dieses Kapitels werden die Ergebnisse der Verteilung der Ladevorgänge auf konkrete Anschlusspunkte beschrieben. Hierbei soll herausgestellt werden, wie sich der Ladebedarf auf die Spannungsebenen verteilt und ob es zu starken lokalen Konzentrationen des Ladebedarfs kommt.

Die Ermittlung der möglichen Anschlusspunkte nach Kapitel 4.3 liefert je MS-Netzgebiet eine große Anzahl an möglichen Netzanschlusspunkten. Den ermittelten Anschlusspunkten werden zufällig sowie gewichtet Ladepunkte und -vorgänge zugeordnet, um die Anschlussleistung des Anschlusspunktes zu bestimmen und den Ladebedarf zu regionalisieren. In Abbildung 15 sind beispielhaft die in das Netz integrierten Netzanschlusspunkte für Ladeinfrastruktur innerhalb des Netzes 176_{PV} für das Antriebswende-Szenario dargestellt. Hierbei erfolgt eine Einteilung in die Lade Use Cases *zu Hause*, *Firmenparkplatz*, *Öffentlich* und *HPC*. Es wird deutlich, dass die Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *zu Hause* die meisten Netzanschlusspunkte aufweist, während für die Schnellladeinfrastruktur nur wenige Netzanschlusspunkte benötigt werden.

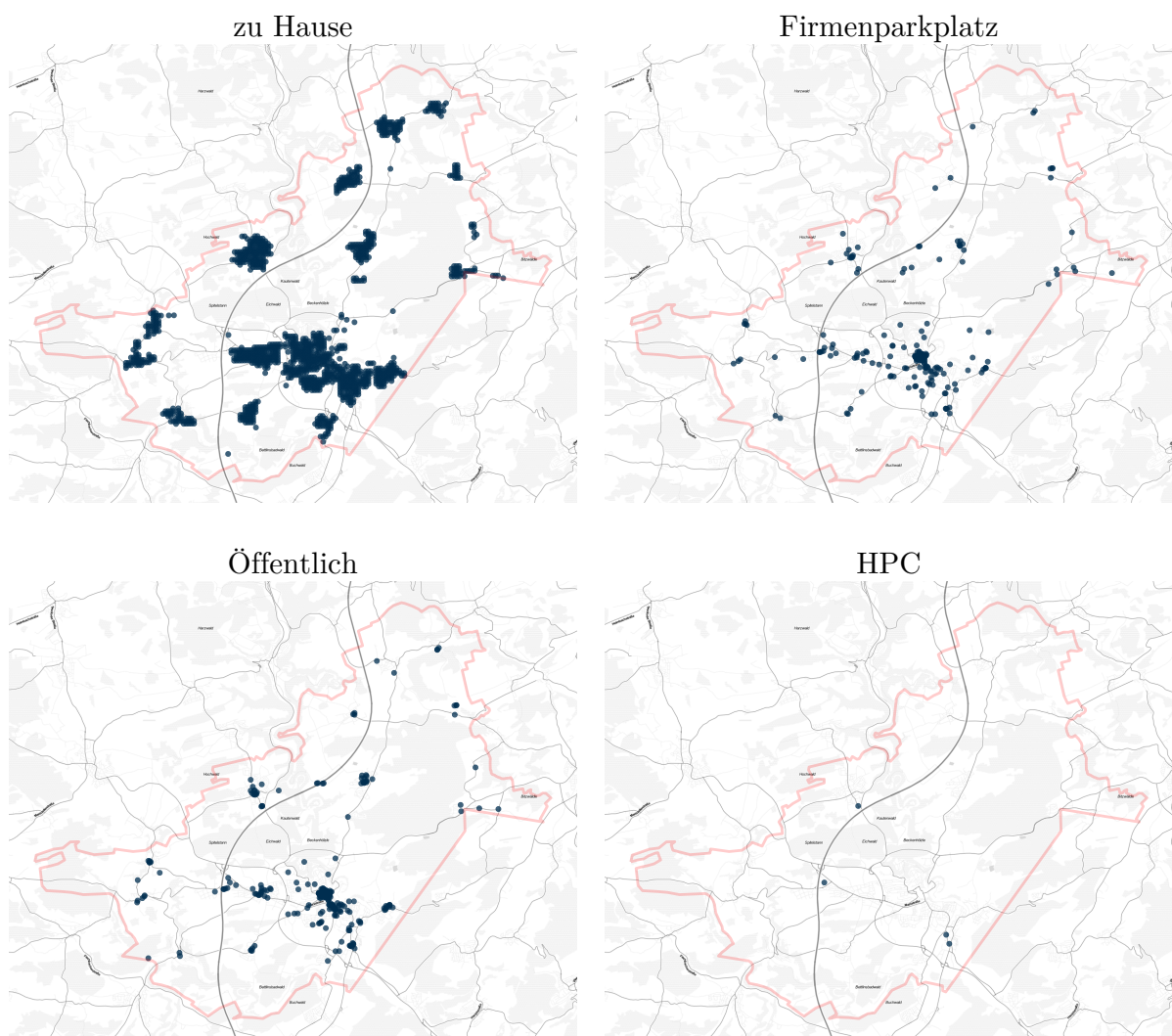


Abbildung 15.: Geografische Verteilung der in das Netz integrierten Netzanschlusspunkte für Ladeinfrastruktur im Netz 176_{PV} für das Antriebswende-Szenario je Lade use case

Neben der geografischen Lokalisation der Ladeinfrastruktur ist es für die Netzuntersuchungen entscheidend, ob die Ladeinfrastruktur in der *NS*- oder *MS*-Ebene angeschlossen wird. Erfolgt der Anschluss in der *NS*-Ebene, werden sowohl die Betriebsmittel der *NS*- und *MS*-Ebene belastet, während bei einem Anschluss in der *MS*-Ebene nur die Betriebsmittel der *MS*-Ebene beansprucht

werden. Zudem findet bei einem Anschluss von privater Ladeinfrastruktur in der **MS**-Ebene auch bei der Referenz-Ladestrategie reduziertes Laden statt (s. **Kapitel 4.4**).

Tabelle 24.: Anteil des in der NS-Ebene anfallenden Energiebedarfs vom Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur je Szenario

Netz ID	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
176 _{PV}	98,0 %	92,9 %	82,0 %	91,3 %
1056 _{PV}	99,8 %	99,5 %	94,0 %	97,9 %
1690 _W	99,8 %	97,0 %	86,5 %	92,9 %
1811 _W	99,9 %	98,7 %	90,0 %	95,2 %
177 _L	96,6 %	86,8 %	77,8 %	86,7 %

In **Tabelle 24** ist der Anteil des in der **NS**-Ebene anfallenden Energiebedarfs vom Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur im **MS**-Netzgebiet dargestellt. Bei einer steigenden Zahl von Fahrzeugen steigt auch der Anteil von Ladeinfrastruktur in der **MS**-Ebene, da eine steigende Anzahl von Ladepunkten auf eine gleichbleibende Anzahl von möglichen Anschlusspunkten verteilt werden muss und somit die kumulierte Leistung der Ladestationen zunimmt. Gleichzeitig ist festzustellen, dass in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ der Anteil von Ladeinfrastruktur in der **MS**-Ebene deutlich geringer ausfällt als im Antriebswende-Szenario, trotz der gleichen Anzahl an **E-Pkw**. Dies lässt sich damit erklären, dass neben der öffentlichen Ladeinfrastruktur vorrangig Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *Firmenparkplatz* einen Anschluss in der **MS**-Ebene benötigt. Da im Antriebswende-Szenario mehr Ladevorgänge des Wegezwecks *Arbeit* auf eine gleichbleibende Anzahl an möglichen Anschlusspunkten für Ladeinfrastruktur des Lade Use Case *Firmenparkplatz* verteilt werden müssen, fällt die Anschlussleistung dieser Ladeinfrastruktur im Schnitt höher aus, wodurch vermehrt ein Anschluss in der **MS**-Ebene nötig wird. Dies bedeutet weiterhin, dass beim Referenz-Laden vor allem Ladevorgänge des Lade Use Case *Firmenparkplatz* bei reduzierten Ladeleistungen, während Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* ungesteuert stattfinden.

Tabelle 25.: Anzahl der NS-Netze je MS-Netzgebiet und maximaler Anteil eines NS-Netzes am Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur in den NS-Netzen in allen betrachteten Szenarien

Netz ID	Anzahl NS-Netze	Maximaler Energieanteil
176 _{PV}	105	36,3 %
1056 _{PV}	130	12,9 %
1690 _W	179	11,4 %
1811 _W	381	7,9 %
177 _L	56	26,5 %

In **Tabelle 25** ist die Anzahl an **NS**-Netzen je **MS**-Netzgebiet und der maximale Anteil eines **NS**-Netzes am Gesamtenergiebedarf der Ladeinfrastruktur in der **NS**-Ebene in allen betrachteten Szenarien dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass es in einigen **MS**-Netzgebieten zu einer starken lokalen Konzentration an Ladeinfrastruktur innerhalb weniger **NS**-Netze kommt. So entstehen beispielsweise im Netz 176_{PV} im **NEP C 2035** Szenario 36,3 % des Energiebedarfs der Ladeinfrastruktur in der **NS**-Ebene innerhalb eines einzigen **NS**-Netzes. Diese starke Konzentration spiegelt sich in **Abbildung 15** durch eine starke Konzentration der Ladeinfrastruktur in den bewohnten

Regionen wider. In der Realität würde bei solch starken lokalen Konzentrationen vermutlich ein umfangreicher Netzausbau oder sogar ein Netzneubau vorgenommen, welches innerhalb dieser Arbeit nicht abgebildet werden kann.

6.3. Auswirkungen der Ladestrategien

Innerhalb dieses Kapitels soll der Einfluss der Ladestrategien auf die Spitzenlast im Last- und Rückspeisefall aufgezeigt werden. Zusätzlich wird die Veränderung der Lastprofile des Ladebedarfs der **E-Pkw** aufgrund der Ladestrategien dargestellt. Im Rahmen der Netzuntersuchungen kommt den Zeitreihen der Last der **E-Pkw** die größte Bedeutung zu, da die Last und Erzeugung aller anderen Verbraucher und Erzeuger nicht variiert wird. Das Ziel der Ladestrategien (s. **Kapitel 4.4**) ist es, die Netzbelastung möglichst gering zu halten. Bei den Ladegruppen und dem reduzierten Laden soll dies durch ein präventives Lademanagement und bei dem Residuallast-Laden durch ein aktives Lademanagement erreicht werden.

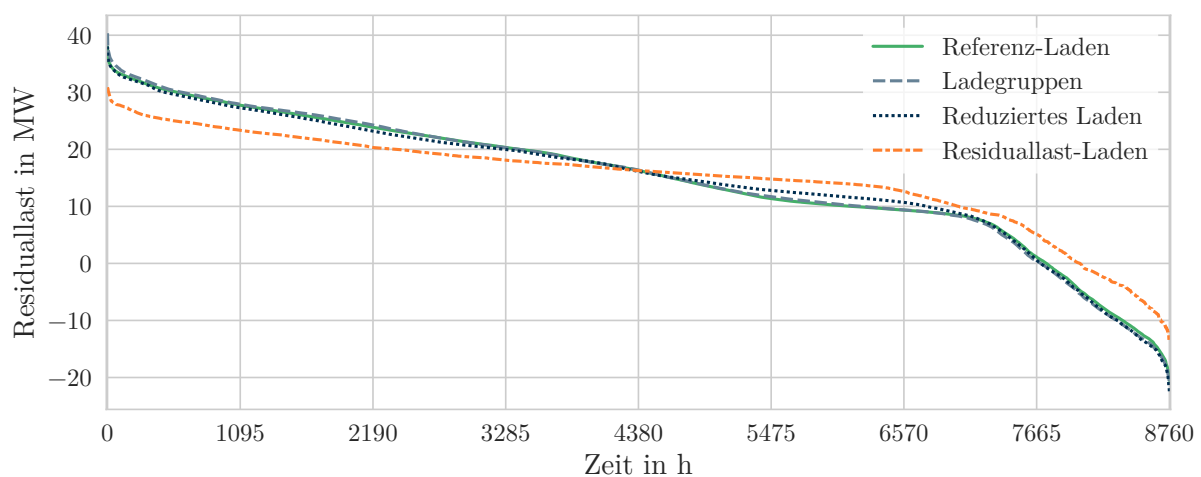


Abbildung 16.: Residuallast über ein Jahr im Netz 176_{PV} für das Antriebswende-Szenario

Abbildung 16 stellt beispielhaft die Residuallast im Netz 176_{PV} in Abhängigkeit von der Ladestrategie im Antriebswende-Szenario dar. Es zeigt sich deutlich, dass ausschließlich die Residuallast-Ladestrategie zu einer Glättung der Residuallastkurve führt. Dies bestätigt sich in einer Betrachtung der Veränderung der Spreizung zwischen dem maximalen Last- und Rückspeisefall in den Referenznetzgebieten aufgrund der Ladestrategien in **Tabelle 26**.

Tabelle 26.: Spreizung der Residuallast zwischen dem maximalen Last- und Rückspeisefall in den Referenznetzgebieten und die prozentuale Veränderung der Spreizung aufgrund der Ladestrategien im Antriebswende-Szenario

Netz ID	Referenz-Laden	Ladegruppen	Reduziertes Laden	Residuallast-Laden
176 _{PV}	58,4 MW	+5,3 %	+3,6 %	−24,0 %
1056 _{PV}	84,5 MW	0,0 %	+0,6 %	−10,2 %
1690 _W	113,5 MW	+0,1 %	+0,8 %	−5,7 %
1811 _W	98,4 MW	+0,3 %	+0,4 %	−7,0 %
177 _L	36,6 MW	+4,5 %	−0,2 %	−25,5 %

Demnach wird durch die Residuallast-Ladestrategie die Spreizung vor allem in den **PV**- und Last-dominierten Netzen stark reduziert. In den Wind-dominierten Netzen fällt die Reduktion

geringer aus, da das Verhältnis zwischen Einspeisung und Ladebedarf größer ausfällt und damit der Einfluss des Ladebedarfs auf die Residuallast abnimmt. Die präventiven Ladestrategien zeigen hingegen keinen deutlichen Einfluss auf die Residuallast in den Referenznetzgebieten. In der Regel führen die präventiven Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden sogar zu einer leichten Erhöhung der Spreizung. Hierbei ist bei den Ladegruppen eher eine Erhöhung der Last im Lastfall zu verzeichnen, während das reduzierte Laden zu einer Erhöhung im Rückspeisefall führt. Auf diesen Effekt wird detailliert in [Kapitel 6.4](#) eingegangen.

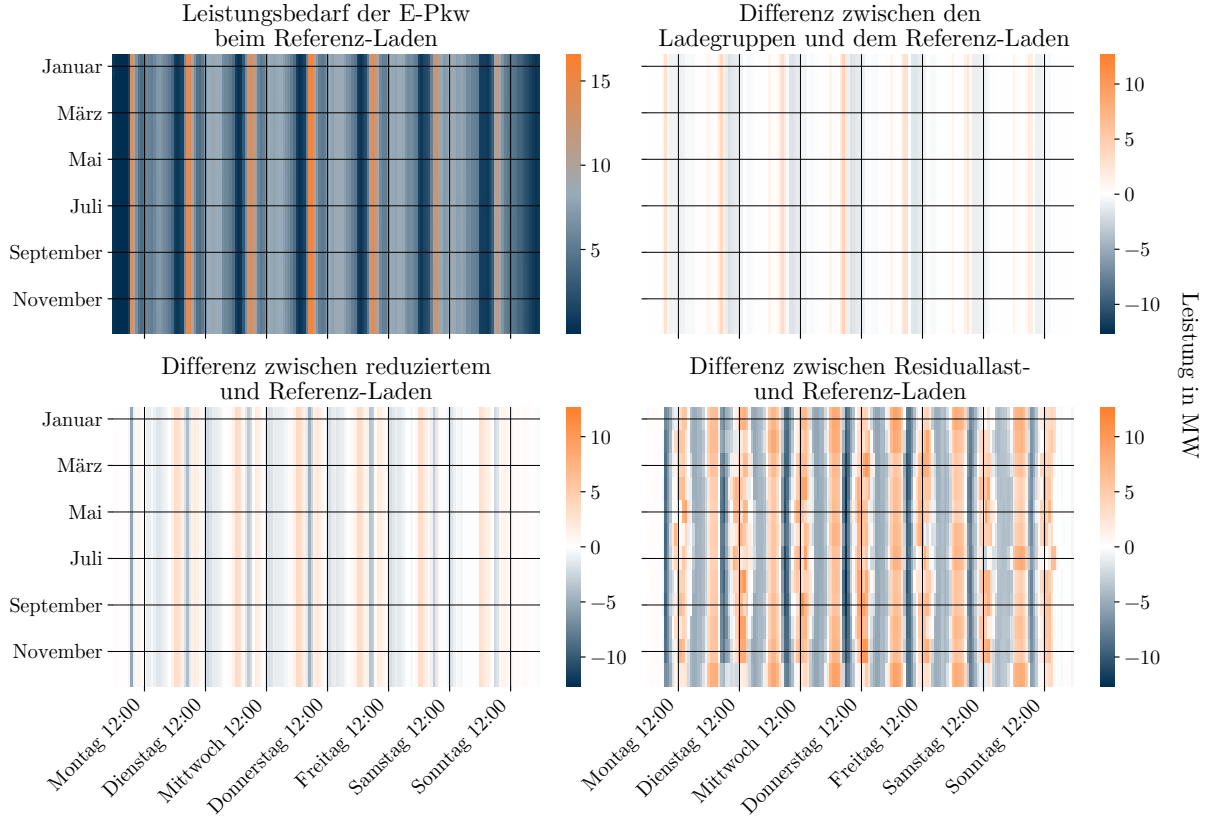


Abbildung 17.: Veränderung des durchschnittlichen und stündlichen Leistungsbedarfs von E-Pkw je Wochentag im Netz 176pV für das Antriebswende-Szenario über ein Jahr in Abhängigkeit von der Ladestrategie

In [Abbildung 17](#) ist die Veränderung der Last der **E-Pkw** im Netz 176pV in Abhängigkeit von den verschiedenen Ladestrategien dargestellt. Dabei zeigt die Darstellung der Referenz-Ladestrategie (oben links) die Last der **E-Pkw** eines Jahres, während in den anderen drei Darstellungen die Differenz der jeweiligen Ladestrategie zum Referenz-Laden abgebildet wird. Da im Antriebswende-Szenario im Netz 176pV 18 % des Ladebedarfs in der **MS**-Ebene anfallen (vgl. [Tabelle 24](#)), ist beim Referenz-Laden bereits ein erhöhter Anteil an reduzierten Ladevorgängen zu verzeichnen. Hiervon ist vor allem der Lade Use Case *Firmenparkplatz* und seltener der Lade Use Case *zu Hause* betroffen. Bei den Ladegruppen werden die Ladevorgänge zeitlich weniger gestreckt als bei reduzierten Ladevorgängen, weshalb gegenüber dem Referenz-Laden eine Zunahme der Last am Morgen festzustellen ist. Bei dem Lade Use Case *zu Hause* kommt es hingegen beim Referenz-Laden nur zu wenigen reduzierten Ladevorgängen. Gegenüber ungesteuerten Ladevorgängen werden die Ladevorgänge bei den Ladegruppen stärker zeitlich gestreckt, weshalb vorerst am frühen Nachmittag ein reduzierter Ladebedarf erkennbar ist, welcher anschließend bis in die Nacht hinein nachgeholt wird. Beim reduzierten Laden finden gegenüber dem Referenz-Laden zusätzlich die Ladevorgänge der Lade Use Cases *zu Hause* und *Firmenparkplatz*, welche innerhalb der **NS**-Ebene anfallen, bei reduzierten Ladeleistungen statt. Hierdurch wird vor allem am Morgen

eine deutlichen Senkung des Ladebedarfs des Lade Use Case *Firmenparkplatz* erkennbar, weshalb im Gegenzug der Ladebedarf im Verlaufe des Vormittags erhöht wird. Ab der Mittagszeit werden vermehrt Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* durchgeführt, weshalb der Ladebedarf in dieser Zeit reduziert wird. Anschließend ist eine stärkere Zunahme des Ladebedarfs in der Nacht zu verzeichnen, da viele Ladevorgänge zeitlich bis in die Nacht gestreckt werden.

Die stärksten Veränderungen werden bei der Residuallast-Ladestrategie festgestellt. Da es sich bei dem Netz 176_{PV} um ein **PV**-dominiertes Netz handelt, kommt es zu einer starken Verschiebung der Ladevorgänge in die Mittagszeit. Zudem ist eine deutliche Verschiebung der Last in die Schwachlastzeit nach Mitternacht erkennbar, während die Last am Vor- und Nachmittag abnimmt. Bei den anderen **MS**-Netzgebieten zeigt sich für die Ladegruppen und das reduzierte Laden das gleiche Verhalten. Aufgrund des **PV**-Anteils in den Wind- und Last-dominierten Netzen ist auch bei diesen Netzklassen bei dem Residuallast-Laden eine Verschiebung der Last in die Mittagszeit zu verzeichnen. Ebenfalls lässt sich eine Verschiebung in die nächtliche Schwachlastzeit feststellen. Insgesamt zeigt sich bei den Wind-dominierten Netzen jedoch aufgrund der Fluktuation in der Erzeugung der Wind-Kapazitäten ein unregelmäßigeres Bild als in den **PV**- und Last-dominierten Netzen.

6.4. Abregelungsbedarf innerhalb der untersuchten Netze

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Ermittlung des Abregelungsbedarfs innerhalb der fünf untersuchten Referenznetzgebiete dargestellt. Dabei wird im Einzelnen auf die drei Netz-Kategorien **PV**-, Wind- und Last-dominiert eingegangen, um eine Aussage über die Wirksamkeit der Ladestrategien innerhalb der verschiedenen Netz-Kategorien treffen zu können. Hierzu werden die zwei Wochen mit der minimalen (kurz: Woche MIN) bzw. maximalen (kurz: Woche MAX) durchschnittlichen Residuallast je Referenznetzgebiet untersucht, um eine möglichst hohe Bandbreite an Einspeise- und Lastfällen abzudecken. Die entsprechenden Zeiträume sind in **Tabelle 27** dargestellt, wobei die untersuchten Wochen und das fiktive Jahr mit einem Montag beginnen.

Tabelle 27.: Untersuchte Wochen je Referenznetzgebiet

Netz ID	Woche MIN	Woche MAX
176 _{PV}	16.04. – 22.04.	08.01. – 14.01.
1056 _{PV}	30.04. – 06.05.	08.01. – 14.01.
1690 _W	03.12. – 09.12.	29.10. – 04.11.
1811 _W	10.12. – 16.12.	24.09. – 30.09.
177 _L	16.04. – 22.04.	10.12. – 16.12.

Innerhalb der betrachteten Szenarien, Ladestrategien und Wochen schwankt der Abregelungsbedarf von nicht-**fEE** nur in einem sehr geringen Maße, weshalb der Fokus der Betrachtung der erzeugungsseitigen Abregelungsergebnisse auf den **fEE** liegt. Der geringe Einfluss auf nicht-**fEE** lässt sich dadurch begründen, dass die Abregelung der nicht-**fEE** in den betrachteten Netzen in der Regel aufgrund von Restriktionen in der **NS**-Ebene erfolgt. Da es sich bei den nicht-**fEE** ausschließlich um Biomasse- und Wasserkraftwerke handelt, findet sich innerhalb der betroffenen **NS**-Netze in der Regel keine oder nur wenig Ladeinfrastruktur für **E-Pkw**. Hierdurch ist nur sehr selten ein Einfluss auf den Abregelungsbedarf von nicht-**fEE** zu verzeichnen. Die vollständigen Ergebnisse für die Ermittlung des Abregelungsbedarfs sind im Anhang in den Netz-Steckbriefen ab **Tabelle 48** dargestellt.

6.4.1. PV-dominierte Netze

Die PV-dominierten Netze 176_{PV} und 1056_{PV} besitzen stark unterschiedliche Charakteristika. So weist das Netz 176_{PV} im Antriebswende-Szenario in der Woche MIN ein Verhältnis zwischen der Einspeisung von fEE und dem Ladebedarf der E-Pkw von etwa 2 : 1 auf, während dieses Verhältnis im Netz 1056_{PV} bei etwa 11 : 1 liegt. Auch besitzt das Netz 176_{PV} eine deutlich größere Einspeisung von nicht-fEE. Zudem ist der Verbrauch der sonstigen Lasten mehr als dreimal so hoch wie im Netz 1056_{PV}. Eine Auflistung der wichtigsten Eckdaten für die Woche MIN beider Netze erfolgt in Tabelle 28. Weiterhin ist in Tabelle 29 der Ladebedarf je MS-Netzgebiet und Szenario dargestellt.

Tabelle 28.: Einspeisung von fEE und nicht-fEE sowie der Bedarf von sonstigen Lasten in den PV-dominierten Netzen in Woche MIN

Angaben in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
Einspeisung fEE	2262,2	4054,8
Einspeisung Sonstige	1459,8	254,5
Bedarf Sonstige	4196,8	1318,0

Tabelle 29.: Ladebedarf der E-Pkw in den PV-dominierten Netzen je Szenario in Woche MIN

Ladebedarf* in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
NEP C 2035	290,0	109,3
Referenz	519,6	193,7
Antriebswende	987,7	368,5
„Firmenparkplatz“	974,3	363,1

*netzseitiger Ladebedarf (inkl. Umwandlungsverluste)

Tabelle 30 zeigt den ermittelten Abregelungsbedarf des Ladebedarfs und Tabelle 31 der sonstigen Lasten für die Netze 176_{PV} und 1056_{PV} für die Referenz-Ladestrategie. Der Abregelungsbedarf von Lasten nimmt erwartungsgemäß mit dem Hochlauf an E-Pkw zu. Im Netz 176_{PV} ist eine extrem hohe Abregelung von bis zu knapp 50 % des gesamten Ladebedarfs der E-Pkw zu verzeichnen. Dieses Ergebnis spiegelt die extreme Konzentration des Ladebedarfs in einigen wenigen NS-Netzen innerhalb des Netzes 176_{PV} nach Tabelle 25 wider und lässt sich auch in den anderen Szenarien erkennen. So entfällt beispielsweise in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ der Abregelungsbedarf zu etwa 82 % auf nur drei NS-Netze.

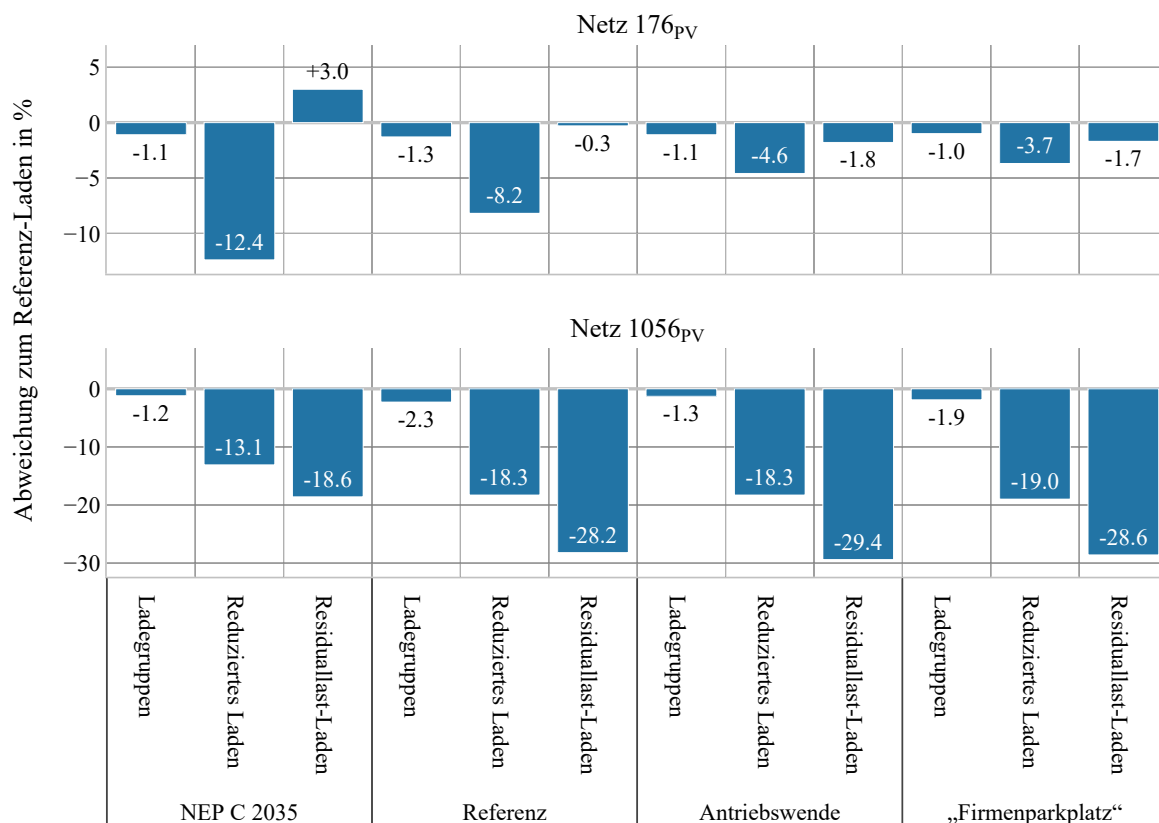
Tabelle 30.: Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
NEP C 2035	91,2	3,3
Referenz	212,7	12,0
Antriebswende	418,1	31,9
„Firmenparkplatz“	470,8	24,5

Tabelle 31.: Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
NEP C 2035	9,5	16,2
Referenz	10,8	19,6
Antriebswende	12,0	29,0
„Firmenparkplatz“	11,8	22,9

Demgegenüber erweist sich das Netz 1056_{PV} als deutlich stabiler und es wird ein im Verhältnis geringerer Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von **E-Pkw** ermittelt. Aufgrund der geringeren Anzahl an Lademöglichkeiten des Lade Use Case *Firmenparkplatz* in der Sensitivität „Firmenparkplatz“, wird die Last der Ladevorgänge gleichmäßiger über den Tag verteilt (vgl. **Abbildung 13** und **Abbildung 14**). Durch diese Verstetigung der Last fällt der Abregelungsbedarf in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ geringer aus als im Antriebswende-Szenario. Zusätzlich ist der Ladebedarf aufgrund der probabilistischen Natur der Simulation und der veränderten Eingangsparameter in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ geringer als im Antriebswende-Szenario. Da im Netz 176_{PV} vor allem **NS**-Netze mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* von den starken Abregelungen betroffen sind, tritt hierbei ein gegensätzlicher Effekt auf und der Abregelungsbedarf erhöht sich in der Sensitivität „Firmenparkplatz“.

Abbildung 18.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176_{PV} (oben) und 1056_{PV} (unten)

In **Abbildung 18** ist der Einfluss der Ladestrategien auf den Abregelungsbedarf der Lasten (inkl. E-Pkw) für die Netze 176_{PV} und 1056_{PV} dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass die Ladegruppen den Abregelungsbedarf nur in einem sehr geringen Maße beeinflussen können. Zum einen stellt sich heraus, dass die Gleichzeitigkeit auf der **NS**-Ebene nur in einem geringen Maße gesenkt wird. Zum anderen erhöht sich auf der **MS**-Ebene die maximale Last gegenüber dem Referenz-Laden, da reduzierte Ladevorgänge durch solche in Ladegruppen ersetzt werden, welches sich im Vergleich als ineffektiver erweist, um die Last zu reduzieren. Dies spiegelt sich auch in einem erhöhten maximalen Lastfall nach **Kapitel 6.3** wider.

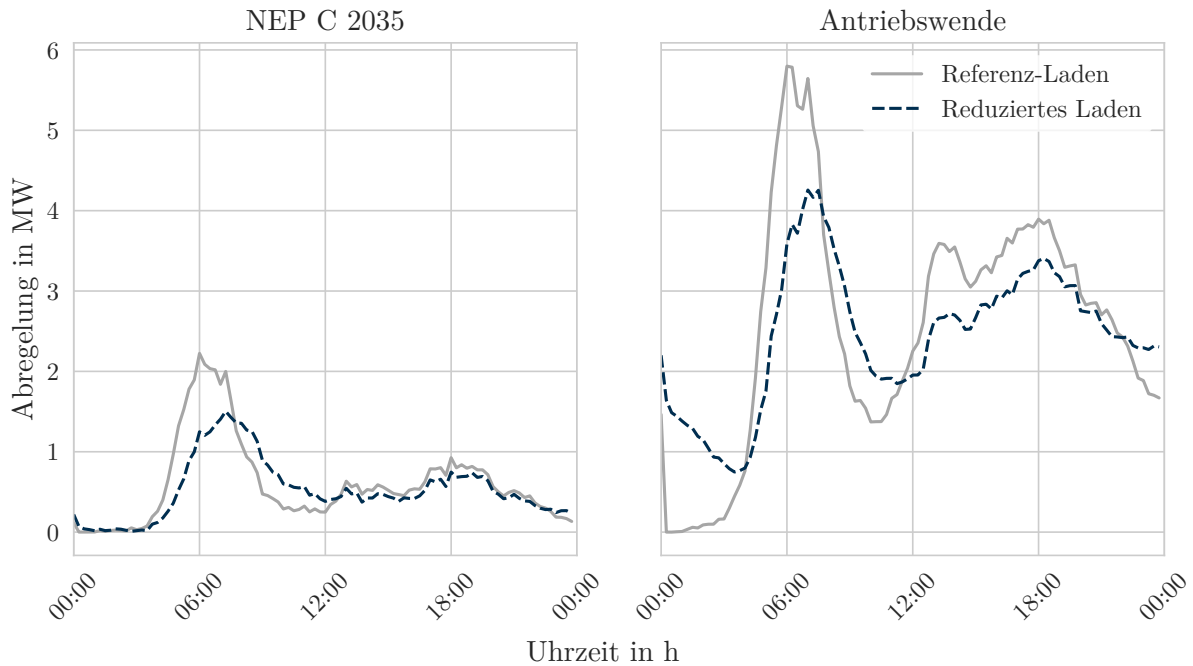


Abbildung 19.: Durchschnittliche Abregelung von Lasten im NEP C 2035 Szenario (links) und Antriebswende-Szenario (rechts) innerhalb von Woche MIN im Netz 176_{PV}

Im Netz 176_{PV} nimmt der Nutzen des reduzierten Ladens mit dem Hochlauf an **E-Pkw** immer weiter ab, während im Netz 1056_{PV} der Nutzen auf einem sehr konstanten Niveau verläuft. In **Abbildung 19** ist die durchschnittliche Abregelung von Lasten im Netz 176_{PV} für die Szenarien **NEP C 2035** und **Antriebswende** dargestellt. Es zeigt sich, dass im **NEP C 2035** Szenario erfolgreich Last vom Nachmittag und Abend in die Nacht verschoben wird, ohne den Abregelungsbedarf nachts zu erhöhen. Im **Antriebswende**-Szenario ist dies nicht mehr möglich, wodurch nachts ein stark erhöhter Abregelungsbedarf zu verzeichnen ist. So wird bei einer starken Überlastung des Netzes die Abregelung nur zeitlich vom Nachmittag und Abend in die Nacht verschoben, ohne dass ein wesentlicher Anteil an Abregelung vermieden wird. Diese extremen Überlastungssituationen treten im Netz 1056_{PV} nicht auf, weshalb das reduzierte Laden unabhängig von den Szenarien stets ähnliche Erfolge hervorbringt.

Das Residuallast-Laden senkt den lastseitigen Abregelungsbedarf im Netz 1056_{PV} stärker als das reduzierte Laden. In dem stark **PV**-dominierten Netz 1056_{PV} können im **Antriebswende**-Szenario sogar 29,4 % der lastseitigen Abregelung durch die Residuallast-Ladestrategie verhindert werden, da die entsprechenden **NS**-Netzkapazitäten für eine starke Verschiebung der Last gegeben sind und viele **PVA** innerhalb der **NS**-Netze liegen, in denen auch der Ladebedarf anfällt. Demgegenüber ist im Netz 176_{PV} ein großer Teil des Ladebedarfs auf einige wenige **NS**-Netze beschränkt. Das Residuallast-Laden richtet sich hierbei nach einer globalen Residuallast im **MS**-Netzgebiet, welche die lokale Situation in den stark überlasteten **NS**-Netzen nicht widerspiegelt. Aus diesem Grund

fällt der Einfluss des Residuallast-Ladens auf den lastseitigen Abregelungsbedarf im Netz 176_{PV} sehr gering aus, oder erhöht diesen sogar.

In Woche MAX fällt der Abregelungsbedarf der Lasten beim Referenz-Laden im Netz 176_{PV} mit 115 MWh bis 503 MWh und im Netz 1056_{PV} mit 79 MWh bis 149 MWh erwartungsgemäß höher aus als in Woche MIN. Das Netz 176_{PV} weist nach **Abbildung 20** ein sehr ähnliches Verhalten wie in Woche MIN auf. So wird vor allem in Szenarien mit einem niedrigeren Hochlauf an **E-Pkw** Abregelungsbedarf durch das reduzierte Laden vermieden. Die beiden anderen Ladestrategien weisen in der Regel nur einen minimalen Einfluss auf den Abregelungsbedarf auf.

Aufgrund des niedrigen Ladebedarfs im **NEP C 2035** Szenario fällt der Einfluss der Lastverschiebung auf die Residuallast gering aus. Aus diesem Grund wird viel Last in wenige Zeitschritte der Hochzeit der **PV**-Einspeisung verschoben. In diesen Zeitschritten fällt die Gleichzeitigkeit hoch aus und es kommt zu einem erhöhten lastseitigem Abregelungsbedarf. Da hierbei teilweise auch Last aus Zeitschritten ohne Abregelungsbedarf in Zeitschritte mit Abregelungsbedarf verschoben wird, ist im **NEP C 2035** Szenario ein insgesamt erhöhter lastseitiger Abregelungsbedarf zu verzeichnen. Durch die Zunahme des Einflusses auf die Residuallast mit einem steigenden Ladebedarf, fällt dieser Effekt in den anderen Szenarien schwächer aus.

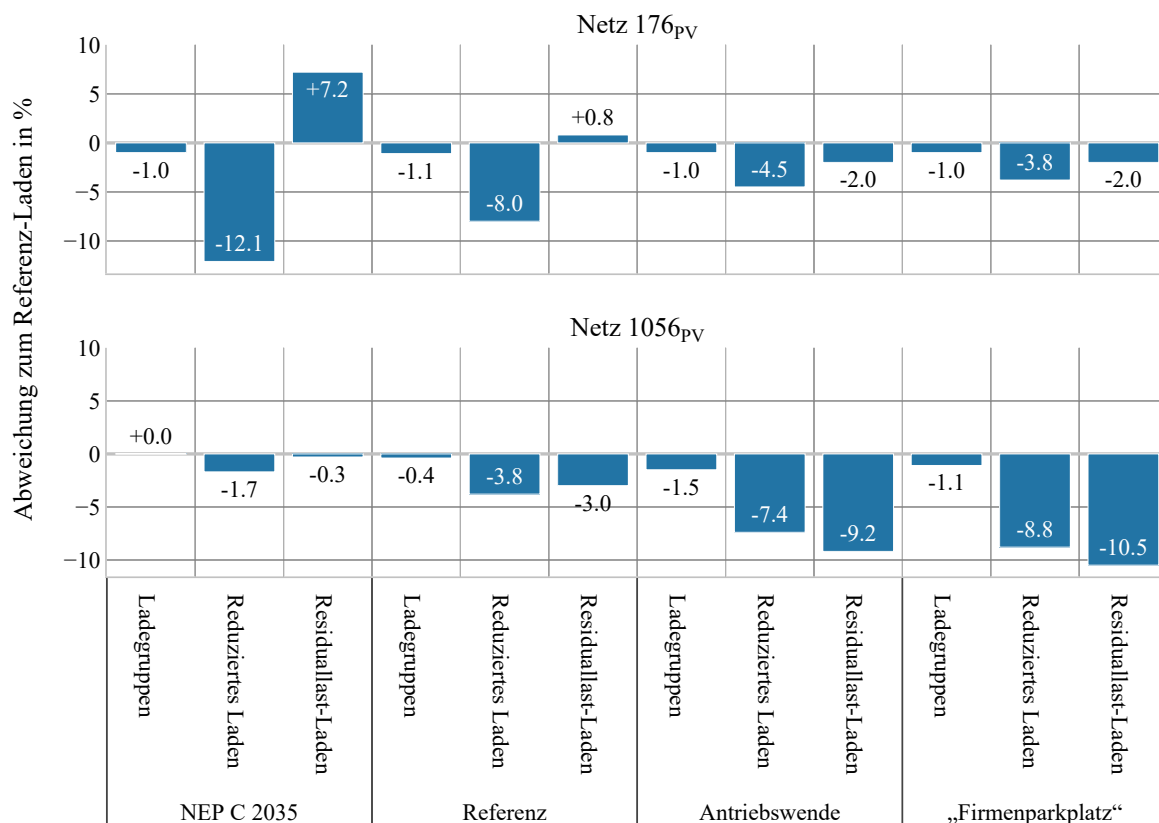


Abbildung 20.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MAX gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176_{PV} (oben) und 1056_{PV} (unten)

Im Netz 1056_{PV} wird hingegen der Abregelungsbedarf durch das Residuallast-Laden um bis zu 10,5 % gesenkt. Aufgrund der Zunahme der zur Verfügung stehenden flexiblen Leistung und Energie mit dem steigenden Hochlauf der **E-Pkw** in den Szenarien wird verstärkt eine Glättung der Residuallast erreicht. Hierdurch werden sowohl im Netz 1056_{PV} als auch im Netz 176_{PV} zunehmend immer mehr Zeitschritte zum Laden verwendet. Hierdurch nimmt die zeitliche Konzentration von Ladevorgängen innerhalb einiger weniger Zeitschritte im Vergleich ab, wodurch sich die Effektivität des Residuallast-Ladens mit dem Hochlauf der **E-Pkw** graduell erhöht.

Lastseitig können im Netz 1056_{PV} sowohl durch die Residuallast-Ladestrategie als auch durch das reduzierte Laden in erster Linie morgens große Mengen an Abregelungsbedarf verhindert werden (vgl. [Abbildung 22](#)). Zusätzlich lässt sich durch das Residuallast-Laden auch am Abend ein signifikanter Anteil an Abregelungsbedarf vermeiden. Zur Mittagszeit ist lastseitig ein erhöhter Abregelungsbedarf durch das Residuallast-Laden erkennbar. Es wird somit ein zu großer Anteil von Fahrzeugen innerhalb eines kurzen Zeitfensters geladen und dadurch insbesondere die Betriebsmittel auf der **NS**-Ebene überlastet.

Bei den **fEE** ist festzustellen, dass innerhalb von Woche MAX in beiden **PV**-dominierten Netzen keine Abregelung von **fEE** nötig ist, weshalb eine Betrachtung der Woche MAX entfällt. In Woche MIN sinkt nach [Tabelle 32](#) der Abregelungsbedarf beim Referenz-Laden mit einem steigenden Hochlauf an **E-Pkw**. Dabei fällt auf, dass der Abregelungsbedarf von **fEE** in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ stärker abfällt als im Antriebswende-Szenario. Dies lässt sich dadurch begründen, dass durch den höheren Anteil an Ladevorgängen der Lade Use Cases *Öffentlich* und *zu Hause* nach [Abbildung 13](#) mehr Ladevorgänge in den zeitlichen Bereich hoher Einspeisung am frühen Nachmittag fallen und somit ein besserer Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage entsteht. Innerhalb von **NS**-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* befinden sich häufig auch viele **PVA**, weshalb der Abregelungsbedarf von **fEE** stärker gesenkt wird.

Tabelle 32.: Abregelungsbedarf von **fEE** in den PV-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 176 _{PV}	Netz 1056 _{PV}
NEP C 2035	20,5	88,8
Referenz	18,4	84,3
Antriebswende	15,8	76,0
„Firmenparkplatz“	15,1	73,6

[Abbildung 21](#) zeigt die prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von **fEE** in Abhängigkeit von der Ladestrategie. So wird der Abregelungsbedarf durch die Residuallast-Ladestrategie im Netz 1056_{PV} um bis zu 10,7 % und im Netz 176_{PV} aufgrund des geringeren Verhältnisses zwischen dem Abregelungsbedarf von **fEE** und Ladebedarf sogar um bis zu 20,3 % gesenkt. Da im Antriebswende-Szenario deutlich mehr flexible Leistung und Energie durch **E-Pkw** zur Verfügung steht als in den anderen Szenarien, wird innerhalb dieses Szenarios die stärkste Reduktion erreicht. Weiterhin finden gegenüber der Sensitivität „Firmenparkplatz“ mehr flexible Ladevorgänge (vgl. [Tabelle 23](#)) statt. Innerhalb der Standzeiten des Lade Use Case *Firmenparkplatz* liegen in der Regel auch die Hochzeiten der Einspeisung von **PVA**. Hierdurch bietet das Antriebswende-Szenario in beiden Netzen ein größeres Einsparpotential gegenüber der Sensitivität „Firmenparkplatz“ den Abregelungsbedarf von **fEE** zu senken.

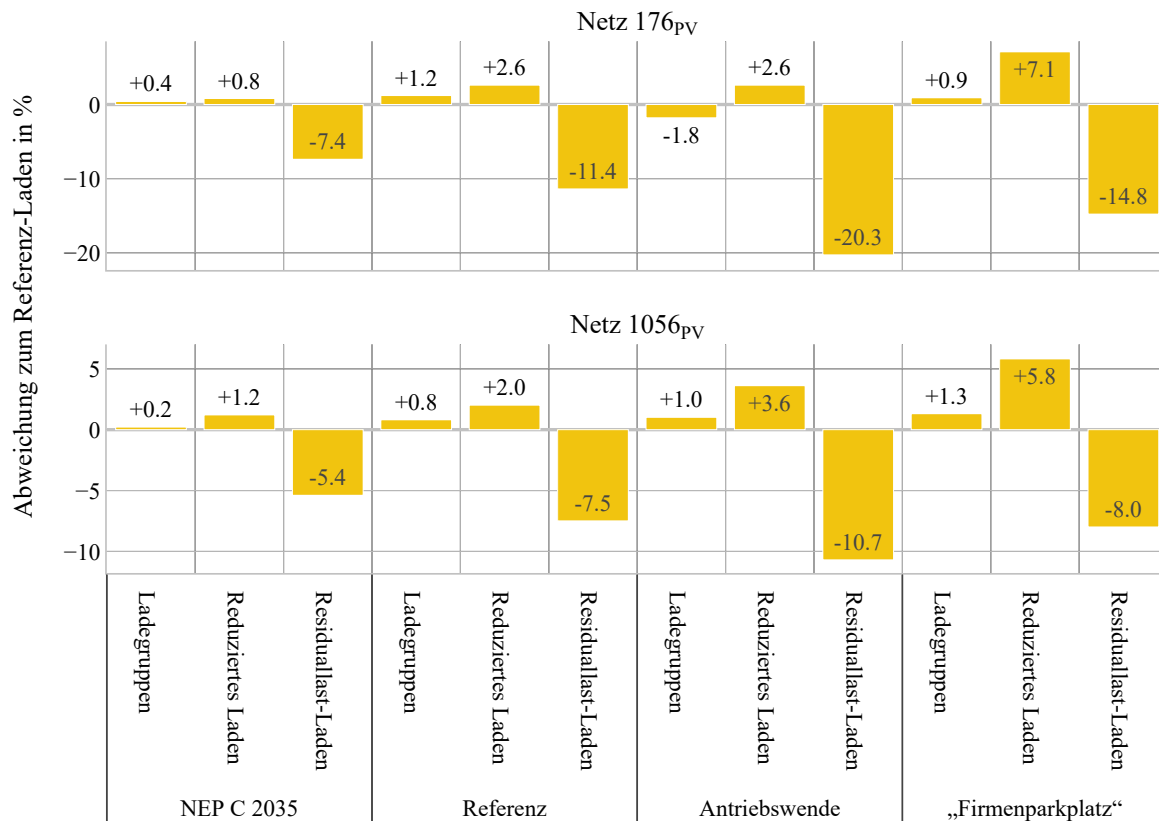


Abbildung 21.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 176_{pV} (oben) und 1056_{pV} (unten)

In **Abbildung 22** ist die durchschnittliche Abregelung von fEE und Lasten (oben) in Abhängigkeit von der Uhrzeit in Woche MIN für das Referenz-Laden im Netz 1056_{pV} veranschaulicht. Zusätzlich ist die Differenz zwischen den Ladestrategien und dem Referenz-Laden (unten) dargestellt, wobei negative Werte einen geringeren Abregelungsbedarf signalisieren. Dabei zeigt sich, dass in dem stark PV-dominierten Netz 1056_{pV} Abregelungen von fEE ausschließlich tagsüber und vor allem am frühen Nachmittag nötig sind. Demgegenüber treten die lastseitigen Abregelungsspitzen hierzu versetzt morgens und abends auf. Durch die Residuallast-Ladestrategie wird der Abregelungsbedarf von fEE vor allem in Zeiten von Spitzeneinspeisungen gesenkt.

Bei den Ladegruppen und beim reduzierten Laden ist ein erhöhter Abregelungsbedarf von fEE zur Mittagszeit zu erkennen. Nach **Abbildung 13** werden ab der Mittagszeit viele Fahrzeuge über den Lade Use Case *zu Hause* geladen. Die präventiven Ladestrategien führen dazu, dass der Ladebedarf für den Lade Use Case *zu Hause* in dieser Zeit im Durchschnitt geringer ausfällt als beim Referenz-Laden, da die Ladevorgänge zeitlich gestreckt werden (vgl. **Kapitel 6.3**). Da in NS-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* in der Regel auch viele PVA angeschlossen sind, ist insgesamt eine Erhöhung des erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs zu verzeichnen. Vor allem beim reduzierten Laden spiegelt sich dies im Absinken der Residuallast in Zeiten von Spitzeneinspeisung (vgl. **Abbildung 16**) wider.

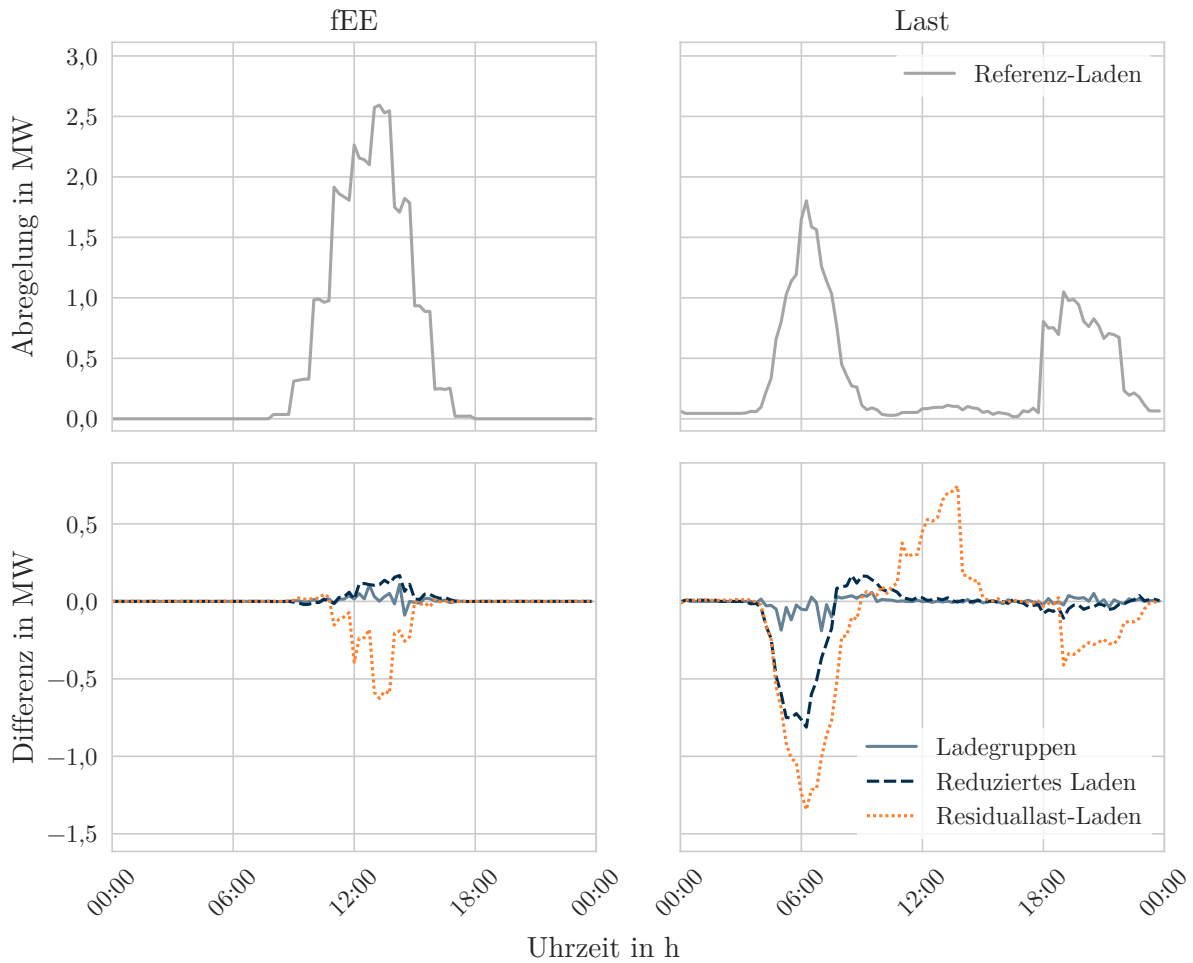


Abbildung 22.: Durchschnittliche Abregelung von fEE (oben links) und Lasten (oben rechts) innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für fEE (unten links) und Lasten (unten rechts) im Antriebswende-Szenario im Netz 1056_{PV}

In den beiden **PV**-dominierten Netzen erfolgt eine Abnahme der Effizienz erzeugerseitige Abregelung zu verhindern, mit jeder zusätzlich verschobenen Kilowattstunde. Um dies zu verdeutlichen wird das Verhältnis zwischen der Einsparung erzeugerseitiger Abregelung aufgrund des Residuallast-Ladens gegenüber dem Referenzladen und dem flexibilisierbaren Ladebedarf zwischen den Szenarien verglichen. Mit Hilfe dieser Kennzahl soll die Effizienz des Residuallast-Ladens zwischen den **MS**-Netzgebieten vergleichbar gemacht werden, wobei negative Werte für eine Reduktion des Abregelungsbedarfs von fEE stehen. So beträgt im Netz 1056_{PV} im **NEP C 2035** Szenario das Verhältnis $-6,1\%$ und sinkt im Antriebswende-Szenario auf $-3,1\%$. Für das Netz 176_{PV} liegen beide Werte mit $-0,7\%$ bzw. $-0,5\%$ deutlich niedriger, da der Ladebedarf in diesem Netz höher und der erzeugerseitige Abregelungsbedarf geringer ausfällt. Eine vollständige Aufstellung ist im Anhang in **Tabelle 59** dargestellt.

Fazit: Der Hochlauf der Elektromobilität gestaltet sich in den beiden betrachteten **PV**-dominierten Netzen stark unterschiedlich. Im Falle des Netzes 176_{PV} werden einzelne **NS**-Netze so stark überlastet, dass ein großer Anteil des Ladebedarfs der **E-Pkw** abgeregelt werden muss. Demgegenüber fällt der Abregelungsbedarf des Ladebedarfs im Netz 1056_{PV} deutlich moderater aus.

Die Ladegruppen zeigen insgesamt eine sehr geringe Wirksamkeit auf den Abregelungsbedarf. Für die anderen Ladestrategien ergeben sich aus der unterschiedlich starken Überlastung der

beiden Netze starke Potentialunterschiede in der Wirksamkeit. So kann das reduzierte Laden weitgehend den lastseitigen Abregelungsbedarf um einen signifikanten Anteil senken. Dabei wird jedoch deutlich, dass das Einsparpotential mit einer zunehmenden Überlastung der **NS**-Netze abnimmt, da vermehrt auch nachts und mittags Abregelungen des Ladebedarfs auftreten und dieser zeitlich lediglich verschoben und nicht verhindert wird. Das aktive Residuallast-Laden kann gegenüber den präventiven Ladestrategien weiteren lastseitigen Abregelungsbedarf vermeiden, wenn die Erzeugerkapazitäten in den gleichen **NS**-Netzen liegen, in denen auch der Ladebedarf anfällt.

Es zeigt sich, dass nur durch die aktive Verschiebung des Ladebedarfs in die Hochzeiten der Einspeisung von **fEE** bei der Residuallast-Ladestrategie der erzeugerseitige Abregelungsbedarf reduziert wird. Allerdings wird in der Regel eine solche Menge an Ladebedarf in die Hochzeiten der Einspeisung verschoben, dass aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit eine erhöhte Abregelung des Ladebedarfs entsteht. Das Potential, den lastseitigen und erzeugerseitigen Abregelungsbedarf zu senken, wird auf diese Weise nicht voll ausgeschöpft. Es empfiehlt sich, neben dem Optimierungsansatz der Residuallast-Glättung die Belastungsgrenzen der **NS**-Betriebsmittel zu beachten. Auf diese Weise würde der Ladebedarf weniger stark auf einige wenige Zeitschritte konzentriert werden und der Abregelungsbedarf könnte voraussichtlich last- und einspeiseseitig weiter gesenkt werden. Die präventiven Ladestrategien führen demgegenüber zu einer Erhöhung des erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs, da der Ladebedarf am frühen Nachmittag reduziert wird und somit nicht mehr in die Hochzeiten der Einspeisung der **PVA** fällt.

6.4.2. Wind-dominierte Netze

Die Wind-dominierten Netze 1690_W und 1811_W weisen gegenüber den **PV**-dominierten Netzen eine größere Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf auf. So beträgt das Verhältnis zwischen der Einspeisung von **fEE** und dem Ladebedarf von **E-Pkw** nach **Tabelle 33** und **Tabelle 34** im Antriebswende-Szenario in Woche MIN im Netz 1811_W etwa 19 : 1 und im Netz 1690_W sogar etwa 33 : 1. Hieraus folgt gegenüber den **PV**-dominierten Netzen ein stark reduziertes Potential die Residuallast und den Abregelungsbedarf von **fEE** zu beeinflussen.

Tabelle 33.: Einspeisung von **fEE** und nicht-**fEE** sowie der Bedarf von sonstigen Lasten in den Wind-dominierten Netzen in Woche MIN

Angaben in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
Einspeisung fEE	11 971,2	8966,5
Einspeisung Sonstige	4808,5	2541,0
Bedarf Sonstige	1442,8	1599,2

Tabelle 34.: Ladebedarf der **E-Pkw** in den Wind-dominierten Netzen je Szenario in Woche MIN

Ladebedarf* in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
NEP C 2035	111,9	135,2
Referenz	199,2	244,6
Antriebswende	361,5	465,3
„Firmenparkplatz“	363,0	459,9

*netzseitiger Ladebedarf (inkl. Umwandlungsverluste)

In **Tabelle 35** ist der Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von **E-Pkw** in den Wind-dominierten Netzen für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN und in **Tabelle 36** ergänzend der Abregelungsbedarf für die sonstigen Lasten dargestellt. Auch in den Wind-dominierten Netzen ist eine Zunahme des Abregelungsbedarfs mit dem Hochlauf der **E-Pkw** zu verzeichnen. Da Windkraftanlagen in der Regel direkt in der **MS**-Ebene angeschlossen werden und auch absolut eine größere Erzeugerleistung in den Wind-dominierten Netzen installiert ist (vgl. **Abbildung 6**), ist die **MS**-Ebene stark ausgebaut. Der lastseitige Abregelungsbedarf beschränkt sich deshalb beinahe vollständig auf die **NS**-Ebene. Das Netz 1690_W zeigt vergleichbar zum Netz 176_{PV} einen höheren Abregelungsbedarf in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ gegenüber dem Antriebswende-Szenario. So zeigt auch das Netz 1690_W die Tendenz, dass vor allem **NS**-Netze mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* stark ausgelastet sind und der zusätzliche Ladebedarf des Lade Use Case *zu Hause* in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ somit den Abregelungsbedarf erhöht. Zusätzlich fällt der Gesamtladebedarf in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ höher aus, als im Antriebswende-Szenario.

Tabelle 35.: Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
NEP C 2035	2,5	1,6
Referenz	7,8	7,1
Antriebswende	18,4	20,4
„Firmenparkplatz“	20,1	17,7

Tabelle 36.: Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
NEP C 2035	3,5	2,6
Referenz	4,4	3,7
Antriebswende	7,0	6,3
„Firmenparkplatz“	7,0	6,3

In den Wind-dominierten Netzen wird der lastseitige Abregelungsbedarf nach **Abbildung 23** und **Abbildung 24** in beinahe allen Fällen durch die Ladestrategien gesenkt. Erneut ist festzustellen, dass die Ladegruppen nur einen geringen Einfluss auf den lastseitigen Abregelungsbedarf aufweisen. Das reduzierte Laden erweist sich im Gegensatz zu den **PV**-dominierten Netzen in allen Fällen effektiver als das Residuallast-Laden, um den lastseitigen Abregelungsbedarf zu senken.

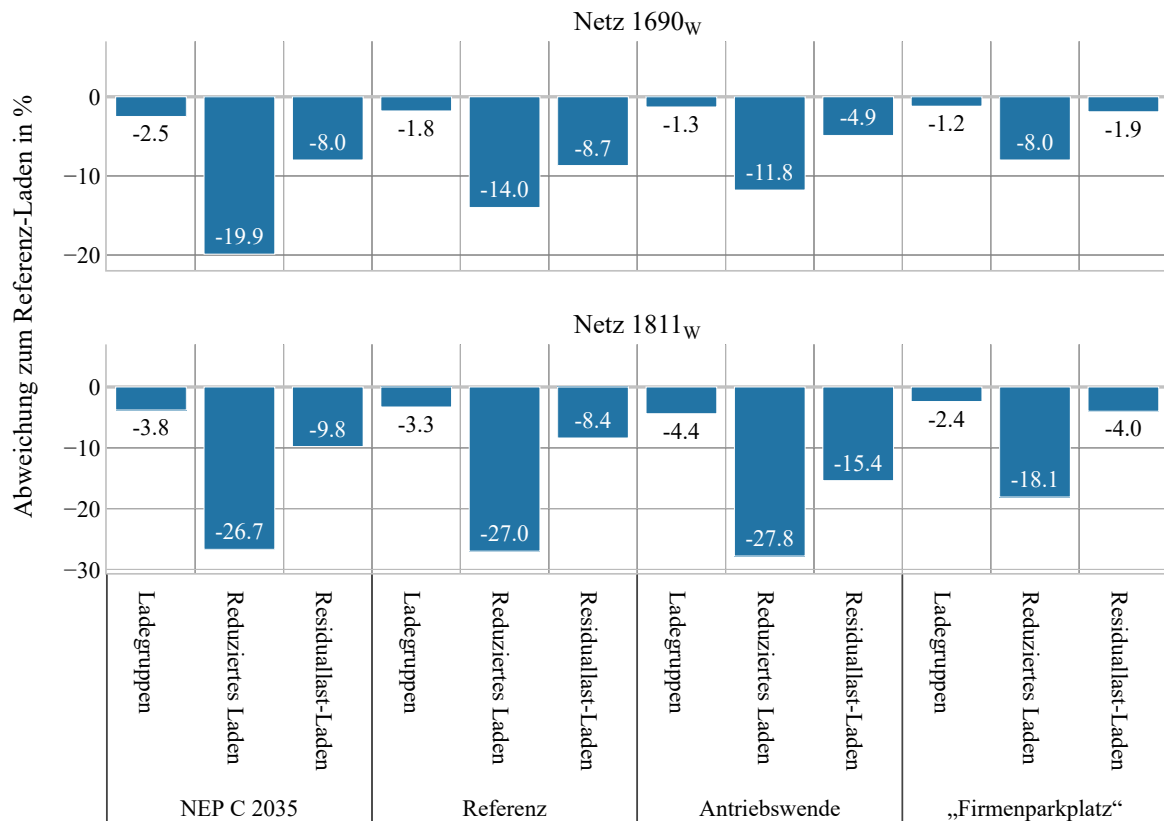


Abbildung 23.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 1690_W (oben) und 1811_W (unten)

In Woche MIN wird im Netz 1811_W durch das reduzierte Laden noch eine annähernd konstante Senkungswirkung der lastseitigen Abregelung in den unterschiedlichen Szenarien erreicht. Demgegenüber wird in Woche MAX und im Netz 1690_W eine Abnahme des Einsparpotentials an lastseitiger Abregelung mit einem zunehmenden Hochlauf an **E-Pkw** festgestellt. Die beiden Netze verhalten sich hierbei ähnlich wie das **PV**-dominierte Netz 176_{PV}. Im Unterschied zum Netz 176_{PV} kommt es in den Wind-dominierten Netzen nachts in der Regel nicht zu einer lastseitigen Abregelung (vgl. **Abbildung 26** (oben rechts)). Hierdurch wird durch das reduzierte Laden Ladebedarf erfolgreich in die Nacht verschoben werden, ohne den Abregelungsbedarf in diesem Zeitfenster zu erhöhen. In den Szenarien mit einem geringeren Hochlauf an **E-Pkw** werden beim Referenz-Laden in erster Linie Abregelungen von Last am Morgen und am Abend vorgenommen. Bei einem höheren Hochlauf an **E-Pkw** sind zusätzlich lastseitige Abregelungen zur Mittagszeit und am frühen Nachmittag erkennbar. Durch das reduzierte Laden wird in diesen Fällen ein Abregelungsbedarf nur mit nachlassendem Erfolg verhindert, da der Abregelungsbedarf vermehrt nur noch vom Vormittag auf den frühen Nachmittag verschoben wird. Das Netz 1811_W besitzt bei einem moderat erhöhten Ladebedarf gegenüber dem Netz 1690_W eine deutlich höhere Anzahl an **NS**-Netzen, wodurch die einzelnen **NS**-Netze meist geringer belastet werden. Hierdurch entsteht dieser Trend im Netz 1811_W erst in den erhöhten Lastfällen der Woche MAX.

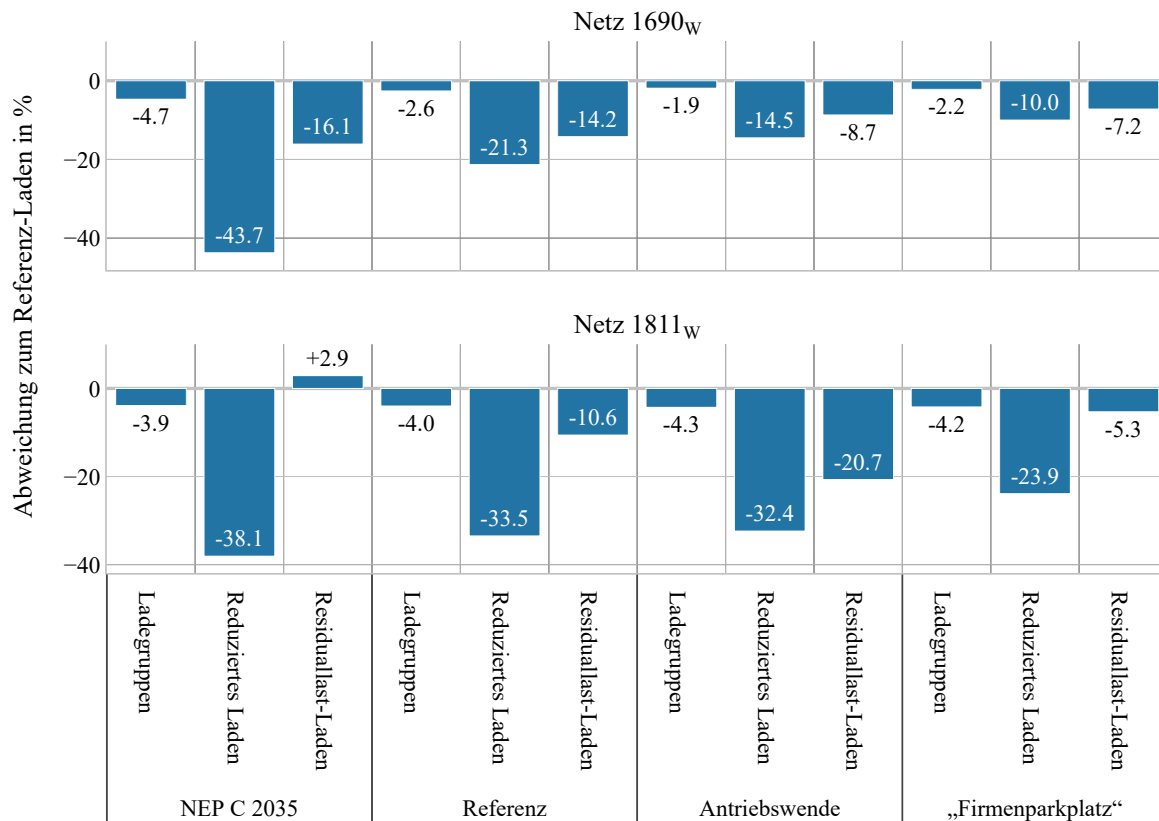


Abbildung 24.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MAX gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für die Netze 1690_W (oben) und 1811_W (unten)

In den Wind-dominierten Netzen ist ein Effekt zu erkennen, bei welchem Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* beim Residuallast-Laden häufig in die Nacht verschoben werden, wobei die Begründung hierfür im Späteren dieses Kapitels dargestellt wird. Da auch in den Wind-dominierten Netzen ein gewisser Anteil an PVA installiert ist, welche sich vermehrt in NS-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* befinden, verschlechtert sich hierdurch der Ausgleich zwischen Erzeugung und Last.

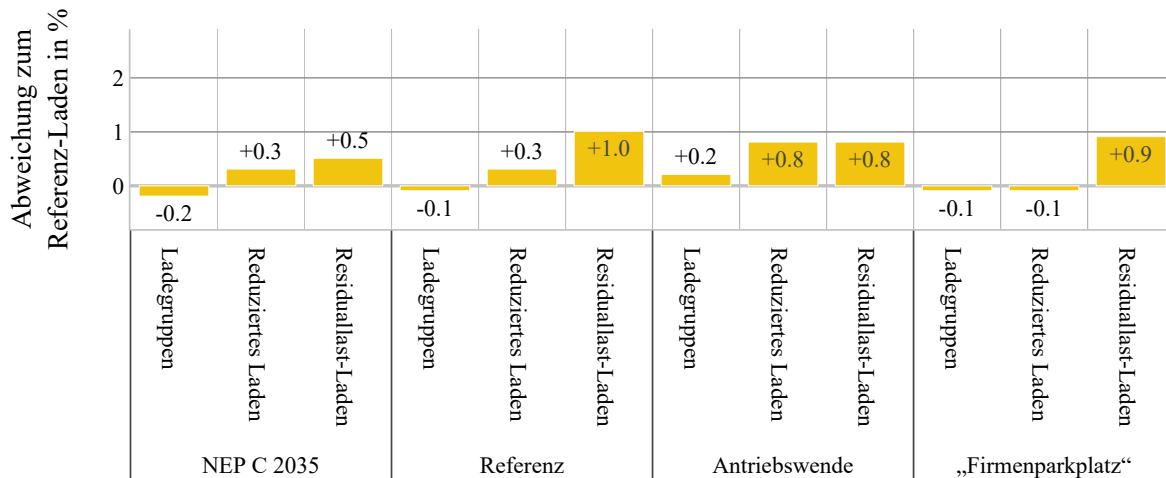
Ladevorgänge des Lade Use Case *Firmenparkplatz* finden hingegen vermehrt in der Mittagszeit statt. Da einige der entsprechenden NS-Netze in diesem Zeitraum bereits stark belastet sind, führt diese zusätzliche Last zu einem erhöhten Abregelungsbedarf, welches in Abbildung 26 (unten rechts) zu erkennen ist. Weiterhin ist aufgrund des hohen Verhältnisses zwischen Einspeisung und Ladebedarf in den Wind-dominierten Netzen der Einfluss des Ladebedarfs auf die Residuallast gering. Hierdurch tritt eine besonders starke Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge beim Residuallast-Laden auf, wodurch der lastseitige Abregelungsbedarf weiter erhöht wird. Aus diesen Gründen erweist sich das reduzierte Laden gegenüber dem Residuallast-Laden als besser geeignet, den lastseitigen Abregelungsbedarf zu senken.

Bei der Abregelung von fEE in den Wind-dominierten Netzen zeigt sich, dass keine Abregelung in Woche MAX nötig ist. Weiterhin ist im Netz 1811_W nach Tabelle 37 auch in Woche MIN keine Abregelung notwendig, weshalb nur die Ergebnisse des Netzes 1690_W in Woche MIN betrachtet werden. Im Netz 1690_W zeigt sich vergleichbar zu den PV-dominierten Netzen eine Abnahme des Abregelungsbedarfs mit dem Hochlauf an E-Pkw.

Tabelle 37.: Abregelungsbedarf von fEE in den Wind-dominierten Netzen je Szenario für die Referenz-Ladestrategie in Woche MIN

Abregelung in MWh	Netz 1690 _W	Netz 1811 _W
NEP C 2035	319,1	0,0
Referenz	315,2	0,0
Antriebswende	312,3	0,0
„Firmenparkplatz“	311,9	0,0

Die Ladestrategien weisen nach **Abbildung 25** insgesamt einen extrem geringen Einfluss auf den erzeugungsseitigen Abregelungsbedarf von maximal 1 % auf. Zum einen ist dies darin begründet, dass das Verhältnis aus Erzeugung zu Ladebedarf im Netz 1690_W extrem hoch ausfällt. Zum anderen ist in Woche MIN bereits in 83 % der Zeitschritte eine erzeugerseitige Abregelung zu verzeichnen. Dies äußert sich in **Abbildung 26** darin, dass die durchschnittliche Abregelung der fEE (oben links) nie auf Null sinkt. Hierdurch ergibt sich einerseits, dass das Potential zur Einflussnahme sehr gering ausfällt, während auf der anderen Seite die erzeugerseitige Abregelung lediglich zeitlich verschoben wird. So wird beispielsweise beim reduzierten Laden vor allem nachts die Abregelung von Windkraftanlagen verhindert. Dafür ist morgens und nachmittags ein erhöhter Abregelungsbedarf zu erkennen, da der Ladebedarf in diesen Zeitfenstern stark reduziert wird, wodurch insgesamt der erzeugerseitige Abregelungsbedarf leicht erhöht.

Abbildung 25.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netze 1690_W

Im Gegensatz zu den PV-dominierten Netzen wird der erzeugerseitige Abregelungsbedarf durch die Residuallast-Ladestrategie nicht abgesenkt und dieser erhöht sich sogar deutlicher als bei den präventiven Ladestrategien. Hierbei ist eine ungünstige zeitlichen und lokalen Konzentration der Ladevorgängen festzustellen. So wird der erzeugerseitige Abregelungsbedarf nach **Abbildung 26** am frühen Nachmittag (grüner Abschnitt) zwar noch abgesenkt, aber anschließend erhöht sich der Abregelungsbedarf (roter Abschnitt). In dem grünen Abschnitt ist in erster Linie eine Anhebung des Ladebedarfs des Lade Use Case *Firmenparkplatz* zu erkennen, da aufgrund des PV-Anteils im MS-Netzgebiet in diesem Zeitraum in der Regel die geringste Residuallast während der üblichen Standzeiten des Lade Use Case *Firmenparkplatz* vorherrscht. Weiterhin sind die Standzeiten des Lade Use Case *Firmenparkplatz* in der Regel kürzer als zu Hause (vgl. **Tabelle 22**), weshalb die

Priorität dieser Ladevorgänge bei der Vergabe der Ladezeitfenster nach Kapitel 4.4 höher ausfällt. Innerhalb der NS-Netze, in denen viele Ladevorgänge des Lade Use Case *Firmenparkplatz* stattfinden, befinden sich im Netz 1690_W nur wenige PVA. Aus diesem Grund wird zwar insgesamt eine Reduktion des erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs innerhalb dieses Zeitfensters verzeichnet, aber der vermiedene Abregelungsbedarf fällt im Verhältnis zum aufgewendeten Ladebedarf gering aus. Zusätzlich erhöht sich der lastseitige Abregelungsbedarf, wodurch die Effizienz der Ladestrategie weiter gesenkt wird.

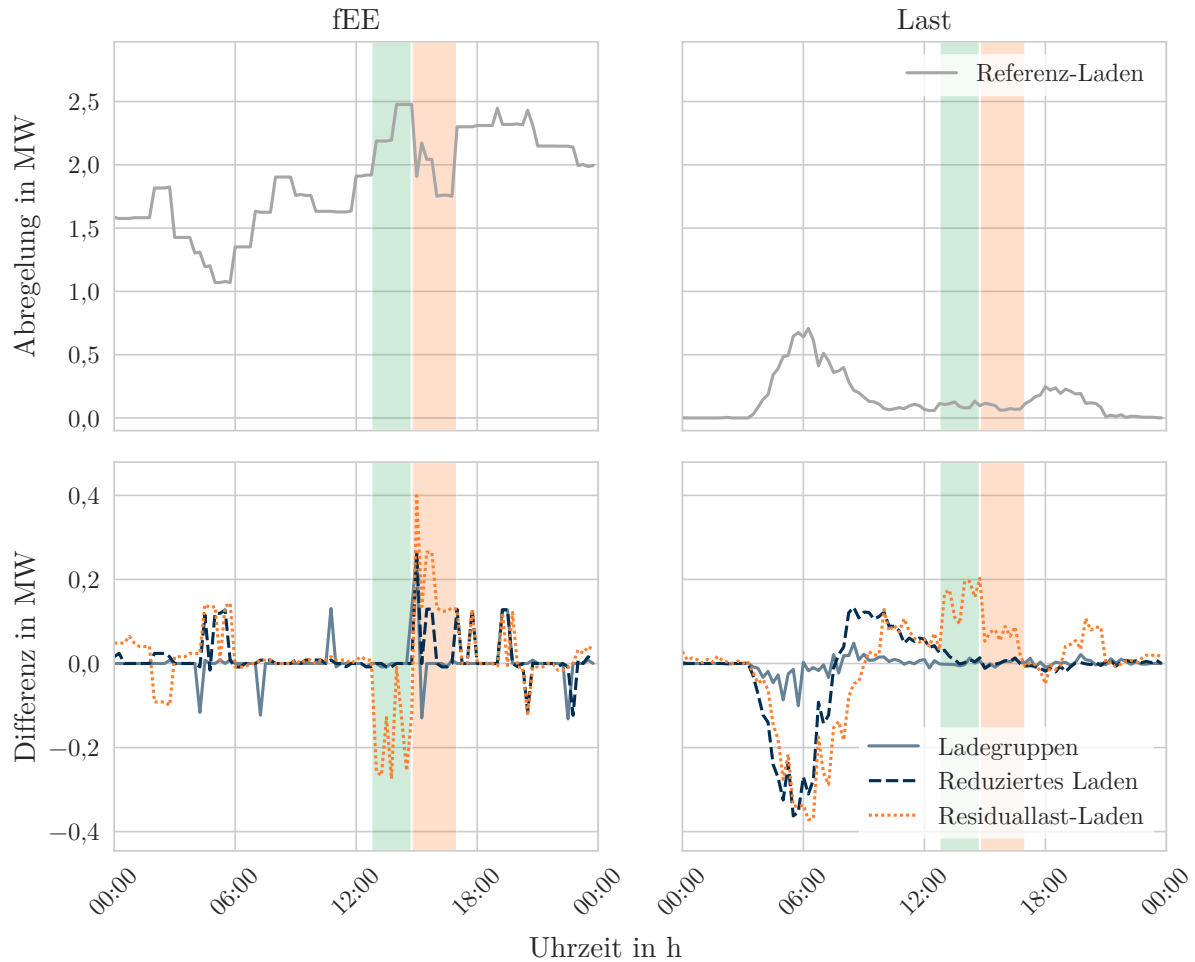


Abbildung 26.: Durchschnittliche Abregelung von fEE (oben links) und Lasten (oben rechts) innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für fEE (unten links) und Lasten (unten rechts) im Antriebswende-Szenario im Netz 1690_W

Im roten Abschnitt ist ebenfalls ein erhöhter Ladebedarf gegenüber dem Referenz-Laden des Lade Use Case *Firmenparkplatz* festzustellen. Diese Erhöhung fällt jedoch geringer aus als im grünen Abschnitt, wodurch der lastseitige Abregelungsbedarf entsprechend weniger stark erhöht wird. Gleichzeitig wird der Ladebedarf des Lade Use Case *zu Hause* gegenüber dem Referenz-Laden abgesenkt, da die Residuallast in der Regel nachts niedriger ausfällt als in dem roten Abschnitt, wodurch die Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* somit vermehrt nachts stattfinden. Innerhalb der NS-Netze in denen primär Ladevorgänge *zu Hause* stattfinden, befinden sich im MS-Netzgebiet 1690_W viele PVA. Hierdurch erhöht sich der erzeugerseitige Abregelungsbedarf. Windkraftanlagen befinden sich demgegenüber nicht in der örtlichen Nähe der NS-Netze, in denen primär Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* stattfinden. Da jedoch nachts ausschließlich Abregelungen von Windkraftanlagen stattfinden, wird der nächtliche Abregelungsbedarf durch

die Ladevorgänge nur wenig beeinflusst.

Fazit: In den Wind-dominierten Netzen sind lastseitig vor allem Abregelungen auf der **NS**-Ebene zu verzeichnen, da die **MS**-Ebene in der Regel gut ausgebaut ist. Erzeugerseitige Abregelung findet nur im Netz 1690_W statt.

Auch bei den Wind-dominierten Netzen zeigen sich die Ladegruppen als weitgehend ineffektiv, um den lastseitigen Abregelungsbedarf zu reduzieren. Das reduzierte Laden kann hingegen in der Regel einen großen Anteil des lastseitigen Abregelungsbedarfs verhindern, wobei sich bestätigt, dass das Einsparpotential mit einer zunehmenden Belastung der **NS**-Netze abnimmt. Das aktive Residuallast-Laden erweist sich lastseitig in den Wind-dominierten Netzen als weniger effektiv als das reduzierte Laden. Aufgrund des hohen Verhältnisses zwischen Einspeisung und Ladebedarf sind beim Residuallast-Laden hohe Konzentrationen des Ladebedarfs auf wenige Zeitschritte und hohe lokale Gleichzeitigkeiten zu verzeichnen.

Der Abregelungsbedarf von **fEE** wird durch die untersuchten Ladestrategien zum einen nur in einem sehr geringen Maße und zum anderen nicht positiv beeinflusst. So richtet sich das Residuallast-Laden nach einer globalen Residuallast im **MS**-Netzgebiet, die keine lokalen Unterschiede beachtet. Auf diese Weise werden Ladevorgänge zwar zeitlich in günstige Zeitfenster verschoben, aber diese finden an ungünstigen Lokalisationen statt, wodurch sich der Abregelungsbedarf von **fEE** insgesamt sogar weiter erhöht. Es empfiehlt sich, die lokale Netztopologie mit in die Priorisierung der Ladevorgänge einzubeziehen, um eine ungünstige lokale Verteilung der Ladevorgänge zu vermeiden.

6.4.3. Last-dominiertes Netz

Im Last-dominierten Netz 177_L ist in Woche MIN im Antriebswende-Szenario ein nahezu ausgewogenes Verhältnis zwischen der Einspeisung aus **fEE** und dem Ladebedarf der **E-Pkw** zu verzeichnen. In Woche MAX fällt die Einspeisung aus **fEE** hingegen minimal aus. Die wichtigsten Eckdaten des Netzes 177_L sind in **Tabelle 38** und der Ladebedarf je Szenario in **Tabelle 39** dargestellt.

Tabelle 38.: Einspeisung von **fEE** und nicht-**fEE** sowie der Bedarf von sonstigen Lasten im Last-dominierten Netz

Angaben in MWh	Woche MIN	Woche MAX
Einspeisung fEE	871,5	51,8
Einspeisung Sonstige	47,2	47,2
Bedarf Sonstige	5413,0	5716,0

Tabelle 39.: Ladebedarf der **E-Pkw** im Last-dominierten Netz je Szenario

Ladebedarf* in MWh	Woche MIN	Woche MAX
NEP C 2035	271,3	271,3
Referenz	485,3	485,3
Antriebswende	919,0	919,0
„Firmenparkplatz“	915,3	915,3

*netzseitiger Ladebedarf (inkl. Umwandlungsverluste)

Bei dem Abregelungsbedarf des Ladebedarfs der **E-Pkw** beim Referenz-Laden nach **Tabelle 40** zeigt sich ein ähnliches Verhalten wie im **PV**-dominierten Netz 176_{PV}, da es auch im Netz 177_L

nach **Tabelle 25** zu einer starken Konzentration des Ladebedarfs in wenigen **NS**-Netzen kommt. So muss in jedem Szenario aufgrund von einzelnen stark überlasteten **NS**-Netzen ein großer Anteil des Ladebedarfs abgeregelt werden. Im Antriebswende-Szenario entfallen in Woche MIN 98 % des Abregelungsbedarfs auf die **NS**-Ebene, wobei drei **NS**-Netze mehr als 60 % des Abregelungsbedarfs ausmachen. Im Gegensatz zum Netz 176_{PV} ist nach **Tabelle 41** im Last-dominierten Netz zusätzlich ein größerer Anteil an Abregelungen von sonstigen Lasten zu verzeichnen.

Tabelle 40.: Abregelungsbedarf des Ladebedarfs von E-Pkw im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie

Abregelung in MWh	Woche MIN	Woche MAX
NEP C 2035	60,5	68,9
Referenz	147,4	160,8
Antriebswende	337,8	360,9
„Firmenparkplatz“	381,5	405,5

Tabelle 41.: Abregelungsbedarf der sonstigen Lasten im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie

Abregelung in MWh	Woche MIN	Woche MAX
NEP C 2035	179,6	247,7
Referenz	211,7	274,3
Antriebswende	253,1	318,5
„Firmenparkplatz“	253,2	319,5

In **Abbildung 27** findet sich die Veränderung des lastseitigen Abregelungsbedarfs aufgrund der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für die beiden untersuchten Wochen. Bei dem Last-dominierten Netz erweist sich das reduzierte Laden am effektivsten, um den lastseitigen Abregelungsbedarf zu senken. Dabei fällt das relative Senkungspotential auf den Abregelungsbedarf aufgrund des hohen absoluten lastseitigen Abregelungsbedarfs und der starken Überlastung einiger **NS**-Netze in allen Szenarien niedrig aus. Durch das Residuallast-Laden wird die Abregelung in der Regel in einem ähnlichen Maße gesenkt, wie durch das reduzierte Laden. Demgegenüber wird durch die Ladegruppen der Abregelungsbedarf nur leicht gesenkt und erweist sich somit auch im Last-dominierten Netz als wenig effektiv.



Abbildung 27.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von allen Lasten in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN (oben) und Woche MAX (unten) gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netz 177_L

In **Abbildung 28** ist die durchschnittliche Abregelung von Lasten im Antriebswende-Szenario innerhalb von Woche MIN beim Referenz-Laden (oben) und die Differenz des Abregelungsbedarfs zwischen den Ladestrategien und dem Referenz-Laden (unten) dargestellt. Demnach entstehen im Durchschnitt im Netz 177_L in den meisten Zeitschritten starke lastseitige Abregelungen. Hiervon ausgenommen ist in allen Szenarien die nächtliche Schwachlastzeit, in der nur selten lastseitige Abregelungen zu verzeichnen sind. Beim reduzierten Laden können am Morgen und ab dem Mittag bis zum Abend lastseitige Abregelungen verhindert werden. Demgegenüber erhöht sich der Abregelungsbedarf in den verbleibenden Zeitschritten. Insgesamt wird durch die Verstetigung der Last beim reduzierten Laden eine Reduktion des lastseitigen Abregelungsbedarfs erreicht.

Beim Residuallast-Laden zeigt sich ein ähnlicher Trend wie beim reduzierten Laden, wobei die Verschiebung der Last wesentlich stärker ausgeprägt ist und zeitlich leicht nach hinten versetzt stattfindet. Der Abregelungsbedarf erhöht sich nachts deutlich, wird dafür aber am Abend stark abgesenkt. Am Morgen und am Vormittag wird durch die Verschiebung des Ladebedarfs in die Hochzeit der Einspeisung ein großer Anteil des lastseitigen Abregelungsbedarfs vermieden. Da einige NS-Netze bereits beim Referenz-Laden in der Mittagszeit überlastet sind, erhöht sich der lastseitige Abregelungsbedarf dafür ab dem späten Vormittag. Insgesamt wird auf diese Weise nur eine moderate Reduktion des lastseitigen Abregelungsbedarfs erreicht.

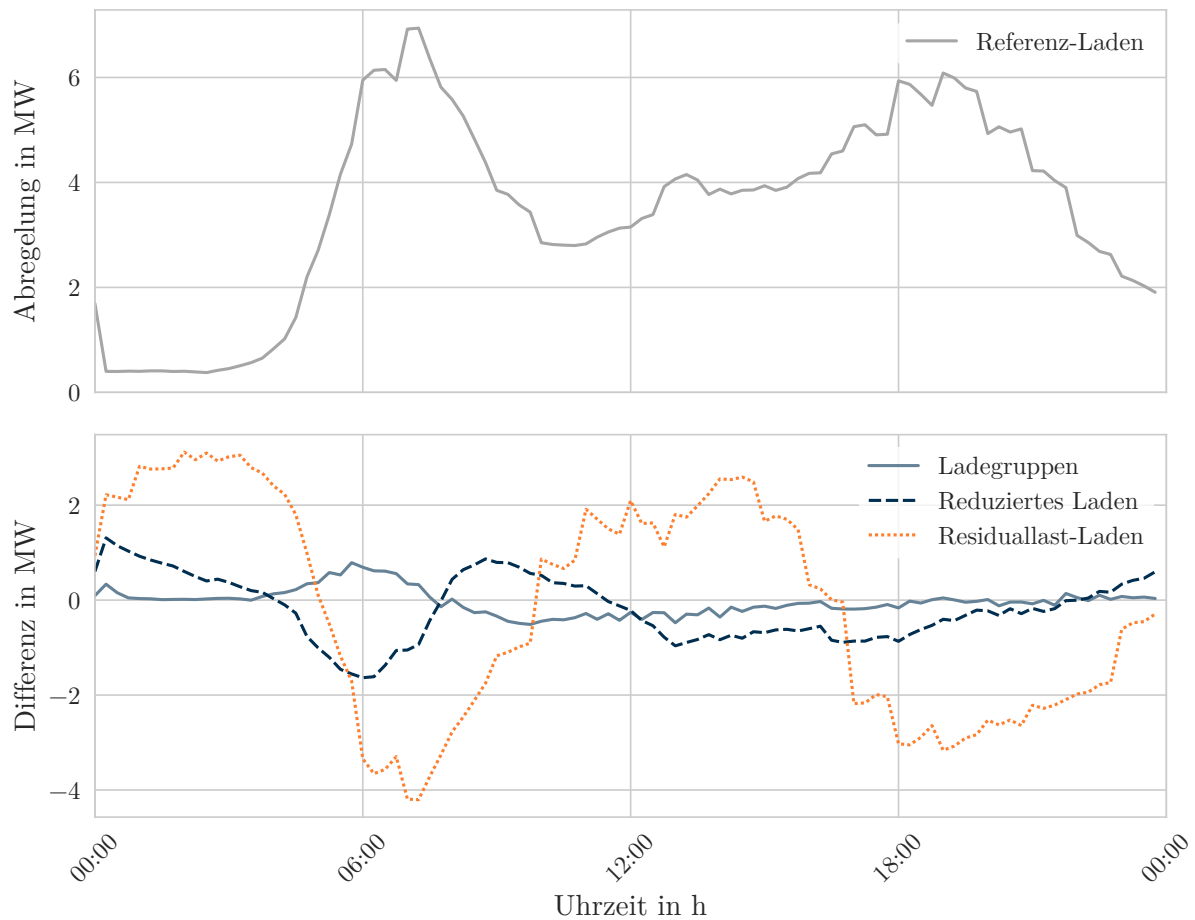


Abbildung 28.: Durchschnittliche Abregelung von Lasten (oben) innerhalb von Woche MIN und die durchschnittliche Differenz des Abregelungsbedarfs der Ladestrategien gegenüber dem Referenz-Laden für Lasten (unten) im Antriebswende-Szenario im Netz 177_L

Im Netz 177_L kommt es im Gegensatz zu den zuvor untersuchten Netzen zu einer verstärkten lastseitigen Abregelung auf der **MS**-Ebene. Diese ist aufgrund der geringen, installierten Leistung von **fEE** weniger stark ausgebaut als in den zuvor betrachteten Netzen. Da nach **Tabelle 25** im Netz 177_L zusätzlich ein großer Anteil an Ladestationen direkt in der **MS**-Ebene angeschlossen ist, findet beim Referenz-Laden bereits ein hoher Anteil der Ladevorgänge mit reduzierten Leistungen statt. Hiervon sind vor allem Ladestationen des Lade Use Case *Firmenparkplatz* betroffen. Gegenüber den reduzierten Ladevorgängen wird bei den Ladegruppen der Ladebedarf zeitlich weniger gestreckt, wodurch im Gegensatz zu den anderen Ladestrategien am morgen ein erhöhter Abregelungsbedarf zu verzeichnen ist (s. **Abbildung 28**).

Tabelle 42.: Abregelungsbedarf von **fEE** im Last-dominierten Netz je Szenario für die Referenz-Ladestrategie

Abregelung in MWh	Woche MIN	Woche MAX
NEP C 2035	0,7	0,0
Referenz	0,5	0,0
Antriebswende	0,3	0,0
„Firmenparkplatz“	0,2	0,0

Der Abregelungsbedarf von fEE fällt im Netz 177_L in Woche MIN nach Tabelle 42 mit maximal 0,7 MWh sehr gering aus und macht weniger als 0,1 % der Einspeisung von fEE aus. Auch beschränkt sich der Abregelungsbedarf auf einige wenige Zeitschritte am frühen Nachmittag in einem einzigen NS-Netz. Dementsprechend führen nach Abbildung 29 bereits kleine absolute Änderungen im Abregelungsbedarf zu großen relativen Ausschlägen. So erhöht sich der erzeugerseitige Abregelungsbedarf im Last-dominierten Netz wie bei den PV-dominierten Netzen sowohl durch die Ladegruppen als auch durch das reduzierte Laden. Dabei ist der Abregelungsbedarf in einem NS-Netz verortet, welches einen hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case zu Hause aufweist. Deshalb erhöht sich vor allem in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ der Abregelungsbedarf von fEE, aufgrund der Reduktion des Ladebedarfs am frühen Nachmittag bei den Ladegruppen und beim reduzierten Laden (vgl. Abbildung 17).

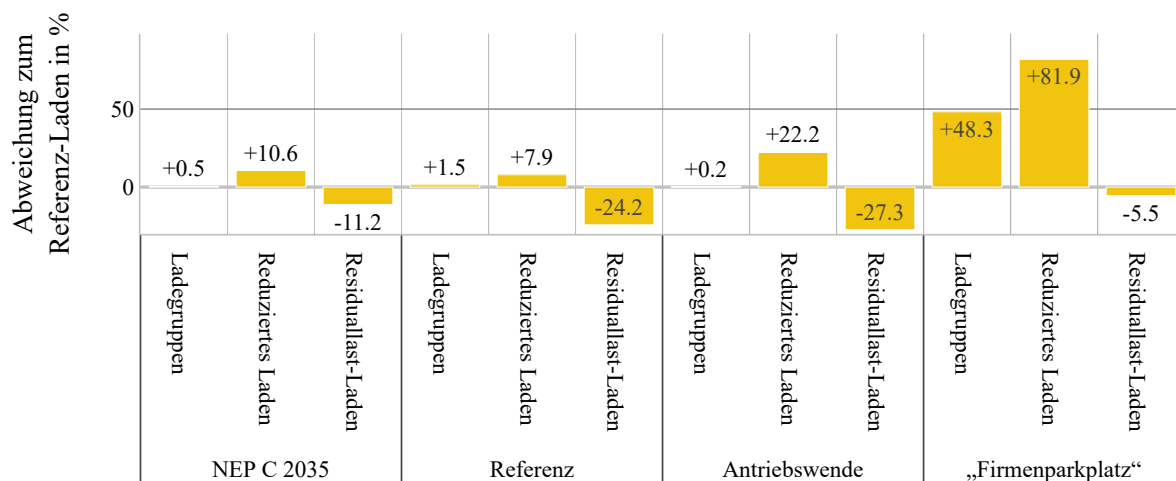


Abbildung 29.: Prozentuale Veränderung des Abregelungsbedarfs von fEE in Abhängigkeit von der Ladestrategie in Woche MIN gegenüber dem Abregelungsbedarf für die Referenz-Ladestrategie je Szenario für das Netze 177_L

Grundsätzlich wird durch die Residuallast-Ladestrategie der Abregelungsbedarf der fEE gesenkt. Da innerhalb des von erzeugerseitiger Abregelung betroffenen NS-Netzes jedoch ein signifikanter Anteil des Ladebedarfs in die Nacht verschoben wird und sich der Ladebedarf am frühen Nachmittag gegenüber der Referenz-Ladestrategie nur mäßig erhöht, wird der Abregelungsbedarf in absoluten Zahlen nur wenig gesenkt. Da dies vor allem für Ladevorgänge des Lade Use Case zu Hause gilt, verstärkt sich dieser Effekt in der Sensitivität „Firmenparkplatz“, weshalb das Einsparpotential hierbei geringer ausfällt.

Fazit: Insgesamt zeigt das Last-dominierte Netz 177_L aufgrund der hohen Konzentration des Ladebedarfs in einigen wenigen NS-Netzen viele Parallelen zum PV-dominierten Netz 176_{PV}. Im Gegensatz zum Netz 176_{PV} ist die MS-Ebene des Netzes 177_L weniger stark ausgebaut, da nur wenige Erzeugerkapazitäten im Netzgebiet installiert sind. Hierdurch sind im Netz 177_L verstärkt lastseitige Abregelungen auf der MS-Ebene notwendig.

Im Last-dominierten Netz bestätigt sich wiederholt die geringe Effektivität der Ladegruppen. Das reduzierte Laden senkt hingegen den lastseitigen Abregelungsbedarf am stärksten, da der Ladebedarf teilweise noch erfolgreich in die nächtliche Schwachlastzeit verschoben und der Ladebedarf verstetigt wird. Das Residuallast-Laden weist einen ähnlichen zeitlichen Verlauf wie das reduzierte Laden auf. Jedoch ist hierbei eine starke Übersteuerung zu verzeichnen, weshalb der Abregelungsbedarf in einem geringeren Maße als beim reduzierten Laden gesenkt wird. Insgesamt fällt das Potential, lastseitige Abregelung zu verhindern, aufgrund der hohen Überlastung einzelner NS-Netze gering aus.

Der Abregelungsbedarf von f_{EE} erhöht sich durch die präventiven Ladestrategien, da der Ladebedarf in den Hochzeiten der Einspeisung am frühen Nachmittag reduziert wird. Das Residuallast-Laden senkt hingegen den erzeugerseitigen Abregelungsbedarf. Da jedoch ein signifikanter Anteil des Ladebedarfs des Lade Use Case *zu Hause* in die Nacht verschoben wird, fällt das Einsparpotential verhältnismäßig gering aus.

7. Schlussbetrachtung und Ausblick

Mit *SimBEV* wurde ein Software Tool mitentwickelt, mit dessen Hilfe plausible Fahrtprofile von **E-Pkw** erzeugt werden können. Die Fahrtprofile zeigen, dass ein Großteil der Ladevorgänge im privaten Bereich stattfindet. Bei privaten Ladevorgängen wird zudem ersichtlich, dass die Ladung der **E-Pkw** nur einen geringen Anteil der Standzeit ausmacht. In den untersuchten Szenarien entstehen die stärksten Leistungsspitzen am Morgen durch die hohe Gleichzeitigkeit des Wegezwecks *Arbeit*. Den größten Energiebedarf weist hingegen der Lade Use Case *zu Hause* auf. Die anschließende Verortung des Ladebedarfs führt teilweise zu unplausiblen Belastungen einzelner **NS**-Netze innerhalb der Referenznetzgebiete. In der Realität würde in solchen Situationen vermutlich ein umfangreicher Netzausbau oder sogar ein Netzneubau vorgenommen, welches innerhalb dieser Arbeit nicht abgebildet werden kann.

Mit einem steigenden Ladebedarf, aufgrund eines erhöhten Hochlaufs der **E-Pkw** in den Szenarien, nimmt der Bedarf an lastseitigen Abregelungen in den Referenznetzgebieten immer stärker zu und immer mehr Zeitpunkte sind von Abregelungen betroffen. Hierdurch verringert sich das relative Senkungspotential der Ladestrategien auf den lastseitigen Abregelungsbedarf, da dieser verstärkt nur noch verschoben, jedoch nicht verhindert wird.

Die Untersuchung der Sensitivität „Firmenparkplatz“ ergibt, dass beim Referenz-Laden in den meisten Fällen der Bedarf an last- und erzeugerseitiger Abregelung im Vergleich zum Antriebswende-Szenario geringer ausfällt. Hierfür verantwortlich ist der hohe Anteil an **PVA** in den **NS**-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause*. In einzelnen Fällen sind diese **NS**-Netze lastseitig jedoch so stark ausgelastet, dass sich der lastseitige Abregelungsbedarf in der Sensitivität „Firmenparkplatz“ gegenüber dem Antriebswende-Szenario erhöht.

Bei den Ladestrategien führen die präventiven Ladestrategien zu einer Erhöhung der Spreizung zwischen der maximalen und minimalen Residuallast. Dies kann als Indikator für eine möglicherweise benötigte Erhöhung der Dimensionierung der Netze gegenüber dem Referenz-Laden gedeutet werden. Der negative Effekt der präventiven Ladestrategien lässt sich primär in Netzen mit einem hohen Anteil an **PVA** beobachten. Am frühen Nachmittag ist in diesen Netzen aufgrund der präventiven Ladestrategien ein geringerer Ladebedarf des Lade Use Case *zu Hause* zu verzeichnen. Da in diesem Zeitfenster die Einspeisung der **PVA** in der Regel hoch ausfällt, wird die Residuallast gesenkt. In **NS**-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* sind in der Regel auch viele **PVA** verortet, weshalb sich der Abregelungsbedarf von **fEE** erhöht. Aufgrund der in den Wind- und Last-dominierten Netzen installierten **PV**-Kapazitäten sind auch diese hiervon betroffen.

Im Gegensatz zu den präventiven Ladestrategien wird durch das Residuallast-Laden sowohl der maximale Last- als auch Einspeisefall im Netzgebiet gemindert. Erweiternd wird der Abregelungsbedarf von **fEE** in den **PV**- und Last-dominierten Netzen abgesenkt. Hierbei werden viele Ladevorgänge in die Mittagszeit verschoben und es findet ein besserer Ausgleich zwischen Last und Erzeugung statt. In den Wind-dominierten Netzen zeigt sich demgegenüber ein erhöhter Abregelungsbedarf von **fEE**, wobei sich zwei Effekte beobachten lassen. Zum einen befindet sich in den Wind-dominierten Netzen zusätzlich ein gewisser Anteil an **PVA**, welche wie zuvor beschrieben vermehrt in **NS**-Netzen mit einem hohen Anteil an Ladevorgängen des Lade Use Case *zu Hause* verortet sind. Aufgrund einer niedrigen Residuallast in der Nacht werden jedoch viele Ladevorgänge des Lade Use Case *zu Hause* in die Nacht verschoben. Zum anderen befinden sich Windkraftanlagen nicht in örtlicher Nähe zu der Ladeinfrastruktur und werden auf der **MS**-Ebene angeschlossen. So wird auf der einen Seite der Abregelungsbedarf der Windkraftanlagen durch die Ladestrategien kaum beeinflusst, während sich auf der anderen Seite der Abregelungsbedarf der **PVA**, und somit in Summe der Abregelungsbedarf der **fEE**, erhöht.

Der lastseitige Abregelungsbedarf wird in den meisten Fällen sowohl durch das reduzierte

Laden als auch das Residuallast-Laden gesenkt. Dabei ist der Erfolg des Residuallast-Ladens von mehreren Randbedingungen abhängig. Zum einen ist es aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen der Last und Erzeugung entscheidend, ob sich die Erzeugerkapazitäten in den gleichen **NS**-Netzen befinden, in denen auch die Ladevorgänge stattfinden, und ob Ladevorgänge und Einspeisung innerhalb eines **NS**-Netzes gleichzeitig stattfinden. Zum anderen ist von großer Bedeutung, wie stark die einzelnen **NS**-Netze ausgelastet sind. Sind diese Bedingungen gegeben, wird durch das Residuallast-Laden ein hoher Anteil des lastseitigen Abregelungsbedarfs vermieden. Ist dies hingegen nicht der Fall, führen hohe Gleichzeitigkeiten, welche durch das Residuallast-Laden entstehen können, zu negativen lastseitigen Auswirkungen. So entsteht primär in den Wind-dominierten Netzen der Effekt, dass sich das Residuallast-Laden an einer globalen Residuallast im gesamten Netzgebiet orientiert, welche nur schlecht die lokale Situation in den einzelnen **NS**-Netzen widerspiegelt. In diesen Fällen erweist sich das reduzierte Laden als besser geeignet, um den lastseitigen Abregelungsbedarf zu senken.

Die Ladegruppen führen hingegen nur zu einer geringen Senkung des Abregelungsbedarfs gegenüber dem Referenz-Laden, da die Gleichzeitigkeit nur in einem geringen Maße beeinflusst wird. Auf der **MS**-Ebene erhöht sich zudem die maximale Last gegenüber dem Referenz-Laden, da reduzierte Ladevorgänge durch Ladevorgänge in Ladegruppen ersetzt werden.

Zusammenfassend zeigt sich, dass sowohl präventive als auch aktive Ladestrategien die Netzintegration von **E-Pkw** unterstützen können. Dabei erweist sich das präventive reduzierte Laden als besonders erfolgreich den lastseitigen Abregelungsbedarf zu mindern. Demgegenüber wird durch die ebenfalls präventiven Ladegruppen keine signifikante Reduzierungen des Abregelungsbedarfs erreicht. Unter den richtigen Bedingungen wird durch das aktive Residuallast-Laden der lastseitige Abregelungsbedarf am stärksten gesenkt und die Netzintegration von **fEE** unterstützt. Dies können die präventiven Ladestrategien nicht leisten und führen sogar zu einer Erhöhung des Abregelungsbedarfs von **fEE**. Der Erfolg des Residuallast-Ladens ist allerdings stark davon abhängig, ob die globale Residuallast im **MS**-Netzgebiet die Situationen in den einzelnen **NS**-Netzen näherungsweise gut widerspiegelt. Ist dies nicht gegeben, erweist sich das reduzierte Laden als die beste Alternative, um den lastseitigen Abregelungsbedarf zu minimieren und somit die Netzintegration von **E-Pkw** zu unterstützen.

Neben den untersuchten Ladestrategien, existiert eine Vielzahl von denkbaren Ladestrategien, welche ebenfalls auf ihre netzdienlichen Effekte untersucht werden sollten. Erweiternd zu den netzdienlichen Ladestrategien sollte auch bei der Verortung der Ladeinfrastruktur auf ein möglichst netzdienliches Vorgehen geachtet werden, indem Gegebenheiten des Netzes miteinbezogen werden. Weiterhin sollte *SimBEV* dahingehend erweitert werden, einen Zeitraum von mindestens einem Jahr und saisonale Schwankungen im Verbrauch der **E-Pkw** und dem Verkehrsverhalten der Fahrzeugnutzer*innen abbilden zu können. Hierdurch würde die Realitätsnähe des Tools erhöht und eine größere Anzahl von unterschiedlichen Bedarfsfällen abgedeckt werden.

Konkret sollten zwei Optionen geprüft werden, um das Residuallast-Laden zu erweitern. Zum einen können dem Residuallast-Laden Randbedingungen hinzugefügt werden. Es empfiehlt sich die Belastungsgrenze der jeweiligen **ONS** zu beachten und/oder die Wirkleistung der installierten **fEE** Erzeugerkapazitäten in den **NS**-Netzen als ein Gewichtungsfaktor in die Ladestrategie mit aufzunehmen. Zum anderen könnte statt der globalen Residuallast innerhalb des Netzgebietes auch die Residuallast einzelner Abschnitte des Netzgebietes als Leitlinie dienen. Hierbei könnte beispielsweise die Residuallast der einzelnen **MS**-Abgänge oder sogar der einzelnen **NS**-Netze genutzt werden. Es ist zu vermuten, dass aufgrund dieser Maßnahmen lokale Engpässe in den Netzen besser berücksichtigt und die Netzintegration von **E-Pkw** stärker unterstützt werden kann.

Literatur

- [AAR19] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP). *Verteilnetzausbau für die Energiewende. Elektromobilität im Fokus*. Aug. 2019. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf (besucht am 14.09.2020).
- [Ago17] Agora Energiewende. *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*. Feb. 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf (besucht am 02.03.2021).
- [BDE16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. *Energie macht Schule 03. Stromnetze*. Okt. 2016. URL: https://inhalte.pixelpark.net/rwe/3male/energie-macht-schule/03/catalogs/energie_macht_schule-03/pdf/complete_print.pdf (besucht am 29.09.2020).
- [BHH⁺20a] Tom Brown u. a. *PyPSA: Power Flow*. 2020. URL: https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/power_flow.html (besucht am 09.02.2021).
- [BHH⁺20b] Tom Brown u. a. *PyPSA: Python for Power System Analysis*. 2020. URL: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/index.html> (besucht am 09.02.2021).
- [Bun] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Die Energiewende in Deutschland. Das deutsche Stromnetz*. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 03.01.2021).
- [Bun16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. Nov. 2016. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (besucht am 23.04.2021).
- [Bun17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. 3. Apr. 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 04.01.2021).
- [Bun19] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. 9. Okt. 2019. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf> (besucht am 02.03.2021).
- [Bun20a] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR). (letzte Aktualisierung: November 2020)*. Nov. 2020. URL: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html> (besucht am 26.12.2020).
- [Bun20b] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *RegioStaR – Referenzdateien zur regionalstatistischen Raumtypologie*. Nov. 2020. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/regiostar-referenzdateien.xlsx?__blob=publicationFile (besucht am 26.12.2020).

- [Bun20c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019*. Okt. 2020. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6#page=16 (besucht am 26.02.2021).
- [Bun20d] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*. 26. Juni 2020. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf (besucht am 14.09.2020).
- [Bun20e] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Ladesäulenkarte*. 9. Sep. 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html (besucht am 23.10.2020).
- [CHE18] CHECK24 GmbH. *Durchschnittliche Pkw-Fahrleistung 2017. nach Wohnort, Alter und Geschlecht des Versicherungsnehmers*. Feb. 2018. URL: https://www.check24.de/files/p/2018/1/b/e/12499-2018-02-19_check24_studie_durchschnittliche-fahrleistung.pdf (besucht am 19.02.2021).
- [Deu18] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Juli 2018. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (besucht am 14.09.2020).
- [Die19] Die Bundesregierung. *Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030*. 2019. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile (besucht am 18.09.2020).
- [DNS11] C.H. Dharmakeerthi, Mithulananthan Nadarajah und Tapan Kumar Saha. “Overview of the impacts of plug-in electric vehicles on the power grid”. In: *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT), 2011 IEEE PES* (Nov. 2011). DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2011.6167115>. URL: https://www.researchgate.net/publication/254020868_Overview_of_the_impacts_of_plug-in_electric_vehicles_on_the_power_grid.
- [DP20] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und Prognos AG. *dena-STUDIE. Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland*. Apr. 2020. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-STUDIE_Privates_Ladeinfrastrukturpotenzial_in_Deutschland.pdf (besucht am 22.10.2020).
- [DVE⁺19] S. Dorendorf u. a. *E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende*. Sep. 2019. URL: https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023_et_1909_60_2_Dorendorf.pdf (besucht am 29.09.2020).
- [ECM⁺20] Lisa Ecke u. a. *Deutsches Mobilitätspanel (MOP). Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2019/2020: Alltagsmobilität*. 30. Sep. 2020. URL: http://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/downloads/Bericht_MOP_19_20.pdf (besucht am 22.10.2020).
- [EFG19] Michael Ebner, Steffen Fattler und Kirstin Ganz. *Kurzstudie Elektromobilität. Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans*. 19. Dez. 2019. URL: https://www.ffe.de/attachments/article/969/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf (besucht am 18.09.2020).

- [Eli20] Elia Group. *Accelerating to net-zero: redefining energy and mobility. Aligning EV driver comfort with the needs of the power system in a new energy value chain*. 20. Nov. 2020. URL: https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20201120_accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility.pdf (besucht am 11.02.2021).
- [Esr20] Esri Deutschland GmbH. *Gemeindegrenzen 2017 mit Einwohnerzahl*. März 2020. URL: <https://opendata-esri-de.opendata.arcgis.com/datasets/esri-de-content::gemeindegrenzen-2017-mit-einwohnerzahl?selectedAttribute=BEZ> (besucht am 26.12.2020).
- [FCR19] Steffen Fattler, Jochen Conrad und Anika Reget. *Dynamis Hauptbericht. Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems*. Nov. 2019. URL: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Hauptbericht.pdf (besucht am 15.09.2020).
- [HBH⁺14] Florian Hacker u. a. *eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz*. Sep. 2014. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf> (besucht am 15.09.2020).
- [HIL⁺15] Holger Heinfellner u. a. *Informationen zur Umweltpolitik - 189. Pkw-Emissionen zwischen Norm- und Realverbrauch*. Okt. 2015. URL: https://www.arbeiterkammer.at/infopool/wien/informationen_zur_Umweltpolitik_189_1.pdf (besucht am 19.10.2020).
- [HLW⁺21] Tingting He u. a. "Four-Quadrant Operations of Bidirectional Chargers for Electric Vehicles in Smart Car Parks: G2V, V2G, and V4G". In: *Energies* 14 (2021), S. 181. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14010181>.
- [inf17] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH. *Mobilität in Deutschland (MiD)*. 2017. URL: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/index.html> (besucht am 24.11.2020).
- [Int14] International Energy Agency. *The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. 2014.
- [KGB⁺16] Amit Kanudia u. a. *Scenarios for the Electrification of Transport*. 22. Apr. 2016. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01306270> (besucht am 15.09.2020).
- [KHH⁺19] Ashok Kaul u. a. *Automobile Wertschöpfung 2030/2050. Endbericht*. Dez. 2019. URL: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/automobile-wertschoepfung-2030-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=16 (besucht am 18.09.2020).
- [KHÖ⁺16] Wolfram Knörr u. a. „Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2035“ (TREMODO) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990-2014)”. 31. Jan. 2016. URL: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Endbericht_TREMODO_2016_160701.pdf (besucht am 15.09.2020).
- [KMK⁺16] Peter Kasten u. a. *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Endbericht*. Mai 2016. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf (besucht am 15.09.2020).
- [Kra20a] Kraftfahrt-Bundesamt. *Fahrzeuge. Bestandsüberblick am 1. Januar 2020*. 2020. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/b_jahresbilanz_inhalt.html;jsessionid=D28FB9E0E610DB867FACC8EA3048AACF.live11314?nn=2598042 (besucht am 02.03.2021).

- [Kra20b] Kraftfahrt-Bundesamt. *Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten und Modellreihen am 1. Januar 2020 gegenüber 1. Januar 2019*. 2020. URL: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz12_2020_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=5 (besucht am 15.10.2020).
- [Kra20c] Kraftfahrt-Bundesamt. *Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken*. 1. Jan. 2020. URL: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz1_2020_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=8 (besucht am 25.11.2020).
- [Kra20d] Kraftfahrt-Bundesamt. *Personenkraftwagen am 1. Januar 2020 nach ausgewählten Merkmalen*. 2020. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/fz_b_jahresbilanz_archiv/2020/2020_b_barometer.html;jsessionid=F163E76E4F0158E9C37D3059EAEFFB59.live21304?nn=2598042 (besucht am 15.10.2020).
- [MSB⁺19] Ulf Philipp Müller u. a. *Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlatform. open_eGo Projektabschlussbericht*. Apr. 2019. URL: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/20190426endbericht-openego-fkz0325881-final.pdf> (besucht am 26.10.2020).
- [MSS⁺19] Ulf Philipp Müller u. a. "Integrated Techno-Economic Power System Planning of Transmission and Distribution Grids". In: *Energies* 12.11 (31. Mai 2019). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en12112091](https://doi.org/10.3390/en12112091). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/11/2091>.
- [Nat18] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). *Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase*. Mai 2018. URL: http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf (besucht am 15.09.2020).
- [Nat20] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität - Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung". *Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur - Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell*. Apr. 2020. URL: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf> (besucht am 15.09.2020).
- [NK19] Claudia Nobis und Tobias Kuhnimhof. *Mobilität in Deutschland - MiD. Ergebnisbericht*. Feb. 2019. URL: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf (besucht am 19.02.2021).
- [ÖFZ15] Öko-Institut e.V., Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Hans-Joachim Ziesing. *Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht*. 18. Dez. 2015. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> (besucht am 15.09.2020).
- [Öko16] Öko-Institut e. V. *Renewability III. Ergebnistool*. 2016. URL: <http://renewability.de/ergebnistool/#!/> (besucht am 15.09.2020).
- [Ope] OpenStreetMap Foundation (OSMF). *OpenStreetMap*. URL: <https://www.openstreetmap.org/> (besucht am 11.02.2021).
- [opea] open_eGo-Team. *Equipment data*. URL: <https://edisgo.readthedocs.io/en/dev/equipment.html> (besucht am 28.02.2021).

- [opeb] open_eGo-Team. *Open Energy Platform*. URL: <https://openenergy-platform.org/> (besucht am 26.02.2021).
- [ope17] open_eGo-Team. *Electricity Distribution Grid Optimization*. 2017. URL: <https://edisgo.readthedocs.io/en/dev/index.html> (besucht am 07.02.2021).
- [ope19a] open_eGo-Team. *DIstribution Network Generat0r*. 2019. URL: <https://dingo.readthedocs.io/en/dev/> (besucht am 02.01.2021).
- [ope19b] openego project group. *DIstribution Network Generat0r*. 7. Okt. 2019. URL: <https://github.com/openego/ding0> (besucht am 02.01.2021).
- [Pas20a] Rüdiger Paschotta. *Residuallast*. 14. März 2020. URL: <https://www.energie-lexikon.info/residuallast.html> (besucht am 11.02.2021).
- [Pas20b] Rüdiger Paschotta. *Stromnetz*. 20. Sep. 2020. URL: <https://www.energie-lexikon.info/stromnetz.html> (besucht am 10.02.2021).
- [PEG14] Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS). *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Juni 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (besucht am 15.09.2020).
- [PFK⁺17] Benjamin Pfluger u. a. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Mai 2017. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-10-a-bericht-reduktion-der-treibhausgasemissionen-deutschlands-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (besucht am 15.09.2020).
- [Rei19] Reiner Lemoine Institut gGmbH. *Electricity Distribution Grid Optimization*. 2019. URL: <https://github.com/openego/eDisGo> (besucht am 07.02.2021).
- [Rei20] Reiner Lemoine Institut gGmbH. *Neue Verbraucher und elektrische Flexibilität. Potentiale und Herausforderungen im Übertragungs- und Verteilnetz*. Sep. 2020. URL: <https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2020/09/Einladung-Online-Workshop-Neue-Verbraucher-und-Elektrische-Flexibilitaeten.pdf> (besucht am 03.03.2021).
- [RGH⁺17] Christian Rehtanz u. a. *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. 13. Apr. 2017. URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf (besucht am 08.02.2021).
- [RHU⁺15] Simon Rikus u. a. *FAT-Schriftenreihe 271. Auskunft über verfügbare Parkplätze in Städten*. 23. Jan. 2015. URL: <https://www.vda.de/de/services/Publikationen/fat-schriftenreihe-271.html> (besucht am 22.10.2020).
- [SG15] Wolf-Peter Schill und Clemens Gerbaulet. "Power system impacts of electric vehicles in Germany: Charging with coal or renewables?" In: *Applied Energy* (15. Okt. 2015). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.012>.
- [SHR⁺20] Birgit Schachler u. a. "E-Mobility Study - Assessment of coordinated charging considering distribution grid restrictions". nichtöffentlich. Nov. 2020.
- [SP14] Shell Deutschland Oil GmbH und Prognos AG. *Shell PKW-Szenarien bis 2040. Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität*. 2014. URL: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140900_Prognos_Shell_Studie_Pkw-Szenarien2040.pdf (besucht am 15.09.2020).

- [SRH⁺21] *Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze*. Reiner Lemoine Institut gGmbH. Jan. 2021.
- [Sta11] Statistisches Bundesamt. *Ergebnisse des Zensus 2011 zum Download - erweitert*. 2011. URL: <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html> (besucht am 11.02.2021).
- [TBH⁺17] Christof Timpe u. a. *Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität*. 23. Mai 2017. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Klimavorteil-E-Mob-Endbericht.pdf> (besucht am 15.09.2020).
- [TP18] The Boston Consulting Group GmbH und Prognos AG. *Klimapfade für Deutschland*. Jan. 2018. URL: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf (besucht am 14.09.2020).
- [WA 20] WA Notstromtechnik GmbH. *Netzformen der Stromverteilungen*. 2020. URL: <https://www.wa-stromerzeuger.de/zusatzinformationen-stromerzeuger/netzform/> (besucht am 03.01.2021).
- [Wee20] Guy Weemaes. *Stromtankstellen Statistik Deutschland*. 21. Okt. 2020. URL: <https://www.goingelectric.de/stromtankstellen/statistik/Deutschland/> (besucht am 23.10.2020).
- [Wes19] Manuel Westermann. *Wenn der Strom weg ist*. 12. Sep. 2019. URL: <https://blog.energiesdienst.de/wenn-der-strom-weg-ist/> (besucht am 03.01.2021).

A. Anhang

A.1. Szenariorahmen

Tabelle 43.: Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von BEV bis zum Jahr 2050

Studie	2030	2040	2050
2014 – BMWi – Energiereferenzprognose [PEG14]	1 755 000	3 777 000	5 514 000
2014 – Öko-Institut e.V. – Grenzenlos [HBH ⁺ 14]	2 000 000	16 000 000	29 000 000
2014 – Öko-Institut e.V. – Regional [HBH ⁺ 14]	3 000 000	11 000 000	15 000 000
2014 – Shell – Alternativ [SP14]	1 200 000	3 130 000	
2014 – Shell – Trend [SP14]	730 000	1 610 000	
2015 – DIW – BAU [SG15]	900 000		
2015 – DIW – EM+ [SG15]	1 000 000		
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – 80 %-Pfad [ÖFZ15]			19 982 000
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – 95 %-Pfad [ÖFZ15]			21 619 000
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – Referenz [ÖFZ15]			3 192 000
2015 – SSelecTRA – konservativ [KGB ⁺ 16]	1 060 359		
2015 – SSelecTRA – optimistisch [KGB ⁺ 16]	5 197 630		
2016 – Renewbility – Basis [Öko16]	449 000		3 203 000
2016 – Renewbility – Effizienz [Öko16]	1 001 000		17 794 000
2016 – Renewbility – Effizienz-Plus [Öko16]	1 037 000		15 452 000
2016 – TREMOD [KHÖ ⁺ 16]	1 960 000		
2016 – UBA – E+ [KMK ⁺ 16]	1 629 834	11 450 915	23 849 848
2016 – UBA – Fl+ [KMK ⁺ 16]	434 355	1 341 568	2 744 870
2017 – BMWi – LFS – 80 %-Pfad [PFK ⁺ 17]			15 500 000
2017 – BMWi – LFS – 95 %-Pfad [PFK ⁺ 17]			7 200 000
2017 – Öko-Institut e.V. [TBH ⁺ 17]	1 035 900		
2018 – BCG/prognos – 80 %-Pfad [TP18]	4 000 000	11 000 000	21 000 000
2018 – BCG/prognos – 95 %-Pfad [TP18]	4 000 000	13 000 000	28 000 000
2018 – BCG/prognos – Referenz [TP18]	2 000 000	5 000 000	9 000 000
2018 – dena-Leitstudie – EL [Deu18]	13 300 000		30 200 000
2018 – dena-Leitstudie – Referenz [Deu18]	1 900 000		5 300 000
2018 – dena-Leitstudie – TM [Deu18]	5 600 000		12 100 000
2018 – NPE – konservativ [Nat18]	4 200 000		
2018 – NPE – optimistisch [Nat18]	7 000 000		
2019 – Dynamis fuEL [FCR19]	9 457 200	24 440 400	27 410 400
2020 – BNetzA – B 2040 [Bun20d]		14 100 000	
2020 – NPM [Nat20]	7 231 000		
Erweiterung der Metastudie des FfE e.V. [EFG19]			

Tabelle 44.: Szenarienvergleich des Fahrzeugbestandes von PHEV bis zum Jahr 2050

Studie	2030	2040	2050
2014 – BMWi – Energiereferenzprognose [PEG14]	1 084 000	2 180 000	3 298 000
2014 – Öko-Institut e.V. – Grenzenlos [HBH ⁺ 14]	2 000 000	3 000 000	3 000 000
2014 – Öko-Institut e.V. – Regional [HBH ⁺ 14]	1 000 000	2 000 000	1 000 000
2014 – Shell – Alternativ [SP14]	1 920 000	5 450 000	5 500 000
2014 – Shell – Trend [SP14]	1 070 000	2 620 000	
2015 – DIW – BAU [SG15]	2 900 000		
2015 – DIW – EM+ [SG15]	3 700 000		
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – 80 %-Pfad [ÖFZ15]			10 301 000
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – 95 %-Pfad [ÖFZ15]			9 178 000
2015 – Öko-Institut e.V. – KSZ – Referenz [ÖFZ15]			11 995 000
2016 – Renewbility – Basis [Öko16]	2 513 000		6 478 000
2016 – Renewbility – Effizienz [Öko16]	5 387 000		13 928 000
2016 – Renewbility – Effizienz-Plus [Öko16]	6 485 000		13 618 000
2016 – TREMOD [KHÖ ⁺ 16]	3 410 000		
2016 – UBA – E+ [KMK ⁺ 16]	7 460 315	18 418 291	15 562 406
2016 – UBA – Fl+ [KMK ⁺ 16]	5 824 650	14 965 197	18 409 351
2017 – BMWi – LFS – 80 %-Pfad [PFK ⁺ 17]			14 600 000
2017 – BMWi – LFS – 95 %-Pfad [PFK ⁺ 17]			8 100 000
2017 – Öko-Institut e.V. [TBH ⁺ 17]	3 798 200		
2018 – BCG/prognos – 80 %-Pfad [TP18]	6 000 000	11 000 000	10 000 000
2018 – BCG/prognos – 95 %-Pfad [TP18]	6 000 000	12 000 000	7 000 000
2018 – BCG/prognos – Referenz [TP18]	7 000 000	11 000 000	16 000 000
2018 – dena-Leitstudie – EL [Deu18]	11 000 000		5 600 000
2018 – dena-Leitstudie – Referenz [Deu18]	3 200 000		6 000 000
2018 – dena-Leitstudie – TM [Deu18]	16 400 000		16 000 000
2020 – NPM [Nat20]	3 259 000		

Erweiterung der Metastudie des FfE e.V. [EFG19]

Tabelle 45.: Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten am 1. Januar 2020 und Einteilung in Fahrzeugklassen

Segment	Klasse	Anzahl	Anteil
Kleinwagen	Kleinwagen	8 934 345	18,7 %
Minis	Kleinwagen	3 344 523	7,0 %
Kompaktklasse	Mittelklasse	11 983 057	25,1 %
Mittelklasse	Mittelklasse	6 286 659	13,2 %
Grossraum-Van	Mittelklasse	2 024 873	4,2 %
Mini-Van	Mittelklasse	1 995 789	4,2 %
Obere Mittelklasse	Mittelklasse	1 923 514	4,0 %
Sonstige	Mittelklasse	1 154 183	2,4 %
SUVs	Oberklasse	3 765 451	7,9 %
Geländewagen	Oberklasse	2 594 849	5,4 %
Utilities	Oberklasse	1 931 837	4,0 %
Sportwagen	Oberklasse	918 102	1,9 %
Wohnmobile	Oberklasse	589 354	1,2 %
Oberklasse	Oberklasse	269 441	0,6 %

Quelle: [Kra20b]

Tabelle 46.: Anteil der Fahrzeugklassen am Fahrzeugbestand am 1. Januar 2020

Klasse	Anteil
Kleinwagen	25,7 %
Mittelklasse	53,2 %
Oberklasse	21,1 %

Quelle: [Kra20b]

A.2. Ergebnisse und Diskussion

Tabelle 47.: Anzahl der simulierten Fahrzeuge je Typ, Klasse und Szenario

Szenario	Fahrzeugklasse	BEV	PHEV	Summe
NEP C 2035	Kleinwagen	3395	2103	5498
	Mittelklasse	8257	5116	13 373
	Oberklasse	2618	1622	4240
Referenz	Kleinwagen	6079	3767	9846
	Mittelklasse	14 785	9161	23 946
	Oberklasse	4681	2898	7579
Antriebswende	Kleinwagen	11 570	7165	18 735
	Mittelklasse	28 134	17 432	45 566
	Oberklasse	8913	5520	14 433

Tabelle 48.: Steckbrief für das Netz 176_{PV} für Woche MIN

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	3722,0	3722,0	3722,0	3722,0
Sonstiger Verbrauch	4196,8	4196,8	4196,8	4196,8
Ladebedarf E-Pkw	290,0	519,6	987,7	974,3
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	100,7	223,5	430,1	482,6
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	219,6	217,8	217,0	215,9
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	320,3	441,3	647,1	698,5
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	99,5	220,5	425,3	477,9
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	219,7	218,0	216,1	216,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	319,2	438,5	641,4	694,0
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	88,2	205,2	410,5	464,9
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	219,4	217,4	216,3	216,3
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	307,6	422,6	626,8	681,2
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	103,7	222,8	422,2	474,6
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	218,2	215,6	212,5	213,0
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	321,9	438,4	634,7	687,6

Tabelle 49.: Steckbrief für das Netz 176_{PV} für Woche MAX

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	1773,0	1773,0	1773,0	1773,0
Sonstiger Verbrauch	4376,2	4376,2	4376,2	4376,2
Ladebedarf E-Pkw	290,1	519,7	988,2	973,9
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	115,3	239,1	451,4	503,0
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	198,6	199,4	201,5	200,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	313,9	438,5	652,9	703,6
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	114,1	236,4	446,8	497,9
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	198,6	199,3	200,4	200,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	312,7	435,7	647,2	698,5
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	101,3	219,9	431,3	483,7
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	198,2	198,4	199,7	199,9
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	299,5	418,3	631,0	683,6
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	123,6	241,0	442,2	492,7
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	198,4	200,1	200,8	201,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	322,0	441,1	643,0	693,8

Tabelle 50.: Steckbrief für das Netz 1056_{PV} für Woche MIN

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	4309,3	4309,3	4309,3	4309,3
Sonstiger Verbrauch	1318,0	1318,0	1318,0	1318,0
Ladebedarf E-Pkw	109,3	193,7	368,5	363,1
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	15,2	25,9	49,8	41,2
MS Last	4,3	5,8	11,0	6,2
NS Einspeisung	87,5	83,7	76,6	75,2
MS Einspeisung	12,4	11,6	10,5	9,5
Summe	119,4	127,0	147,9	132,1
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	14,9	25,2	48,9	40,2
MS Last	4,3	5,8	11,2	6,4
NS Einspeisung	87,7	84,1	77,2	75,9
MS Einspeisung	12,4	12,0	10,6	9,8
Summe	119,3	127,1	147,9	132,3
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	12,9	20,3	39,4	32,5
MS Last	4,1	5,6	10,3	5,9
NS Einspeisung	88,3	85,1	79,1	78,6
MS Einspeisung	12,6	12,0	10,8	10,4
Summe	117,9	123,0	139,6	127,4
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	12,5	18,4	36,4	30,8
MS Last	3,4	4,3	6,7	3,0
NS Einspeisung	84,2	79,4	70,7	70,1
MS Einspeisung	10,9	9,6	8,3	8,7
Summe	111,0	111,7	122,1	112,6

Tabelle 51.: Steckbrief für das Netz 1056_{PV} für Woche MAX

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	616,7	616,7	616,7	616,7
Sonstiger Verbrauch	1411,2	1411,2	1411,2	1411,2
Ladebedarf E-Pkw	109,3	193,7	368,5	363,1
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	52,7	68,7	104,9	101,9
MS Last	14,7	19,8	33,3	21,4
NS Einspeisung	10,8	10,8	10,8	10,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	78,2	99,3	149,0	134,1
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	52,5	68,5	103,8	100,8
MS Last	14,9	19,6	32,4	21,1
NS Einspeisung	10,8	10,8	10,8	10,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	78,2	98,9	147,0	132,7
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	51,1	65,1	95,5	92,3
MS Last	15,2	20,0	32,5	20,1
NS Einspeisung	10,8	10,8	10,8	10,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	77,1	95,9	138,8	123,2
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	52,7	65,7	94,9	93,1
MS Last	14,4	20,1	30,5	17,3
NS Einspeisung	10,8	10,8	10,8	10,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	77,9	96,6	136,2	121,2

Tabelle 52.: Steckbrief für das Netz 1690_W für Woche MIN

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	16 779,7	16 779,7	16 779,7	16 779,7
Sonstiger Verbrauch	1442,8	1442,8	1442,8	1442,8
Ladebedarf E-Pkw	111,9	199,2	361,5	363,0
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	5,9	12,1	25,4	27,1
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	562,0	562,0	563,2	563,1
MS Einspeisung	430,8	425,3	421,6	420,8
Summe	998,7	999,4	1010,2	1011,0
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	5,8	11,9	25,1	26,7
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	562,0	562,0	563,1	563,1
MS Einspeisung	429,9	425,0	422,2	420,4
Summe	997,7	998,9	1010,4	1010,2
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	4,8	10,4	22,4	24,9
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	562,0	562,1	563,2	563,2
MS Einspeisung	431,9	426,6	424,8	420,1
Summe	998,7	999,1	1010,4	1008,2
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	5,5	11,1	24,1	26,6
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	562,0	562,0	563,0	562,8
MS Einspeisung	432,7	429,2	424,7	424,1
Summe	1000,2	1002,3	1011,8	1013,5

Tabelle 53.: Steckbrief für das Netz 1690_W für Woche MAX

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	5954,3	5954,3	5954,3	5954,3
Sonstiger Verbrauch	1368,5	1368,5	1368,5	1368,5
Ladebedarf E-Pkw	111,9	199,3	361,5	363,0
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	2,8	8,2	20,2	22,7
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	554,1	554,1	555,0	555,0
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	556,9	562,3	575,2	577,7
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	2,7	8,0	19,8	22,2
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	554,1	554,1	555,0	555,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	556,8	562,1	574,8	577,3
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	1,6	6,5	17,3	20,4
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	554,0	554,2	555,1	555,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	555,6	560,7	572,4	575,5
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	2,4	7,1	18,5	21,1
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	554,0	554,1	555,1	555,0
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	556,4	561,2	573,6	576,1

Tabelle 54.: Steckbrief für das Netz 1811_W für Woche MIN

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	11 507,5	11 507,5	11 507,5	11 507,5
Sonstiger Verbrauch	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2
Ladebedarf E-Pkw	135,2	244,6	465,3	459,9
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	4,2	10,8	26,7	24,0
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,8	230,8	230,8	230,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	235,0	241,6	257,5	254,8
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	4,0	10,5	25,5	23,4
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,8	230,8	230,8	230,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	234,8	241,3	256,3	254,2
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	3,1	7,9	19,3	19,7
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,8	230,8	230,8	230,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	233,9	238,7	250,1	250,5
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	3,8	9,9	22,6	23,0
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,8	230,8	230,8	230,8
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	234,6	240,7	253,4	253,8

Tabelle 55.: Steckbrief für das Netz 1811_W für Woche MAX

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	3711,2	3711,2	3711,2	3711,2
Sonstiger Verbrauch	1463,8	1463,8	1463,8	1463,8
Ladebedarf E-Pkw	135,2	244,6	465,3	459,9
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	2,6	8,5	22,9	19,6
MS Last	0,0	0,0	0,1	0,1
NS Einspeisung	230,6	230,6	230,6	230,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	233,2	239,1	253,6	250,3
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	2,5	8,2	21,8	18,8
MS Last	0,0	0,0	0,1	0,1
NS Einspeisung	230,6	230,6	230,6	230,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	233,1	238,8	252,5	249,5
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	1,6	5,7	15,5	15,0
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,6	230,6	230,6	230,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	232,2	236,3	246,1	245,6
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	2,7	7,6	18,2	18,6
MS Last	0,0	0,0	0,0	0,0
NS Einspeisung	230,6	230,6	230,6	230,6
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	233,3	238,2	248,8	249,2

Tabelle 56.: Steckbrief für das Netz 177_L für Woche MIN

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	918,7	918,7	918,7	918,7
Sonstiger Verbrauch	5413,0	5413,0	5413,0	5413,0
Ladebedarf E-Pkw	271,3	485,3	919,0	915,3
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	60,8	134,6	292,6	351,9
MS Last	179,3	224,6	298,3	282,8
NS Einspeisung	15,8	15,6	15,4	15,3
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	255,9	374,8	606,3	650,0
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	59,1	131,5	287,3	345,8
MS Last	179,6	224,0	297,7	282,6
NS Einspeisung	15,8	15,6	15,4	15,4
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	254,5	371,1	600,4	643,8
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	48,1	112,6	258,2	316,9
MS Last	179,3	225,4	302,0	286,5
NS Einspeisung	15,9	15,6	15,5	15,4
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	243,3	353,6	575,7	618,8
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	60,5	126,5	274,6	333,0
MS Last	171,9	216,0	289,4	273,6
NS Einspeisung	15,7	15,5	15,3	15,3
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	248,1	358,0	579,3	621,9

Tabelle 57.: Steckbrief für das Netz 177_L für Woche MAX

Angaben in MWh	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
Einspeisung	99,0	99,0	99,0	99,0
Sonstiger Verbrauch	5716,0	5716,0	5716,0	5716,0
Ladebedarf E-Pkw	271,3	485,3	919,0	915,3
Abregelung – Referenz-Laden				
NS Last	81,4	158,3	326,3	385,9
MS Last	235,2	276,7	353,2	339,2
NS Einspeisung	15,1	15,1	15,1	15,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	331,7	450,1	694,6	740,2
Abregelung – Ladegruppen				
NS Last	80,1	155,6	321,0	379,1
MS Last	235,2	276,4	353,2	338,9
NS Einspeisung	15,1	15,1	15,1	15,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	330,4	447,1	689,3	733,1
Abregelung – Reduziertes Laden				
NS Last	69,2	136,5	292,3	349,8
MS Last	234,0	276,9	355,8	341,9
NS Einspeisung	15,1	15,1	15,1	15,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	318,3	428,5	663,2	706,8
Abregelung – Residuallast-Laden				
NS Last	86,1	153,4	310,6	367,3
MS Last	226,7	267,0	339,2	326,2
NS Einspeisung	15,1	15,1	15,1	15,1
MS Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	327,9	435,5	664,9	708,6

Tabelle 58.: Flexibilisierbarer Ladebedarf* je MS-Netzgebiet und Szenario

Netz ID	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
176 _{PV}	206,5 MWh	367,1 MWh	702,6 MWh	643,8 MWh
1056 _{PV}	77,8 MWh	138,0 MWh	262,0 MWh	240,9 MWh
1690 _W	79,5 MWh	142,4 MWh	258,3 MWh	241,6 MWh
1811 _W	95,7 MWh	174,9 MWh	335,5 MWh	310,4 MWh
177 _L	193,3 MWh	346,6 MWh	653,0 MWh	605,6 MWh

*netzseitiger Ladebedarf (inkl. Umwandlungsverluste)

Tabelle 59.: Verhältnis zwischen der Veränderung des erzeugerseitigen Abregelungsbedarfs durch das Residuallast-Laden gegenüber dem Referenz-Laden und dem flexibilisierbaren Ladebedarf je Netzgebiet und Szenario

Netz ID	NEP C 2035	Referenz	Antriebswende	„Firmenparkplatz“
176 _{PV}	−0,73 %	−0,57 %	−0,45 %	−0,35 %
1056 _{PV}	−6,14 %	−4,59 %	−3,10 %	−2,44 %
1690 _W	+1,88 %	+2,14 %	+1,01 %	+1,13 %
1811 _W	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
177 _L	−0,04 %	−0,04 %	−0,01 %	0,00 %