

Elektromobilität im städtischen Niederspannungsnetz – Auswirkungen standortbezogener Szenarien auf ein dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss

Simon Kreutmayr¹⁽¹⁾, Dominik J. Storch⁽¹⁾, Simon Niederle⁽²⁾,
Christoph J. Steinhart⁽³⁾, Maik Günther⁽⁴⁾, Michael Finkel⁽¹⁾, Rolf Witzmann⁽²⁾

⁽¹⁾ Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg,
+49 821 5586 3634, simon.kreutmayr@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

⁽²⁾ Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München,
+49 89 289 25090, simon.niederle@tum.de, www.tum.de

⁽³⁾ SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München,
+49 89 2361 2562, steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de, www.swm-infrastruktur.de

⁽⁴⁾ Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München,
+49 89 2361 6631, guenther.maik@swm.de, www.swm.de

Kurzfassung:

Ambitionierte Prognosen gehen von einer zukünftigen Vollelektrifizierung im PKW-Bereich aus. Die Netzintegration der erforderlichen Ladeinfrastruktur stellt die Energieversorgungsnetze vor große Herausforderungen. In der vorliegenden Arbeit werden mit Hilfe eines Simulationsmodells die Auswirkungen der zusätzlichen Belastungen auf Niederspannungsnetze untersucht. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Berücksichtigung von dynamischen Lastmanagementsystemen an Netzanschlüssen. Für die Untersuchungen werden für drei städtische Niederspannungsnetze Elektromobilitätsszenarien auf Basis von Standortdaten generiert und anschließend Ladeprofile an den betrachteten Netzknoten aggregiert. Das ermöglicht die Ermittlung der maximalen thermischen Netzbelastung an Ortsnetztransformatoren und Niederspannungssträngen. Es findet ein Vergleich zwischen dem ungesteuerten Laden und dem Einsatz eines dynamischen Lastmanagements am Netzanschluss statt. Die Variation von Eingangsgrößen wie Ladeleistung, Ladeintervall, Temperatur und Fahrzeugdurchdringung zeigen die Sensitivität der Ergebnisse.

Keywords: Elektromobilität, Netzauslastung, Niederspannungsnetz, dynamisches Lastmanagement, Netzanschlusspunkt, Standortdaten

¹ Jungautor

1 Motivation

Die stark wachsenden Zulassungszahlen von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) im PKW-Segment verdeutlichen den Wandel zur Elektromobilität und erfordern die bedarfsgerechte Bereitstellung von Ladeinfrastruktur [1]. Die Netzintegration der Ladepunkte bedingt eine vorausschauende Netzplanung, um Leitungen und Transformatoren, die typischerweise eine Lebensdauer von etwa 40 Jahren aufweisen [2], für zukünftige Durchdringungen mit BEV passend zu dimensionieren. Zusätzlich können finanzielle und regulatorische Anreize das Ladeverhalten beeinflussen und damit zu einer Unter- oder Überdimensionierung der Betriebsmittel führen. Bei größeren Ansammlungen von Ladepunkten an einem Netzanschlusspunkt, wie sie im städtischen Umfeld vorzufinden sind, wird häufig bereits heute durch den Anschlussnehmer ein Lastmanagement installiert [3]. Vor allem bei einem dynamischen Lastmanagement (DLM) kann die Kapazität des bestehenden Netzanschlusspunktes vollständig ausgenutzt und gleichzeitig Netzausbau mit Kostenbeteiligung durch den Anschlussnehmer vermieden werden. Aus Sicht der Netzplanung stellt sich die Frage, inwiefern dieses DLM zu einer Reduzierung von Lastspitzen in Netzsträngen der Niederspannung (NS) und den übergeordneten Netzebenen führt. Um diese Fragestellung zu untersuchen, wird mit Hilfe eines Simulationsmodells die Auswirkungen auf das Verteilnetz bei der Integration von BEV mit und ohne DLM am Netzanschlusspunkt gegenübergestellt. Um die Unsicherheiten bei den Annahmen für die Eingangsdaten bewerten zu können, werden zusätzlich Sensitivitätsanalysen in Bezug auf Ladeleistung, Ladeintervall, Umgebungstemperatur und Durchdringung durchgeführt.

2 Methodik

Im Rahmen dieser Arbeit wird anhand von drei beispielhaften Netzen (siehe Tabelle 1) eine Methodik entwickelt, die später automatisiert und flexibel mit Hilfe von Standortdaten auf unterschiedliche NS-Netze angewendet werden soll.

Tabelle 1: Bebauungsstruktur und Parkplatzsituation der betrachteten NS-Netze

Netz	Wohnen Altbau	Wohnen Neubau	Gewerbe
Bebauungsstruktur	Wohngebiet im Altbestand mit Blockbebauung	Wohngebiet im Neubau mit Zeilenbebauung	Gewerbegebiet für Einzel- & Großhandel
Parkplatzsituation	Wenige Parkplätze in Innenhof, einzelne kleine Tiefgaragen, viele Straßenstellplätze	Keine Parkplätze auf priv. Grund, große Tiefgaragen, wenige Straßenstellplätze	Große Parkflächen vor Gebäuden, keine Straßenstellplätze

Da innerhalb des NS-Netzes die Anzahl der Verbraucher nicht ausreichend groß ist, um diese mit definierten Lastgängen (z.B. Standardlastprofilen) zu modellieren, werden stochastische Modelle nach [4] für die Nachbildung der Haushaltslasten und BEV-Ladevorgänge verwendet. Das Prinzip der Lastprofilgeneratoren basiert auf einer Monte-Carlo-Simulation, wobei eine aussagekräftige Bewertung die Analyse vieler Iterationen erfordert. Hierbei wird der Fokus auf die resultierende Summenlast am Ortsnetztransformator sowie an den NS-Hauptsträngen gelegt. Perspektivisch (nicht Bestandteil dieser Publikation) sollen die realen Netze in einem Netzmodell abgebildet werden, um auch inhomogene Leitungsverlegungen zu berücksichtigen und die Spannungsqualität zu bewerten. Abbildung 1 zeigt die Vorgehensweise in drei Arbeitsschritten.

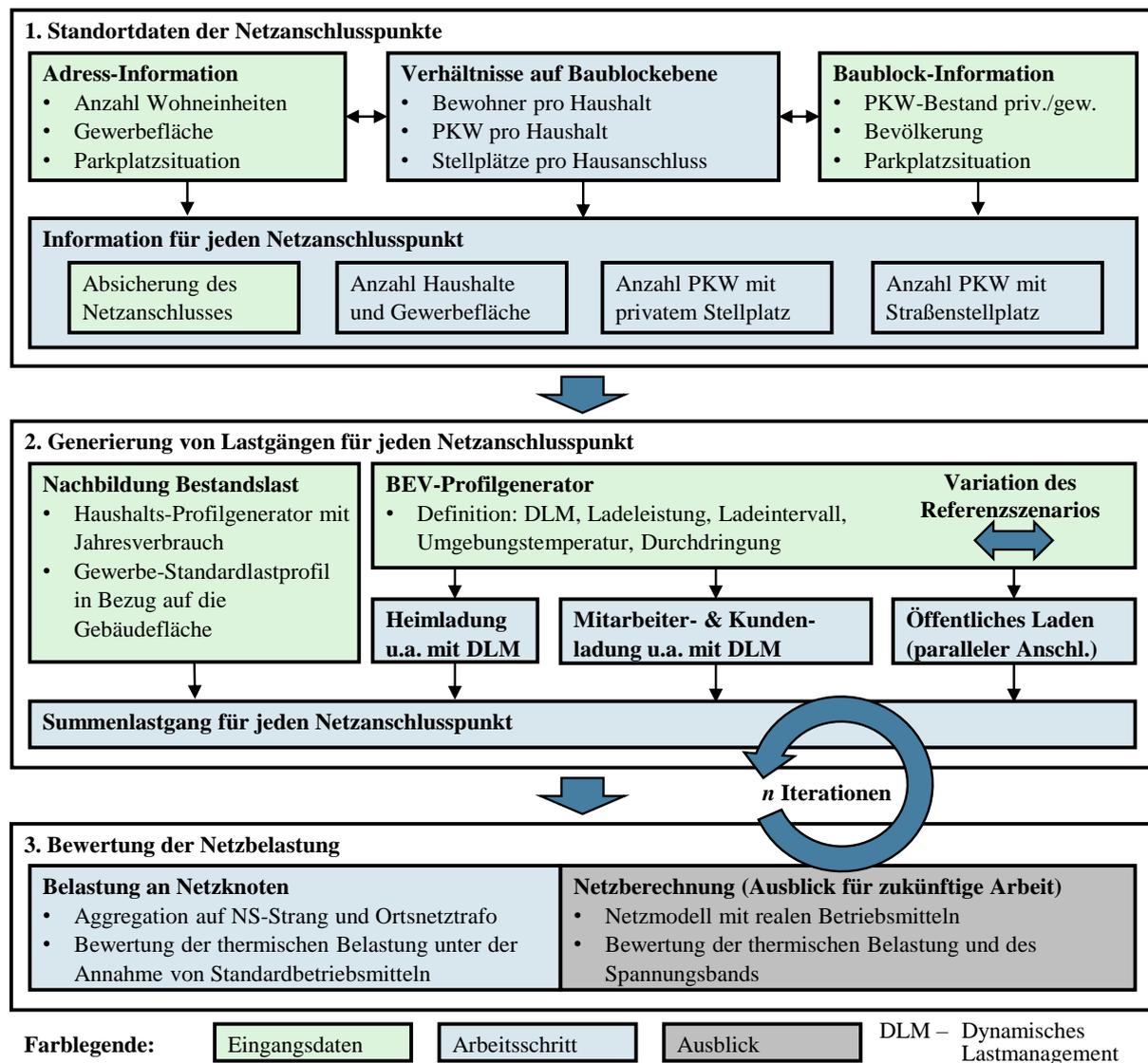


Abbildung 1: Methodik für die Bewertung der Netzbelastung mit Elektromobilität

Der Fokus bei der angewendeten Zeitreihensimulation liegt auf einem Winterwerktag, da zu diesem Zeitpunkt in den meisten Netzen typischerweise eine hohe Last erwartet wird. Um Ladevorgänge, die beim Wechsel eines Kalendertages andauern nicht zu vernachlässigen und das Einschwingen des BEV-Profilgenerators zu berücksichtigen, wird über eine Dauer von drei aufeinanderfolgenden Werktagen simuliert. Die zeitliche Auflösung entspricht einem 1-Minuten-Intervall, um auch kurze Ladevorgänge (< 20 min) abbilden zu können. Die Modellierung von Bestandslast und BEV erfolgt vereinfacht mittels symmetrischer Lasten. Für die Ladeprofile von BEV wird ein Wirkleistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 1 angenommen. Für die Untersuchung der Sensitivität der Eingangsdaten wird ein Referenzszenario definiert, das jeweils nach Variation einzelner Stellgrößen zum Vergleich herangezogen wird. Die Variation der Eingangsgrößen führt zu einer Veränderung der Gleichzeitigkeiten, weshalb eine Zeitreihensimulation erforderlich ist.

2.1 Analyse der Standortdaten

Die Anzahl, Art und Verteilung von Ladepunkten, sowie die Nachbildung der Bestandslast in den NS-Netzen erfolgt mit Hilfe von Standortdaten. Die Vorgehensweise ist schematisch im 1. Block von Abbildung 1 beschrieben. Als Datengrundlage dienen die in Tabelle 2 aufgeführten Quellen. Zur Bewertung der Parkplatzsituation und des daraus resultierenden Potenzials für Ladepunkte werden Stellplätze und PKW zunächst unabhängig von der Antriebstechnologie betrachtet.

Tabelle 2: Verwendete Standortdaten mit örtlicher Auflösung und Datenquelle

Bezeichnung	Auflösung	Datenquelle
Strangzuordnung der Netzanschlüsse	Standortdaten	Datenbestand Netzbetreiber
Typische Absicherung Netzanschlüsse	---	Datenbestand Netzbetreiber
Anzahl Wohneinheiten pro Anschluss	Standortdaten	Modell München [5]
Gebäudefläche von Gewerbebetrieben	Standortdaten	Modell München [5]
Art der Gebäude mit unbekannter Nutzung	Standortdaten	Flächennutzungsplan [6]
Zuordnung Gewerbebranche	Standortdaten	OpenStreetMap [7]
Gemeldete Bewohner	Baublock	ZIMAS [8, 9]
Gemeldete PKW (privat, gewerblich)	Baublock	ZIMAS [8, 9]
PKW Straßenstellplätze	Baublock	Eigene Begehung
PKW Stellplätze auf Privatgrund	Adresse	Eigene Begehung
Tiefgarageneinfahrten	Adresse	Eigene Begehung

2.1.1 Stellplätze in Wohngebieten

Die Bestimmung aller Art von Parkplätzen in den Netzgebieten gestaltet sich auf Grund nicht verfügbarer, verlässlicher Daten schwierig, weshalb ein Ansatz zur Abschätzung angewendet wird. Die Anzahl der gemeldeten Bewohner und privaten PKW in einem Baublock werden anhand der Anzahl der Wohneinheiten je Adresse aufgeteilt. Ein Baublock beschreibt eine Fläche, die von Straßen oder natürlichen und baulichen Grenzen (z.B. Wasserläufe, Bahnlinien) umschlossen ist. Gewerblich gemeldete PKW werden in Wohngebieten proportional zur Fläche von Gewerbegebäuden im Baublock verteilt. Für Tiefgaragen liegt derzeit nur der Ort der jeweiligen Einfahrt als verlässliche Information vor. Die Abschätzung der Anzahl an Tiefgaragenstellplätze im NS-Versorgungsgebiet $n_{\text{stp,tg}}$ wird auf Basis bekannter Informationen und zusätzlicher Annahmen entsprechend Gleichung (1) ermittelt. Die Berücksichtigung sonstiger PKW im Versorgungsgebiet, wie z.B. durch Car-Sharing, Dienstwagen oder Besucher erfolgt mit Hilfe der Variable $n_{\text{PKW,sonst}}$. Auf Grund der bisher unbekanntenen Datenlage wird diese Variable mit 10 % der privat und gewerblich gemeldeten PKW angenommen.

$$n_{\text{stp,tg}} = n_{\text{PKW,priv}} + n_{\text{PKW,gew}} + n_{\text{PKW,sonst}} - n_{\text{stp,priv}} - n_{\text{stp,str}} \quad (1)$$

$n_{\text{stp,tg}}$	Anzahl Tiefgaragenstellplätze im NS-Versorgungsgebiet
$n_{\text{PKW,priv}}$	Anzahl privat gemeldeter PKW im NS-Versorgungsgebiet
$n_{\text{PKW,gew}}$	Anzahl gewerblich gemeldeter PKW im NS-Versorgungsgebiet
$n_{\text{PKW,sonst}}$	Anzahl sonstiger PKW: Berücksichtigung von Car-Sharing, Dienstwagen, gleichzeitige Nutzung öffentlicher Stellplätze
$n_{\text{stp,priv}}$	Anzahl privater oberirdischer Stellplätze
$n_{\text{stp,str}}$	Anzahl öffentlicher Stellplätze am Straßenrand

Bei der Verteilung der Tiefgaragenstellplätze auf Wohngebäude bzw. Netzanschlüsse wird zwischen der Bebauungsstruktur der beiden Netze im Wohngebiet in Tabelle 1 unterscheiden. Im Wohngebiet Altbau wird angenommen, dass sich die Tiefgarage nur über das Gebäude erstreckt, in das die Einfahrt führt. Die Verteilung der Stellplätze erfolgt proportional zur Anzahl der Wohneinheiten aller Gebäude mit Einfahrt. Die Ladeinfrastruktur wird am bestehenden Netzanschlusspunkt des Gebäudes integriert. Im Wohngebiet Neubau wird angenommen, dass eine Tiefgarage die PKW mehrerer Gebäude aufnimmt, die einen gemeinsamen Gebäudekomplex bilden. Die Verteilung der Tiefgaragenstellplätze im NS-Versorgungsgebiet erfolgt proportional zur Anzahl der gemeldeten PKW, die einem Gebäudekomplex zugeordnet wurden. Die Ladeinfrastruktur wird über eine gemeinsame Ladelösung am Netzanschlusspunkt des Gebäudes integriert, an dem sich die Einfahrt befindet.

2.1.2 PKW-Aufkommen in Gewerbegebieten

Die Ermittlung des täglichen PKW-Aufkommens kann in Gewerbegebieten nicht wie in Wohngebieten über die im Baublock gemeldeten PKW erfolgen. Das Fahrzeugaufkommen ist dort stark durch PKW von Kunden und Mitarbeitern beeinflusst, die an einem anderen Baublock oder Ort gemeldet sind. Die Anzahl der Mitarbeiter bzw. die benötigte Anzahl von Stellplätzen an einem Werktag wird mit Hilfe der Bruttogrundfläche der Gewerbebetriebe auf Basis der Analyse der Standortdaten und branchenspezifischen Umrechnungsfaktoren (Tabelle 3) ermittelt. Die Umrechnungsfaktoren werden auf Grundlage von [10] über die mittlere Anzahl von Beschäftigten und mittlere Betriebsfläche aus Umfragen in den unterschiedlichen Branchen berechnet. Teilzeitbeschäftigte werden mit einem Gewichtungsfaktor von 0,5 berücksichtigt. Entsprechend DIN 277 [11] wird die Netto-Raumfläche (Betriebsfläche) eines Gewerbebetriebs durch Multiplikation der aus Standortdaten ermittelten Brutto-Grundfläche mit einem Nutzflächenfaktor von 0,79 ermittelt [12]. Der in Tabelle 3 aufgeführte Stromverbrauch wird für die Nachbildung der Bestandslast von Gewerbebetrieben verwendet.

Tabelle 3: Umrechnungsfaktoren von Betriebsgröße auf Anzahl von Beschäftigten und Energieverbrauch [10]

Gewerbebetrieb	Beschäftigte pro 100 m ² Betriebsfläche	Stromverbrauch pro 100 m ² Betriebsfläche pro Jahr in kWh
Baugewerbe: Ausbaugewerbe	1,92	8.582
Baugewerbe: Bauhauptgewerbe	1,42	5.677
Bürobetriebe: Banken, Versicherungen	2,19	12.599
Bürobetriebe: Öffentliche Einrichtungen	2,04	12.185
Bürobetriebe: Org. ohne Erwerbszweck	1,73	18.828
Bürobetriebe: Sonstige Dienstleistungen (Ärzte, Friseure, Kosmetik)	2,69	13.891
Einzelhandel: Lebensmittel	1,52	11.307
Einzelhandel: Non-food	0,70	5.382
Großhandel: Lebensmittel	0,85	5.780
Großhandel: Non-food	0,79	6.464
Heime	0,76	2.694
Krankenhäuser	1,84	10.164
Nahrungsmittelbetriebe: Bäckereien	2,97	17.152
Nahrungsmittelbetriebe: Fleischereien	1,98	12.929
Schulen Allgemein	0,90	3.016
Wäscherei	2,94	22.021

Für das Kundenaufkommen pro Tag pro Gewerbebetrieb stehen derzeit nur Zahlen für den Lebensmittel-Einzelhandel zur Verfügung. Aus der durchschnittlichen Verkaufsfläche für Supermärkte von 1370 m² und durchschnittlich 1531 Kunden am Tag folgt ein Wert von 112 Kunden pro Tag und 100 m² Verkaufsfläche (Verbrauchermarkt: 85 Kunden pro Tag und 100 m², SB-Warenhaus: 54 Kunden pro Tag und 100 m²). [13] Aufgrund der unzureichenden Datelage für die im Gewerbenetz befindlichen Non-food Einzelhandelsbetriebe wird der grundsätzliche Einfluss auf die Netzbelastung mit einer definierten Anzahl von ladenden Kunden pro Tag und 100 m² Betriebsfläche untersucht. Eine detaillierte Aufschlüsselung für das Kundenladen im Gewerbenetz befindet sich in der Szenariendefinition in Abschnitt 3.5.

2.1.3 Nachbildung der Bestandslast

Die Bestandslast in Wohngebäuden wird mit synthetischen Haushaltslastprofilen eines in [14] beschriebenen Lastprofilgenerators nachgebildet. Die Haushaltsprofile bilden 2-Personen-Haushalte mit einem jährlichen Energiebedarf von 2.900 kWh ab. Abhängig von der Anzahl der Bewohner, die über einen Hausanschluss versorgt werden, wird eine entsprechende Anzahl an Profilen hinterlegt, um auch unterschiedlich große Haushalte repräsentativ nachzubilden. Für jeden Wirkleistungsverlauf wird ein zugehöriges Blindleistungsprofil erzeugt, das ebenfalls mit angelegt wird. Gewerbebetriebe haben auf Grund hoher Anschlussleistungen im NS-Netz meist eine direkte Leitungsanbindung an eine Trafostation. Für eine allgemeine Netzplanung ist die Berücksichtigung des Lastbeitrags von Gewerbebetrieben erst ab dem Ortsnetztransformator sinnvoll. Bei der Modellierung von Gewerbelastgängen wird deshalb auf das Standardlastprofil G0 zurückgegriffen [15]. Das G0-Profil wird proportional zum Jahresenergiebedarf des betrachteten Hausanschlusses skaliert. Da sich der Energieverbrauch je nach Gewerbebranche stark unterscheiden kann, werden die in Tabelle 3 aufgeführten flächenbezogenen Umrechnungsfaktoren angewandt. Eine spezifische Branchenzuordnung kann durch Zuhilfenahme von OpenStreetMap [7] erfolgen. Es wird ein konstanter Wirkleistungsfaktor von 0,98 bei induktiver Last angenommen.

2.1.4 Übersicht zur Standortanalyse

Tabelle 4 fasst die Ergebnisse der Standortanalyse der drei Beispielnetze zusammen. Für die Definition von Elektromobilitätsszenarien in Wohngebiet Altbau ist zu berücksichtigen, dass auf Grund der geringen Anzahl an privaten Stellplätzen selbst bei einer Elektrifizierung von 100 % der Heimpladeanteil nur bei maximal 45 % liegen kann.

Tabelle 4: Ergebnis der Standortanalyse für die drei Beispielnetze

	Wohngebiet Altbau	Wohngebiet Neubau	Gewerbegebiet
Allgemein			
Bebauungsstruktur	Blockbebauung	Zeilenbebauung	Einzel- & Großhandel
Anzahl Haushalte	885	254	-
Anzahl Bewohner	1.300	718	-
Gewerbe-Brutto-Grundfläche in m ²	2.380	2.761	21.517
Anzahl Netzanschlusspunkte	72	86	7
Parkplatzsituation			
Gemeldete PKW ($n_{\text{PKW,priv}} + n_{\text{PKW,gew}}$)	408	210	-
Sonstige PKW ($n_{\text{PKW,sonst}}$)	41	21	-
Oberirdische priv. Stellplätze ($n_{\text{stp,priv}}$)	113	-	-
Straßenstellplätzen ($n_{\text{stp,str}}$)	250	50	-

Anzahl Tiefgaragen	5	5	-
Tiefgaragenstellplätze ($n_{stp,tg}$)	72	191	-
Beschäftigte	-	-	119
Max. Heimladeanteil bei 100 % E-Mob.	45 %	96 %	-

2.2 Eingangsdaten für BEV-Profilgenerator

Zur Erstellung von Ladeprofilen benötigt der in Abbildung 1 Block 2 dargestellte BEV-Profilgenerator neben der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung die Eingangsinformationen für Ladeenergie, Ladeintervall und Ladezeitpunkt.

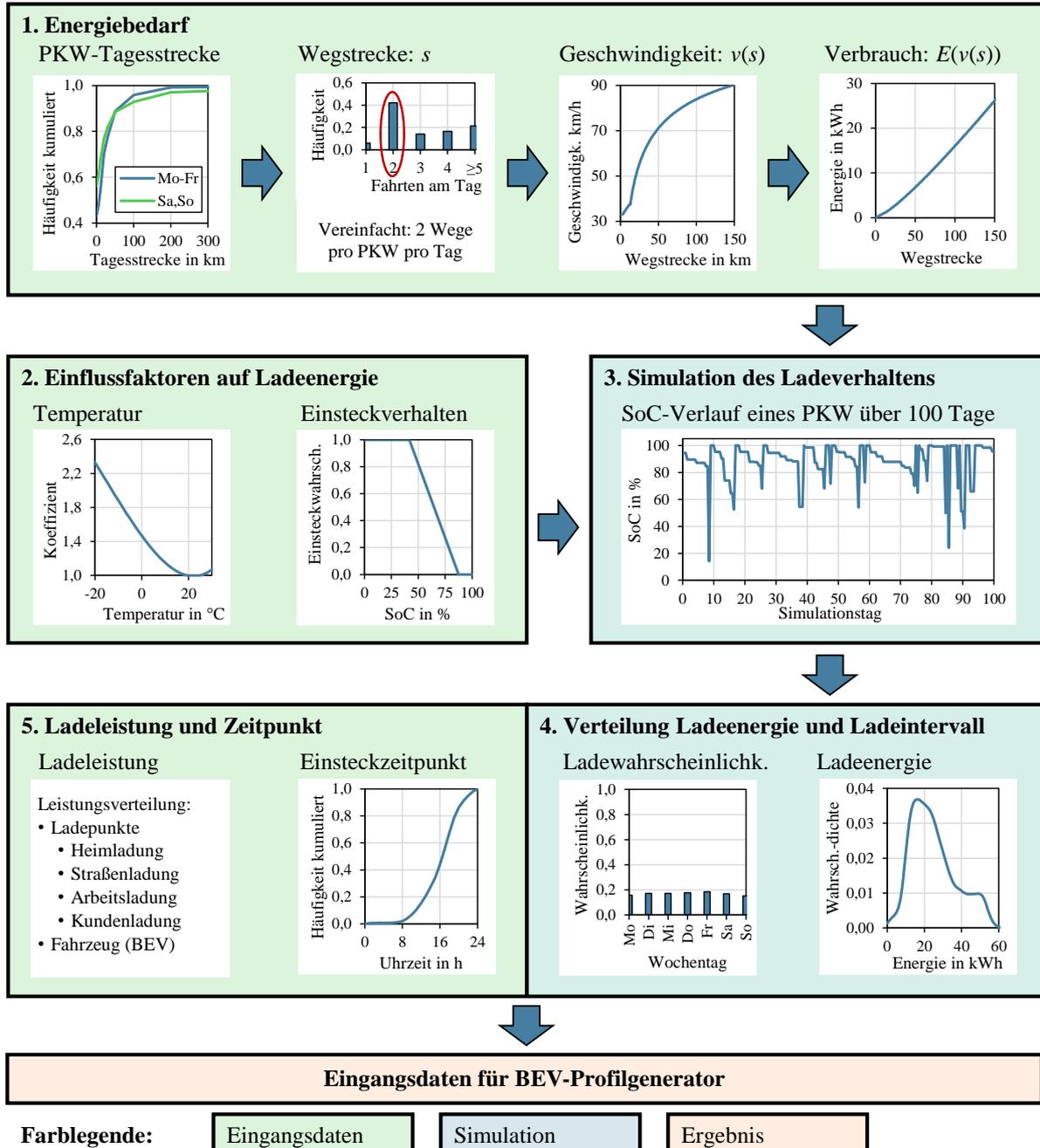


Abbildung 2: Simulation des Nutzerverhaltens als Eingangsdaten des BEV-Profilgenerator am Beispiel der Heimladung (Quellenangaben zu Teilaspekten im Text angegeben)

Diese sind stark abhängig von den angenommenen Randbedingungen und werden als Wahrscheinlichkeitsdichte bzw. relative Häufigkeit abgebildet. Unterschieden wird zwischen privatem Heim- und Arbeitsladen sowie öffentlichem Laden am Straßenrand und Supermarkt. Abbildung 2 zeigt die Vorgehensweise zur Ermittlung der Eingangsdaten des BEV-Profilgenerators für die Heim- und Arbeitsladung mit einer Simulation des Nutzerverhaltens. Die Vorgehensweise wird in Abschnitt 2.2.1 bzw. 2.2.2 beschrieben und die Ergebnisse in Abschnitt 3.3 mit Variation des Einsteckverhaltens gezeigt. Beim öffentlichen Laden werden die relevanten Größen von Block 4 (Abbildung 2) direkt aus Messdaten in Abschnitt 2.2.3 ermittelt.

2.2.1 Heimladung

Das in Abbildung 2 Block 3 dargestellte Simulationsergebnis zeigt den Verlauf des Batteriefüllstands (State of Charge, SoC) über eine Dauer von 100 Tagen. Bei der angenommenen Tagesgesamtwegstrecke wird zwischen Werktagen und Wochenende von PKW mit privatem Halter im Raumtyp Metropole und Großstadt basierend auf Mobilitätsdaten der Studie Mobilität in Deutschland 2017 (MiD2017) [16] unterschieden. Zur Vereinfachung wird der Gesamtweg in zwei gleich große Einzelwege aufgeteilt und der geschwindigkeitsabhängige Energieverbrauch für die Fahrstrecke berechnet [17–19]. Abhängig vom SoC am betrachteten Tag erfolgt eine Ladung am Heimladepunkt nach Ende der Fahrt (Abbildung 2 Block 2). Ab ca. 200.000 simulierten Tagen ist die Streuung der Simulationsergebnisse aus Block 3 so gering, dass eine statistische Auswertung möglich ist. Bei der statistischen Auswertung werden die geladene Energie und der Wochentag der Ladung ermittelt. Zur Schätzung der Wahrscheinlichkeitsdichte der Ladeenergie wird die Kerndichteschätzung (kernel density estimation, kde) verwendet [20]. Als Kern dient dabei die Gaußsche Normalverteilung. Der Tageszeitpunkt für den Start der Ladung aus Block 5 wird mit Hilfe von MiD2017 bei Betrachtung der Ankunftszeitpunkte zu Hause definiert [16]. Die zeitliche Auflösung entspricht einer Stunde im Raumtyp Metropole und Großstadt.

2.2.2 Arbeitsladung

Die Arbeitsladung unterscheidet sich von der Heimladung in der angesetzten PKW-Tagesgesamtwegstrecke, der Uhrzeit und den Wochentagen, an denen eine Ladung am betrachteten Ladepunkt stattfinden kann. Bei der Arbeitsladung werden für Werktage die PKW-Tagesgesamtwegstrecken von gewerblich gemeldeten Fahrzeugen verwendet. Es wird angenommen, dass bevorzugt Dienstwägen mit höher Fahrleistung als private PKW die Möglichkeit für eine Arbeitsladung erhalten. Für das Wochenende wird auf Grund der kleinen Datenbasis von MiD2017 im Raumtyp Metropole und Großstadt auf die Fahrstrecke der privaten PKW zurückgegriffen. Somit wird Arbeitnehmern mit Arbeitstagen an Werktagen das gleiche Mobilitätsverhalten an Wochenenden unterstellt unabhängig davon, ob sie einen Dienstagwagen besitzen oder nicht. Anders als beim Heimladen ist eine Ladung am betrachteten Arbeitsladepunkt während des Wochenendes nicht möglich. Um dennoch die erforderlichen Fahrstrecken zu erzielen, erfolgt eine vorbeugende Ladung am Freitag und bei Bedarf eine zusätzliche Zwischenladung am Wochenende an einem anderen Ladeort. Der tatsächliche Tageszeitpunkt bezieht sich auf MiD2017 für die Ankunft bei der Arbeit in gleicher Auflösung wie bei der Heimladung.

2.2.3 Öffentliches Laden

Mit Hilfe von Feldmessungen und einem Ladesäuleninformationssystem wurde das Ladeverhalten von drei unterschiedlichen Ladesäulentypen bezüglich Ladeenergie, Anzahl Ladevorgänge pro Tag und Startzeitpunkt der Ladungen am Tag analysiert. Tabelle 5 zeigt die Auswertungen aus denen direkt die Größen von Block 4 und 5 in Abbildung 2 ermittelt werden. Am Supermarkt ist eine hohe Auslastung mit durchschnittlich 9 Ladevorgängen pro Tag und Ladesäule festzustellen. Die hohe Auslastung im Vergleich zur Straßenladung ist auf die kostenlose Bereitstellung der Ladeenergie zurückzuführen. Am Straßenrand erfolgt etwa ein Ladevorgang pro Tag und Ladesäule. Die Tankstellenladung zeigt eine ähnlich hohe Anzahl an Ladevorgängen wie am Supermarkt (22 kW) mit deutlich höherer Ladeenergie auf Grund der Ladeleistung von 150 kW.

Tabelle 5: Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen auf Basis von Messdaten und des Ladesäuleninformationssystems

Ladeort	Energie	Ladevorgänge	Tageszeit
Supermarkt Kundenparkplatz <ul style="list-style-type: none"> • 1x 20 kW DC Ladepunkt oder 1x 22 kW AC Ladepunkt • 8 Uhr – 20 Uhr, max. 1 h, kostenlos • Datenbasis: 450 Ladevorgänge • Betrachtungszeitraum: Werktage von 11/20 bis 01/21 			
Straßenladung im Wohngebiet <ul style="list-style-type: none"> • 2x 22 kW AC Ladepunkte • Gebiete mit Flächennutzung: Wohnen Allgemein [21, 22] • Datenbasis: 15.140 Ladevorgänge an 219 Ladesäulen • Betrachtungszeitraum: Werktage von 10/20 bis 12/20 			
Tankstelle <ul style="list-style-type: none"> • 2x DC Ladepunkte Σ150 kW und 1x AC Ladepunkt 22 kW • Datenbasis: 1.375 Ladevorgänge • Betrachtungszeitraum: Werktage von 05/20 bis 05/21 			

Im Rahmen der Simulationen wird zwischen zwei Ladeorten unterschieden: Ladung am Straßenrand in Wohngebieten und auf Kundenparkplätzen in Gewerbegebieten. Bei der Straßenladung wird die gemessene Verteilung der Ladeenergie und die Startzeitpunkte direkt aus der Analyse verwendet. Um die heutige Auslastung der Ladesäule bei geringer Fahrzeugdurchdringung an die Durchdringung in den Szenarien mit bis zu 100 % BEV anzupassen, werden weitere Annahmen getroffen: Die mittlere Anzahl der Ladevorgänge wird so weit erhöht, bis eine typische Nutzung mit 1,2 Volllaststunden pro Tag [23] erreicht ist. Um die Berechnung zu veranschaulichen wird eine durchschnittliche Ladeenergie von 15 kWh pro Ladevorgang angenommen. Somit müssten an einer 2x22 kW Ladesäule durchschnittlich 3,5 Ladevorgänge pro Tag stattfinden. Zur Variation der Anzahl an Ladevorgängen pro Tag wird in Anlehnung an die Tankstelle und den Supermarkt exemplarisch eine Normalverteilung mit der Standardabweichung von 1 gewählt, was einen Wertebereich zwischen 0,5 und 6,5 Ladevorgänge pro

Tag zu 99,7 % abdeckt. Die Anzahl der benötigten Ladesäulen wird auf Basis des täglichen Energiebedarfs von privaten BEV aus der Simulation von Abbildung 2 berechnet. Für private BEV in städtischer Umgebung bei einer Temperatur von -10 °C und Batteriegröße von 60 kWh entspricht das 4,4 kWh pro Tag. Gleichung (2) beschreibt die Berechnung der benötigten Ladesäulenanzahl. Die Ladesäulen werden gleichmäßig auf die Netzstränge aufgeteilt.

$$n_{ls, str} = \frac{n_{BEV, str} \cdot E_{BEV, tag}}{n_{lv, tag} \cdot E_{lv, str}} \quad (2)$$

$n_{ls, str}$	Anzahl Straßenladesäulen im Netzgebiet
$n_{BEV, str}$	Anzahl BEV mit Straßenstellplatz die an Straßenladesäulen im Netzgebiet laden
$E_{BEV, tag}$	Tagesenergiebedarf BEV bei entsprechenden Randbedingungen
$n_{lv, tag}$	Durchschnittliche Anzahl von Ladevorgängen pro Tag an Ladesäule
$E_{lv, str}$	Durchschnittliche Energie pro Ladevorgang

Die Berechnung der Anzahl an Kundenladesäulen in Gleichung (3) basiert primär auf der Anzahl der Kunden, die pro Tag am entsprechenden Gewerbestandort laden. In diesem Fall werden die Daten zur Ladesäulennutzung direkt aus den Ergebnissen in Tabelle 5 verwendet. Die Ladepunkte werden am bestehenden Netzanschlusspunkt ohne Lastmanagement integriert.

$$n_{ls, ku} = \frac{n_{BEV, ku}}{n_{lv, tag}} \quad (3)$$

$n_{ls, ku}$	Anzahl Kundenladesäulen am Netzanschlusspunkt
$n_{BEV, ku}$	Anzahl ladender Kunden BEV pro Tag am Gewerbestandort
$n_{lv, tag}$	Durchschnittliche Anzahl von Ladevorgänge pro Tag an Ladesäule

3 Definition der Szenarien

Durch die Variation der Eingangsdaten soll der Einfluss auf das Simulationsergebnis betrachtet werden. Im Fokus steht dabei die Frage, an welchen Betriebsmitteln Spitzenlasten von BEV durch das DLM am Netzanschluss reduziert werden können. Zunächst werden alle drei Netze in einem Referenzszenario untersucht, wofür in Tabelle 6 feste Randbedingungen definiert sind. Die Anpassung für die Vergleichsszenarien S1 bis S5 sind der rechten Spalte gelistet.

Tabelle 6: Simulationsparameter für das Referenzszenario und die Vergleichsszenarien in den Beispielnetzen

Parameter	Werte allgemein und für Referenzszenario S0	Vergleichs-szenario S1-S5
DLM am Netzanschlusspunkt für Heim- und Arbeitsladung	Bezogen auf Sicherungswert am Netzanschlusspunkt mit 5 A Reserve	S1: ohne DLM
Ladeleistung Ladepunkte	Heimladepunkt (Wohng.-Netze): 22 kW Straßenladepunkt (Wohng.-Netze): 22 kW Arbeitsladepunkt (Gewerbe-Netz): 22 kW Kundenladepunkt (Gewerbe-Netz): 22 kW	S2: 11 kW S2: 22 kW S2: 11 kW S2: 22 kW
Ladeleistung Fahrzeuge	3,7 kW AC: 0 % 11 kW AC: 50 % 22 kW AC: 50 %	S2: 30 % S2: 65 % S2: 5 %
Einsteckverhalten	Spätestens bei 125 km Restreichweite und frühestens nach 38 km gefahrener Strecke	S3: An jedem Tag mit Fahrt

Temperatur	-10 °C	S4: 25 °C
E-Mobilitäts-Durchdringung	100 %	S5: 50 %
Arbeitsladeanteil	30 % aller Beschäftigten (Gewerbe-Netz)	S5: 15 %
Kundenladeanteil	1 BEV / Tag / 100 m ² (Gewerbe-Netz)	S5: 0,5 / Tag / 100 m ²
Heimladeanteil	90 % aller BEV mit privatem Stellplatz	
Straßenladeanteil	80 % aller BEV mit Straßenstellplatz	
Batteriegröße	60 kWh	
Simulierter Wochentag	Montag	
Netzspannung	95 % der Nennspannung (380 V)	

3.1 Dynamisches Lastmanagement (S1)

Ein DLM ist eine Leistungsregelung, die in Bezug auf einen gemessenen Momentwert (z.B. Strom) und einer Führungsgröße (z.B. maximale Strombelastbarkeit) die Leistung von Verbraucher oder Erzeuger anpassen kann. Das hier betrachtete DLM reduziert die Ladeleistung von Ladepunkten, wenn der gemessene Laststrom am Netzanschluss die maximale Strombelastbarkeit des Netzanschlusses überschreitet. Die Installation und der Betrieb dieser DLM erfolgt durch die Motivation des Anschlussnehmers, um seinen Netzanschluss effizient auszunutzen. Um die Netzanschlusssicherungen nicht zu überlasten wird in der Praxis eine Reserve ΔI_{res} von ca. 5 A zwischen dem eingelegten Sicherungswert I_{si} und dem maximalen Laststrom $I_{max,DLM}$ bei DLM gewählt (Gleichung 4).

$$I_{max,DLM} = I_{si} - \Delta I_{res} \quad (4)$$

$I_{max,DLM}$	Bezugsgröße für maximalen Strom am Netzanschluss bei DLM
I_{si}	Absicherung des Netzanschlusses
ΔI_{res}	Reserve zwischen dem Sicherungswert am Netzanschluss und der maximalen Belastung bei DLM

Abbildung 3 zeigt den Simulationsverlauf an einem Beispieltag für einen Netzanschluss mit 80 A Sicherung, der 8 Wohneinheiten und eine Tiefgarage mit 43 Stellplätzen versorgt. Das DLM regelt die Summenleistung aus Haushalten und BEV des Netzanschlusses durch Reduktion der Leistung an den BEV auf 75 A bzw. 49 kVA bei 380 V. Die Ladevorgänge dauern auf Grund der Leistungsreduzierung länger wie der zeitlichen Verschiebung des grünen Lastgangs bei DLM zu entnehmen ist.

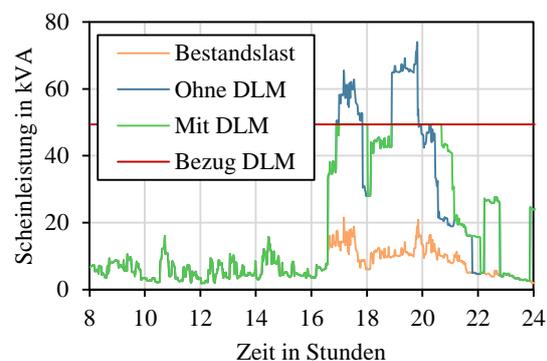


Abbildung 3: Simulation des Leistungsverlaufs an einem exemplarischen Netzanschluss mit DLM

Das DLM ist im Referenzszenario S0 aktiv und wird nur im Vergleichsszenario S1 abgeschaltet (Tabelle 6). Es werden außerdem nur Heim- und Arbeitsladepunkte in das DLM eingebunden. Bei Straßenladesäulen ist davon auszugehen, dass diese ihren eigenen Netzanschluss besitzen, der auf die Nennleistung ausgelegt ist. Die Kundenladung bleibt ebenfalls ungesteuert, um einen attraktiven Service bei möglichst schneller Ladung bieten zu können. Andere Arten von DLM, die netzzustandsabhängig durch den Netzbetreiber betrieben werden, sind hier nicht betrachtet.

3.2 Ladeleistung (S2)

Die Auswahl der Verteilung von Ladeleistung für BEV und Ladesäulen für die Szenarien erfolgt mit Hilfe von Literaturwerten. Es wird dabei zwischen der fahrzeugseitigen Ladeleistung und der infrastrukturseitigen Ladeleistung unterschieden (vgl. Tabelle 7). Sind beide Leistungswerte gleich groß, kann das Fahrzeug die maximale Leistung von der Ladeinfrastruktur abrufen, ansonsten wird die Ladeleistung auf den niedrigeren Wert begrenzt. Da im Referenzszenario eine Fahrzeugdurchdringung von 100 % betrachtet wird, die laut Prognosen womöglich schon im Jahr 2045 [24] zu erreichen ist, wird für das Zieljahr mit 100 % Durchdringung eine höhere Ladeleistung im Vergleich zu den Literaturwerten für 2030 angenommen (vgl. Tabelle 7). Die Literaturwerte für 2030 werden als Vergleichsszenario S2 dem Referenzszenario gegenübergestellt.

Tabelle 7: Verteilung maximaler Ladeleistung für Referenz- und Vergleichsszenario S2

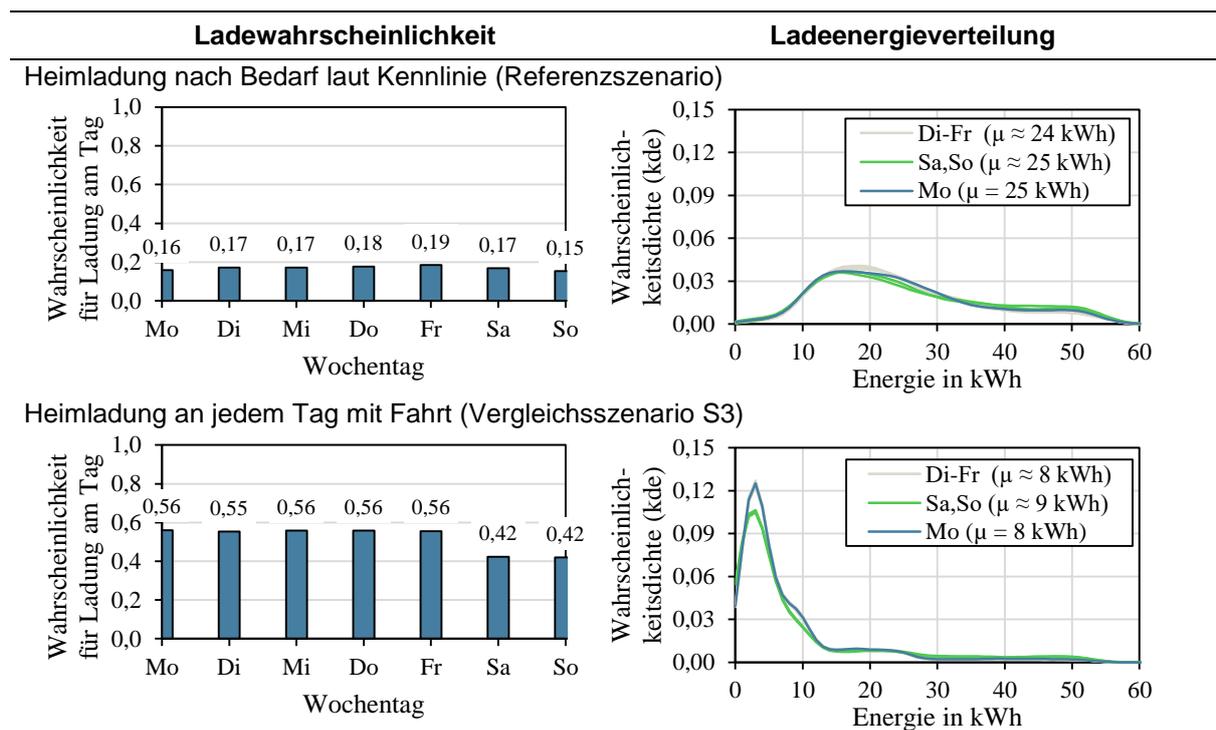
	3,7 kW	11 kW	22 kW	50 kW	150 kW	350 kW
Literaturwerte für 2030						
Private Ladepunkte [25] (Heim- und Arbeitsladen)	10 %	60 %	30 %			
Öffentliche Ladepunkte [25] (Straße, Supermarkt, Tankstelle)		5 %	75 %	15 %	5 %	
BEV [23]	30 %	65 %	5 %	15 %	60 %	25 %
In Szenarien angenommene Ladeleistung für Ladepunkte						
Heim- und Arbeitsladepunkte S0			100 %			
Heim- und Arbeitsladepunkte S2		100 %				
Straßen- und Kundenladepunkte S0			100 %			
Straßen- und Kundenladepunkte S2			100 %			
In Szenarien angenommene Ladeleistung für BEV						
Referenzszenario S0		50 %	50 %			
Vergleichsszenario S2	30 %	65 %	5 %			

Die Anwendbarkeit einer prozentualen Verteilung der Ladeleistung innerhalb eines Gebäudes bzw. in kleinen Versorgungsgebieten wie NS-Netzen mit ähnlicher Bebauungsstruktur ist unwahrscheinlich. Deshalb wird an den Ladeorten eine feste Leistung für Basis- und Vergleichsszenario angesetzt. Auf der Fahrzeugseite gilt die in Tabelle 7 aufgeführte Verteilung. Für die Bewertung der Netzbelastung werden nur Ladepunkte mit bis zu 22 kW Ladeleistung im Simulationsmodell integriert. Für Straßen-, Heim- und Arbeitsladung ist auf Grund der langen Standzeiten eine höhere Ladeleistung nicht sinnvoll und daher unwahrscheinlich. Eine Tankstelle oder ähnliche Bebauung zur Überbrückung der Aufenthaltsdauer für die Landung an eine Schnellladesäule ist im betrachteten Gewerbegebiet nicht auffindbar. Für Kundenladesäulen mit einer Ladeleistung größer 22 kW liegen bisher keine Informationen zum Nutzerverhalten vor. Eine Adaption der vermessenen 22 kW Kundenladesäule auf 50 kW ist auf Grund der geringen geladenen Energiemengen nicht realistisch.

3.3 Einsteckverhalten (S3)

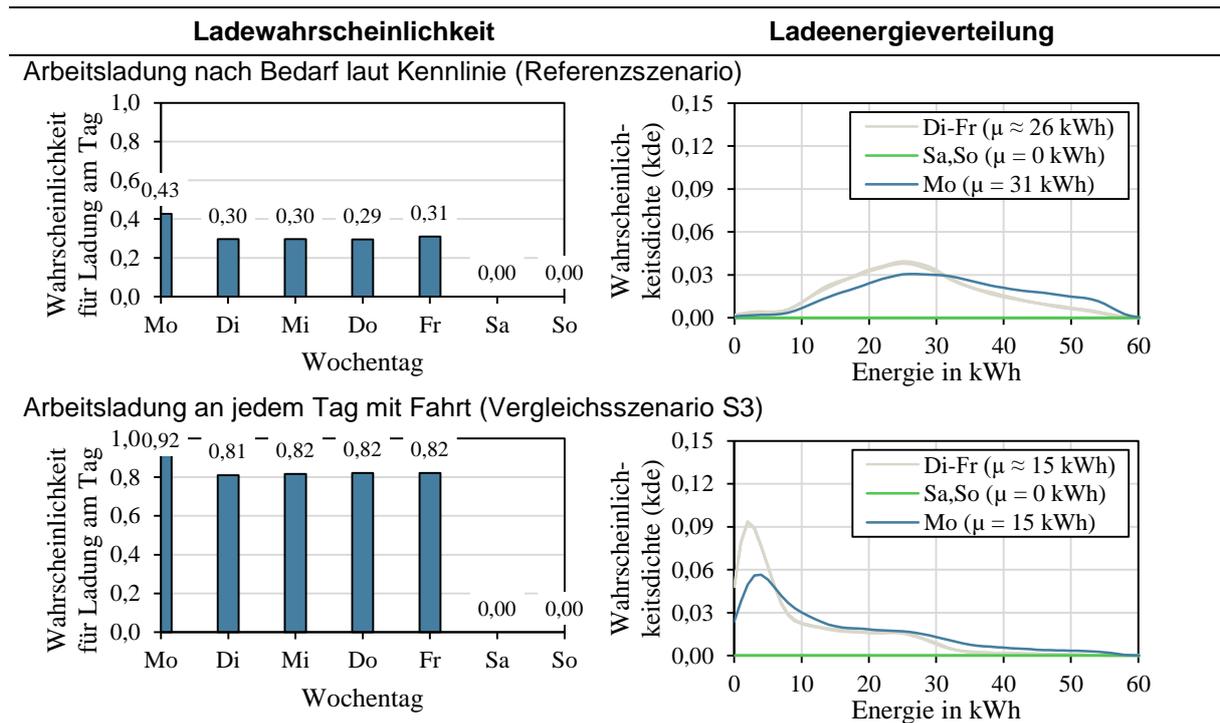
Mit dem Begriff Einsteckverhalten wird in diesem Artikel beschrieben, in welchem Abstand hinsichtlich Zeit und geladener Energie das BEV mit seinem üblichen Ladepunkt verbunden wird, um einen Ladevorgang durchzuführen. Grundsätzlich wird dabei zwischen dem sofortigen Laden nach der Rückkehr zum üblichen Ladepunkt und dem bedarfsgerechten Laden unterschieden. Hierbei ist die bedarfsgerechte Ladung stark abhängig von der Batteriegröße, da das Fahrzeug erst nach Unterschreiten einer bestimmten Restreichweite mit dem Ladepunkt verbunden wird. Die Batterie-Nettokapazität wird in Anlehnung an [26] (50 kWh) und unter Berücksichtigung neuerer Fahrzeugmodelle (VW ID.3: klein 45 kWh, mittel 58 kWh, groß 82 kWh [27], Hyundai IONIQ 5: klein 58 kWh, groß 72,6 kWh [28]) mit 60 kWh definiert. Beim bedarfsgerechten Einsteckverhalten wird aus der in [26] definierten Kurve eine minimale Restenergie von 25 kWh (ca. 125 km Restreichweite) und ein minimaler Verbrauch von 7,5 kWh (ca. 38 km Fahrstrecke) ohne Ladung für das Referenzszenario berechnet. Die resultierende Kurve, die das Einsteckverhalten in Abhängigkeit des SoC beschreibt, ist Block 2 in Abbildung 2 zu entnehmen. Die Auswertungen der Nutzersimulation zeigen Tabelle 8 und Tabelle 9 im Vergleich zu dem bedarfsgerechten Einsteckverhalten (Referenzszenario) und einer sofortigen Ladung an jedem Tag, an dem Fahrten stattgefunden haben (Vergleichsszenario S3).

Tabelle 8: Variation des Einsteckverhaltens beim Heimladen



Für das Auftreten eines Ladevorgangs im Rahmen des Heimladens ergeben sich im Referenzszenario an allen Tagen von Montag bis Sonntag ähnliche Wahrscheinlichkeiten im Intervall von 0,15 bis 0,19. Das entspricht in etwa einer Ladung an jedem sechsten Tag mit einer mittleren Energie (μ) von 24 kWh bzw. 25 kWh. Beim Vergleichsszenario S3 liegt der Mittelwert der geladenen Energie an den Werktagen bei 8 kWh und einer Ladewahrscheinlichkeit zwischen Mo und Fr bei 0,55 bzw. 0,56. Weniger Nutzungstage aber längere Fahrstrecken finden am Wochenende statt. Das zeigt sich durch eine geringere Ladewahrscheinlichkeit mit mehr Ladeenergie bei durchschnittlich 9 kWh pro Ladung.

Tabelle 9: Variation des Einsteckverhalten bei der Arbeitsladung



Am Arbeitsplatz wird davon ausgegangen, dass nur von Montag bis Freitag geladen wird. Durch die nicht stattfindende Arbeitsladung am Wochenende wird am Montag deutlich häufiger und dabei auch mehr Energie geladen als an den anderen Wochentagen. Für die Untersuchung der Netzbelastung wird deshalb immer die Ladewahrscheinlichkeit und Ladeenergieverteilung des Montags verwendet, um den kritischen Fall abzudecken.

3.4 Temperatur (S4)

Der temperaturabhängige Energiebedarf von Elektrofahrzeugen wird mit der in [29] beschriebenen Temperatur-Reichweiten-Kurve analog zu [17, 30] abgeleitet. Es resultiert eine Polynomfunktion 3. Grades, die den Temperaturkoeffizienten $k(\vartheta)$ für den Energiebedarf in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur ϑ beschreibt. Die in Gleichung (5) beschriebene Funktion ist in Abbildung 2 Block 2 abgebildet. Wie dem Funktionsverlauf zu entnehmen ist, liegen bei 21 °C optimale Bedingungen bezüglich des Energieverbrauchs vor.

$$k(\vartheta) = 1,0829 \cdot 10^{-5} \cdot \vartheta^3 + 4,8833 \cdot 10^{-4} \cdot \vartheta^2 - 3,7619 \cdot 10^{-2} \cdot \vartheta + 1,467 \quad (5)$$

$$\begin{array}{ll} k(\vartheta) & \text{Temperaturkoeffizient} \\ \vartheta & \text{Umgebungstemperatur} \end{array}$$

Zur Bestimmung einer typischen Wintertemperatur erfolgt eine Auswertung von Kälteperioden mit Temperaturmessdaten im 1-Stundenintervall zwischen den Jahren 1993 und 2020 am Flughafen München [31]. Wie Tabelle 8 und Tabelle 9 zeigen, liegt das Ladeintervall je nach Einsteckverhalten und Ladeort zwischen durchschnittlich einem und sechs Tagen. Der Energieinhalt der angenommen 60 kWh Batterie wird über mehrere Tage ausgespeichert, bis es zu einer erneuten Ladung kommt. Ein erhöhter Energieverbrauch kommt deshalb erst nach mehreren kalten Tagen vollständig in der Netzbelastung zu tragen. Für die nachfolgende Auswertung in Abbildung 4 werden deshalb Kälteperioden berücksichtigt, an denen mindestens

an zwei aufeinanderfolgenden Tagen eine definierte Tagesdurchschnittstemperatur unterschritten bleibt. Die Auswertung startet auf Grund des Wertebereichs des Datensatzes bei -5 °C und orientiert sich an fünf Arbeitsschritten:

1. Ermittlung von Tagesmittelwerten aus den 1-Stundenwerten
2. Definition des Grenzwertes für die maximale mittlere Tagestemperatur der Kälteperiode (z.B. $\vartheta = -5\text{ °C}$)
3. Identifikation der Kälteperioden mit Hilfe der Tagesmittelwerte und Bestimmung der Dauer und Durchschnittstemperatur
4. Definition eines neuen Grenzwertes für maximale mittlere Tagestemperatur (z.B. $\vartheta = -6\text{ °C}$)
5. Wiederholung von Schritt 3 und 4 bis die kälteste Kälteperiode ermittelt ist

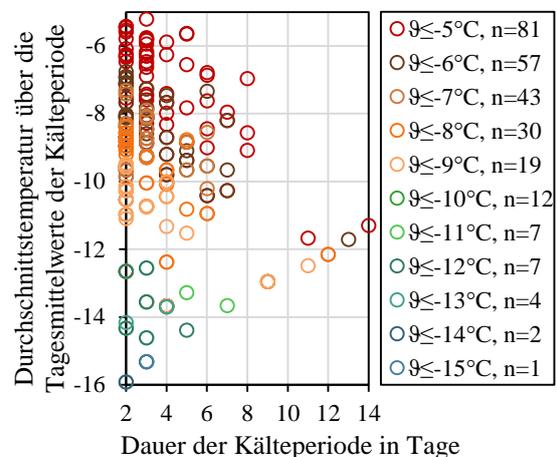


Abbildung 4: Kälteperioden mit Durchschnittstemperatur und Dauer in München von 1993 bis 2020

Um im Referenzszenario eine Kälteperiode im Winter mit einer möglichst niedrigen Umgebungstemperatur mit nennenswerter Auftretswahrscheinlichkeit abzubilden, wird eine Temperatur gewählt, die im Durchschnitt jedes Jahr einmal auftritt. Bei einem Betrachtungszeitraum von 27 Jahren sind 30 Kälteperioden mit einer Temperatur kleiner -8 °C aufgetreten. Da die Mittelwerte der Kälteperioden kleiner als -8 °C sind, wird in Anlehnung an [17] eine Temperatur von -10 °C definiert. Bei der Berechnung der Tagesmittelwerte wurde außerdem der Einfluss unterschiedlicher Gewichtungen untersucht, um zu berücksichtigen, dass die meisten Fahrten tagsüber stattfinden, wenn die Temperaturen typischerweise über dem Tagesdurchschnitt liegen. Eine Gewichtung der 1-Stunden-Mittelwerte der Temperatur mit einem Faktor von 1 für die Zeit zwischen 6 Uhr und 20 Uhr sowie 0,25 zwischen 20 Uhr und 6 Uhr hat zu einer Reduzierung auf 22 Kälteperioden bei -8 °C geführt. Bei einer zweiten Auswertung mit Temperaturdaten in Berlin wurden 19 Kälteperioden mit einer Temperatur kleiner -8 °C ermittelt. Im Vergleichsszenario S4 wird eine Temperatur von $+25\text{ °C}$ betrachtet, bei der der Energiebedarf eines BEV gemäß Gleichung (5) nahe dem Minimum liegt.

3.5 Durchdringung, Mitarbeiter- und Kundenladeanteil (S5)

Im Referenzszenario S0 wird eine Durchdringung mit BEV von 100 % definiert, da für diesen Wert die maximale Anzahl von Eingriffen durch das DLM erwartet wird. Es wird angenommen, dass 90 % aller BEV mit Heimstellplatz und 80 % aller BEV mit Straßenstellplatz im Wohngebiet laden. Das Mitarbeiterladen ist auf Grund von branchen- und firmenspezifischen Strategien schwer zu prognostizieren. Unter Berücksichtigung eines hohen zu erwartenden Heimladeanteils [32] und einem Anteil von Mitarbeitern, die nicht mit dem PKW zur Arbeit kommen, wird im Referenzszenario angenommen, dass 30 % der Beschäftigten ihr BEV am Arbeitsplatz laden. Im Vergleichsszenario S5 wird eine Durchdringung von 50 % und ein Mitarbeiter Ladeanteil von 15 % gewählt. Derzeit gibt es keine verlässliche Datengrundlage für das typische flächen- oder mitarbeiterbezogene Kundenaufkommen eines Gewerbebetriebes, um eine durchschnittliche Anzahl von Kunden, die Ladeinfrastruktur an Gewerbestandorten nutzen zu

ermitteln. Deshalb wird eine Anzahl von ladenden Kunden pro Tag pro 100 m² Netto-Raumfläche bestimmt, die im Referenzszenario (S0) 1 und im Vergleichsszenario (S5) 0,5 ladenden Kunden pro 100 m² Gewerbefläche entspricht. Annahme: Ladesäulen für Kunden eines Gewerbebetriebes werden nicht in das DLM des entsprechenden Netzanschlusses mit eingebunden.

4 Validierung des Lastprofilgenerators

In diesem Abschnitt wird die Funktion des BEV-Profilgenerators mit den Parametern aus den vorgestellten Szenarien validiert. Die verwendeten Größen Tagesenergiebedarf, Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge stehen im Vergleich mit Literaturwerten.

4.1 Tagesenergiebedarf

Der tägliche Energiebedarf ist hauptsächlich von der durchschnittlichen Tagesfahrstrecke und der Umgebungstemperatur abhängig. In Tabelle 10 erfolgt ein Abgleich mit Wussow [17]. Die Annahmen unterscheiden sich primär in der angenommenen Tagesfahrstrecke konventioneller PKW, die sich in [17] auf die Studie Mobilität in Städten – SrV 2013 [33] mit der dort angegebenen durchschnittlichen Fahrstrecke (40,5 km) für ländliche Regionen bezieht. Die in dieser Arbeit angesetzten PKW-Tagesstrecken basieren auf der Studie MiD2017 [16] mit einer durchschnittlichen Strecke von 22,1 km für private und 30,6 km für gewerbliche PKW pro Tag im Raumtyp Metropole und Großstadt. Die Rohdaten von MiD2017 [16] enthalten für den betrachteten Raumtyp einen Wertebereich zwischen 0 und 713 km. Da die Reichweite von BEV vor allem bei kalten Temperaturen begrenzt ist, wird bei Fahrstrecken, die über die Reichweite des BEV hinausgehen von einer Zwischenladung an einem anderen Ladeort ausgegangen. Der resultierende durchschnittliche Tagesenergiebedarf aus der Nutzersimulation ist in Abbildung 2 beschrieben.

Tabelle 10: Vergleich des durchschnittlichen Tagesenergieverbrauchs über alle Wochentage

BEV	Raumtyp	Ø Tagesstrecke	Temperatur	Ø Tagesenergie	kWh/km
Allgemein Wussow [17]	Ländliche Gebiete	40,5 km	-10 °C	8,6 kWh	0,212
Privat	Metropole & Großstadt	22,1 km	-10 °C	4,4 kWh	0,200
Gewerblich	Metropole & Großstadt	30,6 km	-10 °C	6,6 kWh	0,216
Allgemein Wussow [17]	Ländliche Gebiete	40,5 km	25 °C	5,3 kWh	0,131
Privat	Metropole & Großstadt	22,1 km	25 °C	3,0 kWh	0,136
Gewerblich	Metropole & Großstadt	30,6 km	25 °C	4,1 kWh	0,134

4.2 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird für eine definierte Anzahl an BEV Ladeprofile generiert und nach möglichst vielen Iterationen die maximal aufgetretene Spitzenlast zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors herangezogen. Wie Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen, ergeben sich durch Variation der Eingangsgrößen wie Ladeort, Ladeleistung, Einsteckverhalten und Wochentag unterschiedliche Faktoren. Die Berechnung der Stützwerte erfolgt auf Grund hoher Berechnungszeiten der Simulation mit 400 Iterationen, weshalb die Stützwerte Streuungen ausgesetzt sind.

Da die Ergebnisse der Nutzersimulation für die Arbeitsladung in Tabelle 9 zeigen, dass an Montagen eine größere Energiemenge und häufiger geladen wird, bezieht sich die Auswertung primär auf Montag. Repräsentativ für einen Wochentag mit weniger intensivem Ladeverhalten sind Dienstag. Es wird zwischen dem in Abschnitt 3.3 beschriebenen täglichen Einsteckerhalten (Täglich) und dem Einsteckverhalten bedarfsabhängig vom Batteriefüllstand (Bedarf) unterscheiden.

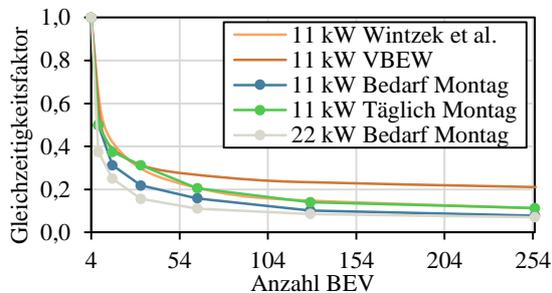


Abbildung 5: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Heimladen bei -10 °C, Vergleich: [34, 35]

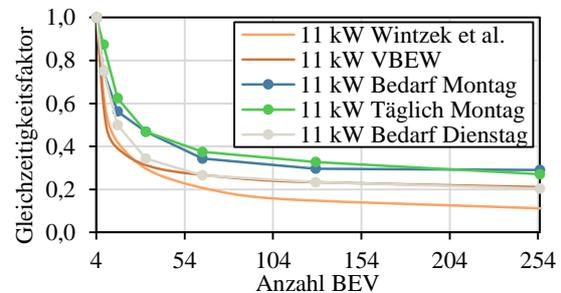


Abbildung 6: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Arbeitsladen bei -10 °C, Vergleich: [34, 35]

Im Vergleich zu der von Wintzek et al. [34] ermittelten Kurve sind die in dieser Arbeit ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren für Heimladung bei 11 kW in Abbildung 5 sehr ähnlich oder geringer, was möglicherweise auf andere Annahmen bei der Fahrstrecke oder Ladeenergie zurückzuführen ist. Bei der Arbeitsladung entstehen deutlich höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren auf Grund der größeren Energiemengen, da diese nur an Werktagen geladen und längere Fahrstrecken zurückgelegt werden. Außerdem besteht eine sehr hohe Einsteckwahrscheinlichkeit zwischen 7 Uhr und 9 Uhr. Die vom Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW) [35] veröffentlichte Gleichzeitigkeitskurve zur Dimensionierung von Netzanschlüssen deckt sich näherungsweise mit der Bedarfsladung am Dienstag. Ein Zusammenhang mit der Temperatur ist sowohl für die Gleichzeitigkeitsfaktoren von Wintzek et al. und VBEW als auch für den durchschnittlichen Lastgang von Samweber (MONA) [36] in Abbildung 7 ist nicht bekannt.

4.3 Durchschnittlicher Ladelastgang

Analog zur Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren kann durch die Mittelwertbildung über die Simulationszeitpunkte (200 Iterationen mit 255 BEV) ein durchschnittlicher Ladelastgang erzeugt werden. Das von Samweber (MONA) [36] veröffentlichte Profil überschneidet sich in Abbildung 7 mit der täglichen 11 kW Heimladung am Montag. Es wird davon ausgegangen, dass sich die in der vorliegenden Arbeit zugrunde gelegten Parameter des erhöhten Energieverbrauchs bei -10 °C aber kürzeren Fahrstrecken im Vergleich zu Samweber (MONA) ausgleichen und deshalb die Profile sehr ähnlich sind. Ein verändertes Einsteckverhalten (Bedarf/Täglich) führt zu einer unterschiedlichen Aufteilung der Ladeenergie auf die Wochentage und in diesem Fall zu weniger Ladeenergie bei der 11 kW-Heim-Bedarfs-Ladung als bei 11 kW-Täglich-Ladung am Montag. Mit steigender Ladeleistung und weniger Energie pro Ladevorgang schiebt sich die Lastspitze bei der Heimladung von ca. 19 Uhr auf 18 Uhr.

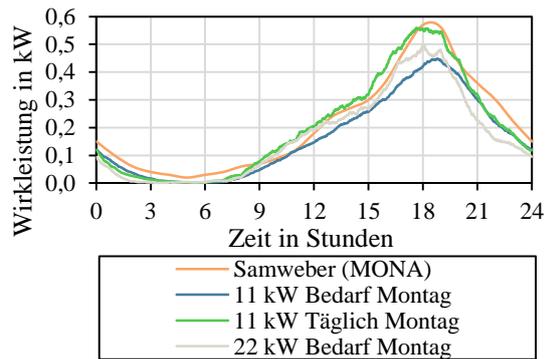


Abbildung 7: Durchschnittlicher Ladelastgang bei der Heimladung bei -10°C , Vergleich: [36]

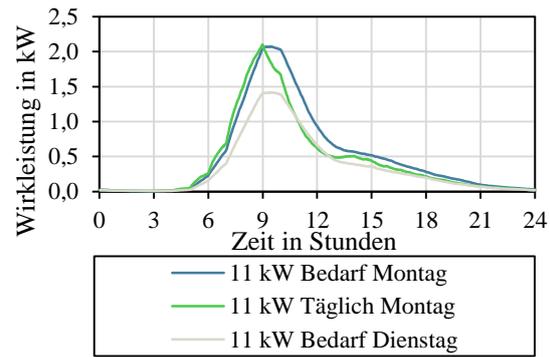


Abbildung 8: Durchschnittlicher Ladelastgang bei der Arbeitsladung bei -10°C

Im Vergleich zur Heimladung mit 0,6 kW erreichen die Profile der Arbeitsladung am Montag ca. 2 kW (siehe Abbildung 8). Am Dienstag ist das Profil etwas flacher mit bis zu 1,5 kW pro kW zur Spitzenzeit um etwa 9 Uhr. Die tägliche Ladung führt zu einem deutlich schnelleren Abfall der Lastspitze.

5 Bewertung der Netzbelastung

In diesem Abschnitt wird untersucht, inwiefern sich die Spitzenlast am Ortsnetztransformator und an den NS-Strängen der drei Beispielnetze durch DLM am Netzanschluss reduziert. Da eine gesicherte Prognose schwierig ist, werden Einflussfaktoren wie Ladeleistung (S2), Einsteckverhalten (S3), Temperatur (S4) und Durchdringung (S5) in Vergleichsszenarien betrachtet und deren Relevanz untersucht. Als Vergleichsgröße dient die über 100 Iterationen zu jedem Zeitschritt maximal aufgetretene Scheinleistung $S_{\max,iter}(t)$, die in Gleichung (6) definiert ist.

$$S_{\max,iter}(t) = \max_{1 \leq i \leq n_{iter}} S_i(t) \quad (6)$$

- $S_i(t)$ Momentanwert der Scheinleistung in der Iteration i
- n_{iter} Anzahl der durchgeführten Iterationen

Es wird im gesamten NS-Netz vereinfacht eine Netzspannung von 95 % der Nennspannung (380 V) angenommen sowie eine Strombelastbarkeit der NS-Kabel von 300 A (NA2X2Y 4x150 mm² in Erde). Das entspricht einer übertragbaren Scheinleistung von 197 kVA. Ein Simulationsdurchlauf entspricht drei zusammenhängenden Werktagen, für die jeweils 100 Iterationen berechnet werden. Auf Grund der Einschwingzeit des BEV-Generators werden als Ergebnis nur der zweite und dritte Simulationstag in den Diagrammen dargestellt. Um die dargestellten Daten auf eine relevante Auswahl zu beschränken sind jeweils die Lastgänge an den Transformatoren und zwei ausgewählten NS-Strängen dargestellt. Die beiden ausgewählten Stränge repräsentieren einen für das Netz typischen Strang (Typischer Strang) und einen Strang, an dem ein spezielles Verhalten (Spezieller Strang) zu erkennen ist. Abbildung 9 zeigt den topologischen Aufbau der Netze mit dem ausgewählten typischen Strang (blau) und speziellen Strang (grün). Alle NS-Netze werden als Strahlnetz mit offenen Trennstellen betrieben, auch wenn die Netztopologie häufig stark vermascht ist.

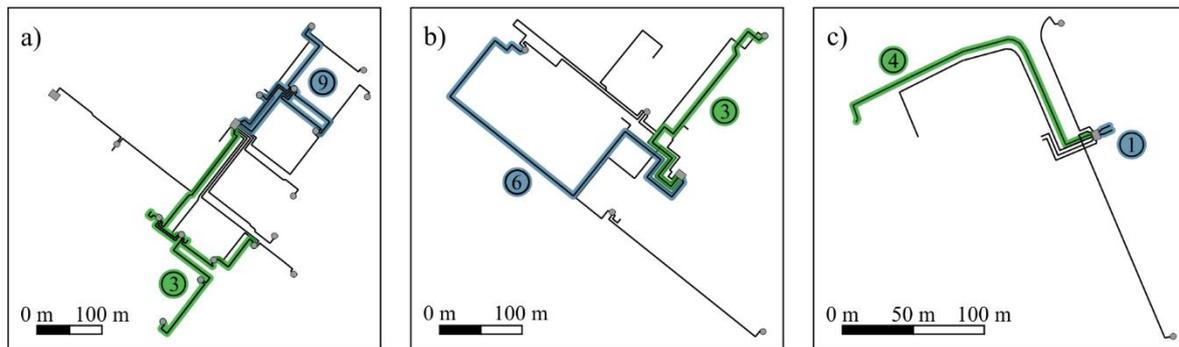
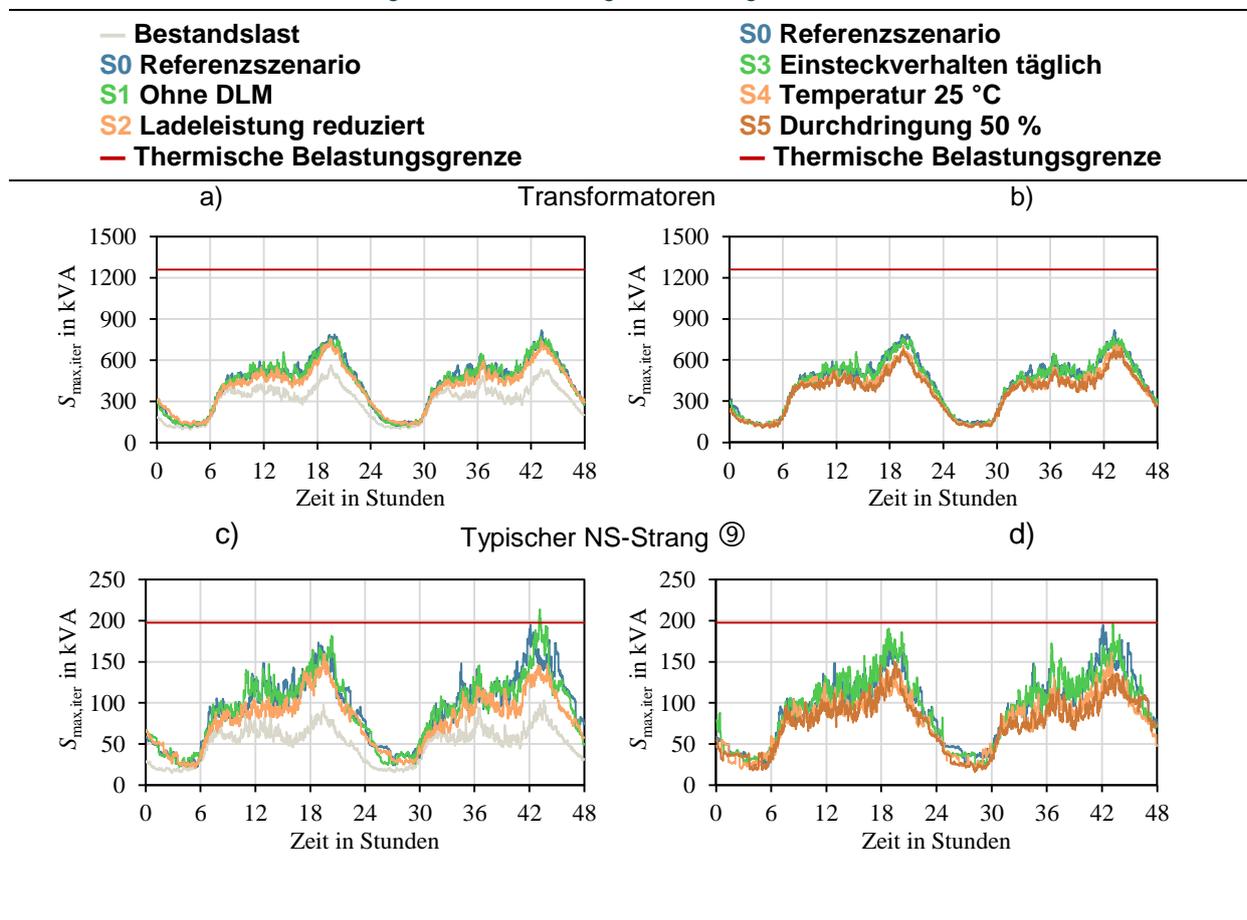
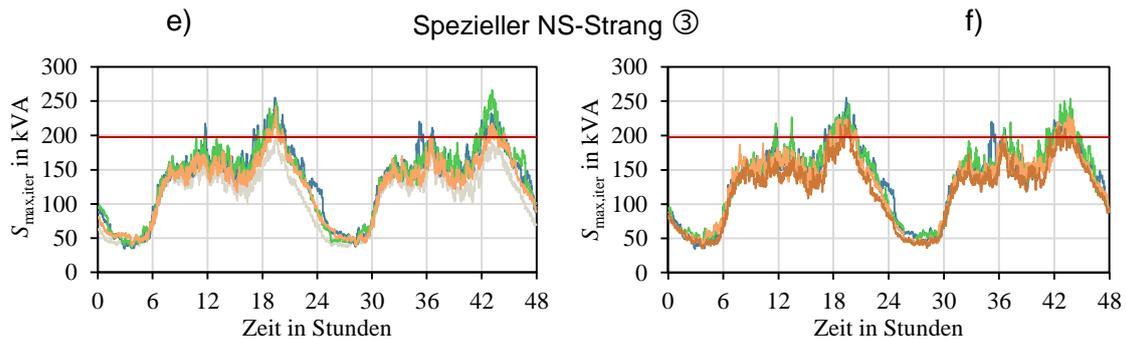


Abbildung 9: Topologische Darstellung der untersuchten NS-Netze a) Wohnen Altbau, b) Wohnen Neubau, c) Gewerbe mit den ausgewählten typischen (blau) und speziellen (grün) NS-Strängen

Das Netz Wohngebiet Altbau (Tabelle 11) wird von zwei 630 kVA Transformatoren gespeist und versorgt etwa 50 Mehrfamilienhäuser in Blockbebauung, die teilweise sehr ungleichmäßig auf die 11 Netzstränge verteilt sind. An einem typischen Wintertag um ca. 20 Uhr tritt in der Bestandslast eine maximale Scheinleistung (ohne Nachtspeicherheizung und BEV) von etwa 500 kVA auf. Die Analyse des PKW-Bestands und der Parksituation hat kleine Ansammlungen von privaten Parkplätzen (0 bis 12 Stellplätze) vor Gebäuden und in Tiefgaragen (5 bis 18 Stellplätze) ergeben. Die meisten Stellplätze befinden sich im Straßenbereich. Im Referenzszenario bei DLM (u.a. 100 % Durchdringung, -10 °C, 80 % Straßenladung, 90 % Heimladung) erhöht sich die Spitzenlast durch die BEV um etwa 300 kVA. Die Abschaltung des DLM in Szenario S1 sowie die Änderung des Einsteckverhaltens (S3) führt zu keiner nennenswerten Veränderung des Profils in Tabelle 11 a).

Tabelle 11: Maximale Scheinleistung am Ortsnetztransformator und zwei ausgewählten NS-Strängen im Wohngebiet Altbau

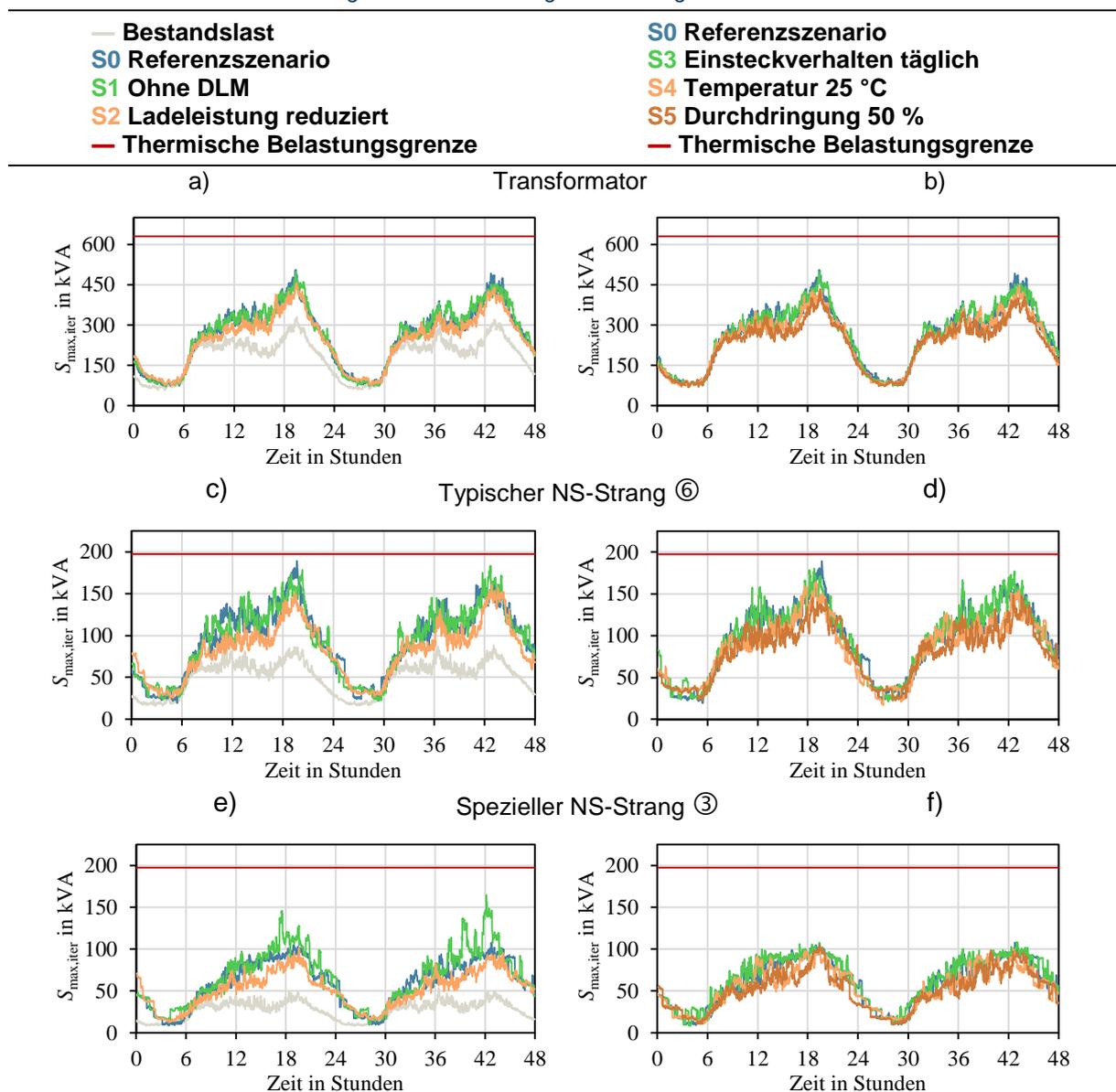




Der Vergleich der gemittelten Lastgänge von S0 mit S1 und S3 kommt zum selben Ergebnis (nicht dargestellt). Die Reduzierung der Ladeleistung, Erhöhung der Temperatur und Reduzierung der Durchdringung auf 50 % senkt die Spitzenlast jeweils um etwa 100 kVA (Tabelle 11 a) und b)). Im Versorgungsgebiet des repräsentativen Netzstrangs mit etwa 200 Bewohnern parken 48 PKW auf privatem Grund und etwa 30 PKW am Straßenrand. Im Referenzszenario sowie S1 und S3 führt die Heim- und Straßenladung zu einer Spitzenlast von etwa 200 kVA, was die Bestandslast in etwa verdoppelt. Die anderen Vergleichsszenarien S2, S4, S5 liegen bei etwa 160 kVA (Tabelle 11 c) und d)). Ein Eingriff durch das DLM hat auf Grund der zu geringen Anzahl von Heimpladungen im Verhältnis zu Sicherungsgröße kaum stattgefunden. Am speziellen Strang liegt der Maximalwert der simulierten Bestandslast bereits an der Belastungsgrenze der Leitung (Tabelle 11 e)). Durch das Verschieben der Trennstellen ist es möglich, die Last auf benachbarte Stränge gleichmäßiger aufzuteilen (Abbildung 9) und den betrachteten Strang zu entlasten. Auf Grund der geringen Anzahl privater Stellplätze im Versorgungsbereich des Strangs steigt die Leistung im Verhältnis zum typischen Strang in den Szenarien deutlich geringer an (Tabelle 11 e) und f)).

Tabelle 12 zeigt die Simulationsergebnisse für das Netz Wohngebiet Neubau, das über einen 630 kVA Transformator die Netzanschlüsse von ca. 20 Mehrfamilienhäusern und 49 Reihenhäusern versorgt. Die Bestandslast liegt bei etwa 300 kVA. Mehrere Gebäude bilden jeweils einen Gebäudekomplex, der über eine Tiefgarage verfügt. Den Tiefgaragen werden auf Basis der Standortanalyse jeweils zwischen 21 und 57 Stellplätze bzw. BEV zugeordnet, die dort laden. Wie im Altbau Netz ist am Transformator (Tabelle 12 a) und b)) keine wesentliche Änderung der Spitzenlast durch DLM erkennbar. Der typische Netzstrang speist unter anderem zwei Gebäude mit einer Netzanschlussleistung von jeweils 80 A, denen in der Standortanalyse Tiefgaragen mit 43 und 24 Stellplätzen zugeordnet wurden. In der Untersuchung wurden die Netzanschlüsse für die Integration der Ladepunkte nicht vergrößert, um einen bemerkbaren Effekt durch das DLM zu erzielen. Der simulierte Leistungsverlauf über einen Tag für einen der beiden Netzanschlüsse ist in Abbildung 3 bei der Einführung des DLM dargestellt. Der Summenlastgang am Netzstrang mit und ohne DLM ist S0 und S1 (Tabelle 12 c) zu entnehmen. Auch wenn das DLM an dem beschriebenen Netzanschluss greift, ist durch die Überlagerung der Lasten anderer Netzanschlüsse kaum ein Unterschied im Strang feststellbar. Der spezielle Strang versorgt zwei 125 A Netzanschlüsse mit jeweils 23 Haushalten. Die an einem der beiden Anschlüsse mitversorgte Tiefgarage mit 51 BEV verursacht im Vergleichsszenario S1 ohne DLM Lastspitzen, die um etwa 50 kVA größer sind als mit DLM in Szenario S0 (Tabelle 12 c)). Die Vergleichsszenarien für Ladeleistung, Temperatur und reduzierte Durchdringung führen gegenüber dem Referenzszenario wiederum zu einer Reduktion der Spitzenlasten in den NS-Strängen.

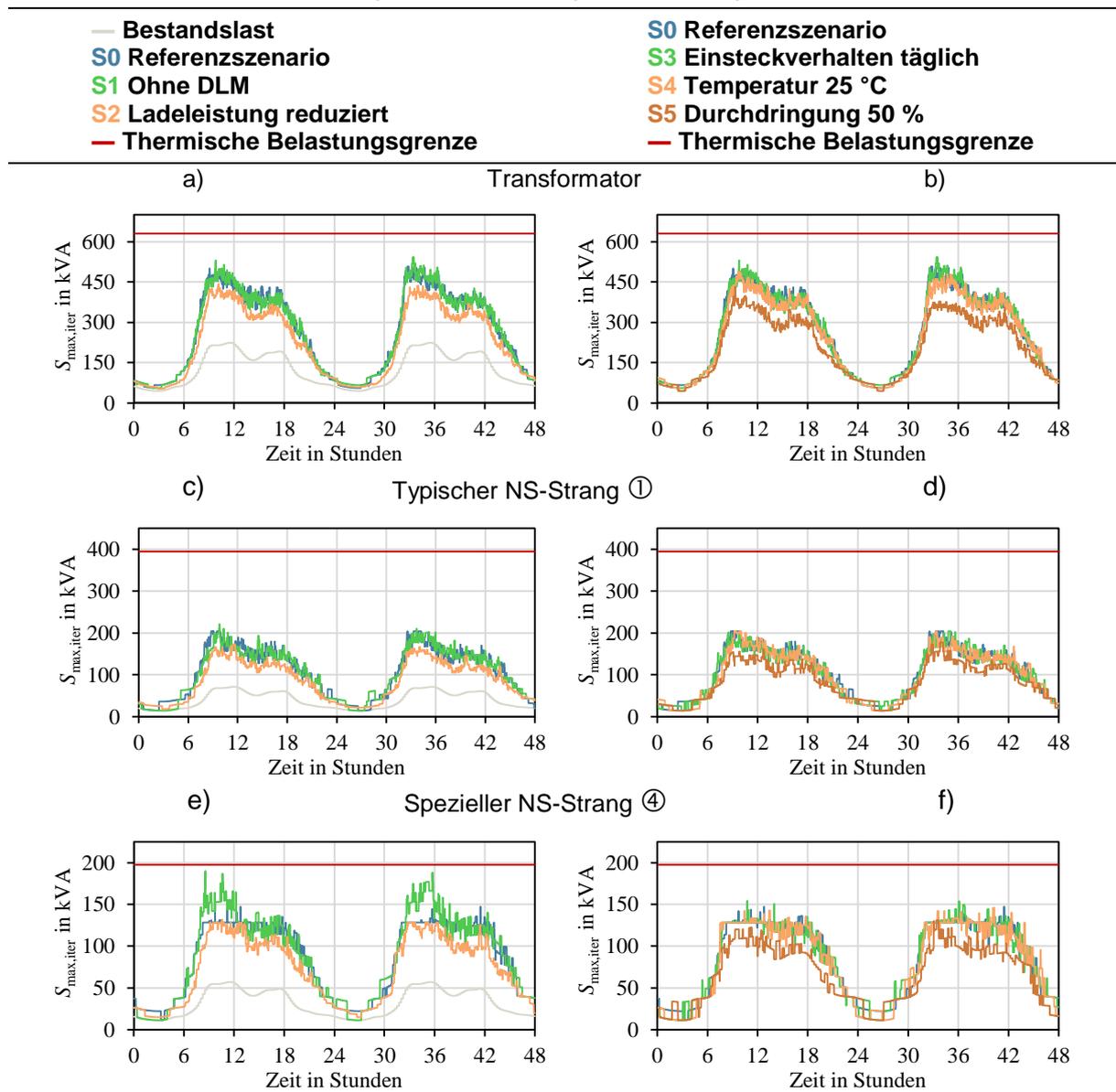
Tabelle 12: Maximale Scheinleistung am Ortsnetztransformator und zwei ausgewählten NS-Strängen im Wohngebiet Neubau



Im Gewerbenetz werden 4 Netzanschlüsse von Gewerbekunden über eine direkte Leitungsverbindungen von der Transformatorstation (630 kVA, Tabelle 13) versorgt. Unter der Annahme in S0, dass 30 % der insgesamt 119 Mitarbeiter aller Betriebe ihr BEV am Arbeitsplatz laden und zusätzlich 1 Kunde pro 100 m² Nutzfläche und Tag die Kundenladesäulen nutzt, verdoppelt sich Spitzenlast im Vergleich zur Bestandslast unabhängig vom DLM am Transformator. Der Gewerbetrieb am typischen Strang ist über eine Doppelleitung an die Transformatorstation angebunden und mit einer Anschlusssicherung von 315 A abgesichert. Das DLM würde damit bei einer Leistung von 207 kVA die Leistung der Mitarbeiter-Ladepunkte reduzieren (Tabelle 13 c) und d)). Beim speziellen Strang in Tabelle 13 e) und f) ist der versorgte Anschluss nur auf 200 A abgesichert. Wie der Verlauf von S0 zeigt, ist eine Reduzierung der Ladeleistung zwischen 8 Uhr und 18 Uhr aufgetreten. Auch bei einer BEV-Durchdringung mit 50 % (S5) ist der Einfluss auf die Profilform durch das Lastmanagement zu erkennen, wobei dort die Leistungsreduzierung an den Ladepunkten nur noch zwischen 8 Uhr und 13 Uhr auf-

tritt. Im Gewerbebezirk ist für das Kundenladen bisher keine Temperaturabhängigkeit berücksichtigt. Der reduzierte Energiebedarf bei 25 °C für das Arbeitsladen zeigt sich deshalb in Tabelle 13 b), d) und f) nur geringfügig an der Leistungsspitze im Vergleich zum Referenzszenario.

Tabelle 13: Maximale Scheinleistung am Ortsnetztransformator und zwei ausgewählten NS-Strängen im Gewerbegebiet



6 Fazit und Ausblick

Die vorgestellte Methodik ermöglicht eine detaillierte Modellierung von Elektromobilitätszenarien an realen NS-Netzen. Fehlende Detailinformationen zur regionalen Verteilung von Ladepunkten und unsicheren Prognosen zum Technologiefortschritt werden durch begründete Annahmen und dem Ergebnisvergleich unterschiedlicher Eingangsparameter ersetzt. Der gewählte Modellierungsansatz basiert auf Standortdaten und wurde an zwei Wohngebieten in Block- (Altbau) und Zeilenbebauung (Neubau) sowie einem Gewerbegebiet mit Einzel- und

Großhandel angewendet. Die gewählte Vorgehensweise kann auf andere NS-Netze übertragen werden. Eine besondere Hausforderung ist die Abschätzung bisher nicht verfügbarer Datenquellen zu den Standorten und der Stellplatzzahl von privaten Tiefgaragen.

Mit dem entwickelten BEV-Profilgenerator können Ladevorgänge an Heim- und Arbeitsladepunkten, sowie das Laden an öffentlichen Ladesäulen im städtischen Umfeld simuliert werden. Abhängig von den Standortbedingungen an den Netzanschlüssen werden individuelle Ladeprofile für jeden Netzanschluss generiert. Bei Aktivierung des DLM kann der Profilgenerator die Ladeleistung der Ladepunkte an einem Netzanschluss drosseln. Durch die Anpassung der Eingangsparameter können unterschiedliche Ladeleistungen, Temperaturen, Einsteckverhalten und Fahrzeugdurchdringungen untersucht werden. Die Validierung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Ladelastgängen zeigt eine Übereinstimmung mit bereits bekannten Literaturwerten für die Heimladung. Für das Arbeitsladen werden bedingt durch abweichende Annahmen zum Heimladen höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren erreicht. Diese sind in der den längeren Fahrstrecken von BEV mit Arbeitsladepunkt und der nicht verfügbaren Lademöglichkeit am Arbeitsplatz während dem Wochenende begründet.

Bei der Anwendung eines DLM in den drei Beispielnetzen hat sich gezeigt, dass das DLM keinen relevanten Einfluss auf die Spitzenlast der Ortsnetztransformatoren hat. Erst bei einer größeren Anzahl an Ladepunkten in Kombination mit einer verhältnismäßig kleinen Maximalleistung des Hausanschlusses resultiert eine bemerkbare Reduktion der Belastung der NS-Stränge durch DLM. In den untersuchten Netzgebieten liegt der Vorteil von DLM primär darin, dass eine Überlastung des bestehenden Netzanschlusses ausgeschlossen werden kann. Dadurch können unnötige Hochsicherungen und ggf. verbundene Netzverstärkungen vermieden werden. Um die Erkenntnisse aus den Beispielnetzen verallgemeinern zu können, ist die Betrachtung weiterer Netze erforderlich und vorgesehen.

Ausschließlich in Extremszenarien konnte eine kurzzeitige thermische Überlastung durch die Zusatzbelastung mit Elektromobilität in der Niederspannung festgestellt werden. Zur Bewertung der Spannungsqualität werden in weiterführenden Arbeiten die Lastgänge als Eingangsdaten für detaillierte Lastflussberechnungen verwendet. In Folgeuntersuchungen wird außerdem der Einfluss auf die Netzbelastung in den höheren Spannungsebenen thematisiert.

7 Danksagung

Die Autoren danken dem Referat für Stadtplanung und Bauordnung der Landeshauptstadt München für die Bereitstellung detaillierter Geodatenätze zum Flächennutzungsplan, sowie dem Statistischen Amt München für Bereitstellung von Zahlen zum PKW-Bestand und der Bevölkerung aus dem ZIMAS (Zentrales Informationsmanagement- und Analysesystem). Vielen Dank für die gute Zusammenarbeit.

Kartendaten unterliegen dem Copyright der Mitwirkenden von OpenStreetMap und sind unter <https://www.openstreetmap.org> verfügbar. Informationen von OpenStreetMap werden unter der Open Database License (ODbL) zur Verfügung gestellt. Der vollständige Gesetzestext dieser Lizenz ist unter <https://opendatacommons.org/licenses/odbl/> verfügbar.

8 Literatur

- [1] Kraftfahrt-Bundesamt, *Monatsergebnisse - Neuzulassungen mit alternativen Antrieben (FZ 28)*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz28_n_uebersicht.html?nn=1146130 (Zugriff am: 2. August 2021).
- [2] F. Samweber *et al.*, „Teilbericht Maßnahmenklassifizierung - Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/images/stories/publikationen/718_MONA_Massnahmenbericht/MONA-Ma%C3%9Fnahmenbericht.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [3] Stadtwerke München GmbH, *M-Ladelösung – die Ladestation fürs Elektroauto*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swm.de/elektromobilitaet/privat-laden> (Zugriff am: 2. August 2021).
- [4] P. Esslinger und R. Witzmann, „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte“. 12. Symposium Energieinnovation, Graz, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Esslinger.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [5] M. Günther und A. Müller, „Ortsaufgelöste Transformation des Gebäudebestands in München zur Prognose der Fernwärmebedarfs“. Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften. Workshop (2020), Bayreuth, 2020.
- [6] Landeshauptstadt München Referat für Stadplanung und Bauordnung, *Flächennutzungsplan mit integrierter Landschaftsplanung*. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnp-muenchen.de/pdf/fnp_faltblatt_2020.pdf (Zugriff am: 2. August 2021).
- [7] OpenStreetMap contributors, *OpenStreetMap*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openstreetmap.org/> und <https://www.opendatacommons.org> (Zugriff am: 2. August 2021).
- [8] Statistisches Amt München, *ZIMAS: Auswertung Stand: 28.01.2021*.
- [9] P. Geißer, *Zehn Jahre ZIMAS*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewi6iM30z6nyAhU9SfEDHeJWDNUQFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.muenchen.de%2Ffrathaus%2Fdam%2Fjcr%3A1a83cfc4-d249-4b6c-8883-49fa63ec8593%2Fmb060205.pdf&usq=AOvVaw2AfgKbda3w_OjFO8GEI7qq (Zugriff am: 11. August 2021).
- [10] B. Schlomann *et al.*, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, München, Nürnberg, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=7. Zugriff am: 2. August 2021.
- [11] *DIN 277:2021–08 Grundflächen und Rauminhalte im Hochbau*, DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Aug. 2021.
- [12] Geschäftsstelle des Gutachterausschusses für Grundstückswerte in Berlin, *Wohn- und Nutzflächenfaktor*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.berlin.de/gutachterausschuss/_assets/amarktinformationen/adaten-zur-wertermittlung/05-04-020-9900.pdf (Zugriff am: 2. August 2021).
- [13] S. Neumeier, „Modellierung der Erreichbarkeit von Supermärkten und Discountern: Untersuchung zum regionalen Versorgungsgrad mit Dienstleistungen der Grundversorgung“, Thünen-Institut für Ländliche Räume, Braunschweig, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/bitv/dn053577.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.

- [14] M. Wagler und R. Witzmann, „Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung: 13. Symposium Energieinnovation“, Graz, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_E5/LF_Wagler.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [15] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Frankfurt, M-32/99, 1991. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [16] infas Institut für angewandte, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., IVT Research GmbH und infas 360 GmbH, „Mobilität in Deutschland 2017: B1: Standard-Datensatzpaket der MiD“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [17] J. Wussow, „Technische Lösungsansätze zur Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen für Elektrofahrzeuge“. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik, Technische Universität Braunschweig.
- [18] T. Schlößer, E. Tröster und L. Hülsmann, „Probabilistic Modeling of Charging Profiles in Low Voltage Networks“, 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium, Stockholm, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/10/2018/11/3C_1_EMob18_324_paper_Thorsten_Schl%C3%B6sser.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [19] A. Füßel, *Technische Potenzialanalyse der Elektromobilität: Stand der Technik, Forschungsausblick und Projektion auf das Jahr 2025*. Berlin: Springer Vieweg, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-16696-0.pdf>
- [20] T. Dickhaus, *Methoden der Statistik: Kapitel 2: Deskriptive Statistik*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.math.uni-bremen.de/~dickhaus/downloads/Methoden-WS1112/deskription.pdf> (Zugriff am: 11. August 2021).
- [21] S. Niederle *et al.*, „Analysis of the Service Area of Public Charging Stations for Electric Vehicles in Urban Area“, CIRED 2021, Genf, 2021.
- [22] S. Kreutmayr *et al.*, „Time-Dependent and Location-Based Analysis of Power Consumption at Public Charging Stations in Urban Areas“, CIRED 2021, Genf, 2021.
- [23] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5, „Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur - Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf>. Zugriff am: 2. August 2021.
- [24] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf. Zugriff am: 14. August 2021.
- [25] P. Wintzek *et al.*, *Influence of a dynamic load management on the future grid planning of urban low-voltage grids*.
- [26] M. Ebner, S. Fattler und K. Ganz, „Kurzstudie Elektromobilität: Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans“, München, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.

- [27] Volkswagen AG, *Der vollelektrische ID.3*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.volkswagen.de/idhub/content/dam/onehub_pkw/importers/de/besitzer-und-nutzer/hilfe-und-dialogcenter/downloads/produktbroschueren/id3-e1/id-3-booklet.pdf (Zugriff am: 3. August 2021).
- [28] Hyundai, *Hyundai IONIQ 5*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hyundai.de/modelle/ioniq-5/?hyucampaign=KMP-01764-D2V9&gclid=EAlaQobChMIi4zMrpev8glV-VPIRCh2LmgChEAAYASAAEgLVcvD_BwE&gclsrc=aw.ds (Zugriff am: 14. August 2021).
- [29] C. Argue, *Wie wirkt sich die Temperatur auf die Reichweite des Elektrofahrzeugs aus?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.geotab.com/de/blog/elektrofahrzeuge-batterie-temperatur/> (Zugriff am: 2. August 2021).
- [30] B. Geringer und W. K. Tober, „Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis: Kosten, Reichweite, Umwelt, Komfort“, Technische Universität Wien, Wien, 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi_y4DW0ZLyAhXNO-wKHeUQBmUQFjAAegQIERAD&url=http%3A%2F%2Ftoolbox.electrosuisse.ch%2Fforum%2Fdownload%2Fid%2F122_c94bb17a5fce36cf882bd20f0e390eaf.pdf&usg=AOvVaw1NqIRcgcEjtl4cO-IOcbJFx. Zugriff am: 2. August 2021.
- [31] Deutscher Wetterdienst, *Klimadaten Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html> (Zugriff am: 2. August 2021).
- [32] W. Todts, „Recharge EU: How many charge points will Europe and its member states need in the 2020s“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://evboosters.com/wp-content/uploads/2020/03/Transport-Environment-Charging-Infrastructure-Report-Final-Jan-2020.pdf>. Zugriff am: 14. August 2021.
- [33] G.-A. Ahrens, „Sonderauswertung zum Forschungsprojekt „Mobilität in Städten – SrV 2013“: Städtevergleich“, Technische Universität Dresden, Dresden, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://tu-dresden.de/bu/verkehr/ivs/srv/ressourcen/dateien/2013/uebersichtsseite/SrV2013_Staedtevergleich.pdf?lang=de. Zugriff am: 7. August 2021.
- [34] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 35“, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2021.
- [35] Arbeitsausschuss "Netztechnik", „VBEW-Hinweis E-Mobilität: Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen“, München, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiWjv7qzZ_yAhX6_7sIHcSkAWsQFnoECAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.e-netzeallgaeu.de%2Fmedia%2FVBEW-Hinweis_E-Mobilitaet.pdf&usg=AOvVaw1QwXaNWQrXt87tEVLl-cMjK. Zugriff am: 7. August 2021.
- [36] F. Samweber, „Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze“. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität München, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/attachments/article/896/Systematischer%20Vergleich%20Netzoptimierender%20Ma%C3%9Fnahmen%20zur%20Integration%20elektrischer%20W%C3%A4rmeerzeuger%20und%20Fahrzeuge%20in%20Niederspannungsnetze.pdf>