Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung

Simon Kreutmayr¹, Jonas Allgaier¹, Simon Niederle², Christoph J. Steinhart³, Christian Gutzmann³, Michael Finkel¹, Rolf Witzmann²

Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821-5586 3634, simon.kreutmayr@hs-augsburg.de, <u>www.hs-augsburg.de</u>

² Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289-22002, simon.niederle@tum.de, <u>www.een.ei.tum.de</u>

³ SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München, +49 89 2361-3082, steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de, <u>www.swm-infrastruktur.de</u>

<u>Kurzfassung:</u>

Basierend auf einer Messkampagne wird das Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen analysiert und probabilistische Verteilungen für die Modellierung von Ladevorgängen ermittelt. Die Verteilungen dienen als Eingangsdaten für Lastprofilgeneratoren, die synthetische Lastprofile für Netzberechnungen im Niederspannungsnetz liefern. Mit Hilfe der Messkampagne an 32 Ladesäulen im urbanen Raum werden Ladevorgänge aufgezeichnet, charakterisiert und in einem systematischen Abgleich relevante Einflussgrößen identifiziert. Das Ergebnis sind probabilistische Verteilungen für die Standorte Kerngebiet, Gewerbegebiet, Wohngebiet, Tankstelle, Kundenparkplatz und Rastplatz mit AC- und DC-Ladesäulen bei einer Nennladeleistung von 22 kW, 50 kW und 150 kW. Weiterführende Betrachtungen befassen sich mit Einflüssen wie die Belastung der Außenleiter, zeitliche Veränderungen des Ladeverhaltens, Temperaturabhängigkeiten und Profilformen.

Keywords: Elektromobilität, Ladeverhalten, öffentliche Ladesäulen, Modellierung, probabilistische Verteilung

1 Motivation

Mit Änderung des Klimaschutzgesetzes vom 31.08.2021 [1] und dem Koalitionsvertrag 2021 [2] verschärft die deutsche Bundesregierung ihre Klimaziele bis 2045 mit mindestens 15 Millionen Elektro-PKW im Jahr 2030. Die Studie "Klimaneutrales Deutschland 2045" [3] beschreibt eine Strategie zur Umsetzung dieser Ziele unter anderem mit einem Wandel zu überwiegend batterieelektrischen PKW. Dieser Technologietransfer erfordert den Aufbau von Ladeinfrastruktur und deren Integration ins Verteilnetz. Besonders im städtischen Umfeld mit beschränktem privaten Parkraum entstehen viele öffentliche Ladesäulen, die je nach Standort unterschiedliche Netzbelastungen hervorrufen. Ladesäulentyp und Zur Untersuchung der optimalen Netzintegration von Ladesäulen werden im Forschungsprojekt E-Motion-to-Grid Simulationsmodelle entwickelt, welche diese Netzbelastungen abbilden. Eine Datenbasis für die Parametrierung der Modelle wird durch eine Messkampagne an 32 öffentlichen Ladesäulen generiert. Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ermittlung von probabilistischen Verteilungen zur Modellierung des Ladeverhaltens an öffentlichen Ladesäulen.

2 Methodik

Die Vorgehensweise für die Verallgemeinerung der Messergebnisse beruht auf einem mehrstufigen Vorgehen, das die folgenden Arbeitsschritte beinhaltet: Vermessung von Ladevorgängen an Ladesäulen, Auswertung der Messdaten, Generalisierung der Erkenntnisse und die Überprüfung weiterer Einflussfaktoren. Die Grundlage der Analyse ist Auswahl repräsentativer Ladesäulen, weshalb zwischen die unterschiedlichen Ladesäulentypen und den Standorten unterschieden wird (Tabelle 1). Die Ladesäulentypen lassen sich in AC-Ladesäulen und DC-Ladesäulen unterteilen. Bei der Ladung an AC-Ladesäulen erfolgt die Gleichrichtung der Wechselspannung aus dem Stromnetz durch den On-Board-Charger im Fahrzeug. Die Ladesäule selbst enthält somit nur die Schnittstelle für das Ladekabel, sowie Infrastruktur für Messung, Abrechnung und Sicherheitseinrichtungen. AC-Ladesäulen bestehen heute typischerweise aus zwei AC-Ladepunkten mit je 22 kW Ladeleistung. Bei DC-Ladesäulen wird die Wechselspannung bereits in der Ladesäule gleichgerichtet und die Leistung über das Ladekabel an das Fahrzeug übertragen. Die Ladeleistung von DC-Ladesäulen liegt je nach Ausführung heute zwischen 20 kW und 350 kW [4]. An DC-Ladesäulen gibt es außerdem meist die Möglichkeit für eine AC-Ladung an einem zweiten Ladepunkt mit bis zu 22 kW. Die untersuchten Ladesäulen haben eine DC-Ladeleistung von 20 kW (Typ 4), 50 kW (Typ 2), und 150 kW bzw. 225 kW (Typ 3). Typ 3 ist modular aufgebaut und unterscheidet sich lediglich durch die Anzahl der verwendeten Gleichrichtermodule in der maximalen Ladeleistung. Für die Auswahl und Einordnung der Ladesäulenstandorte im Straßenbereich von Ladesäulentyp 1 (22 kW AC) und 2 (50 kW DC) wird der Flächennutzungsplan [5] herangezogen. Vorangegangene Untersuchungen zeigen, dass es Abhängigkeiten zwischen dem Nutzungsverhalten und der Flächennutzung in der Umgebung einer Ladesäule gibt [6, 7]. Bei Ladesäulentyp 3 und 4 kann der Standort direkt einem Tankstellengelände oder einem Kundenparkplatz zugeordnet werden. Die Messzeiträume an den 32 Ladesäulen im Münchner Stadtgebiet liegen primär im Jahr 2021 und decken jeweils einen Zeitraum von 63 bis 511 Tagen ab. Die unterschiedliche Dauer der Messzeiträume (Anzahl Messtage) ist auf Herausforderungen bei der praktischen Durchführung der Messkampagne zurückzuführen.

ID	Тур	Standort, Flächennutzungstyp (Abkürzung)	Anzahl Messtage	Anzahl LV	LV ein- deutig
22_GB_1	Typ 1	Straßenbereich, Gemeinbedarfsfläche (GB)	112	730	461
22_GB_2	Typ 1	Straßenbereich, Gemeinbedarfsfläche (GB)	142	961	309
22_GB_3	Typ 1	Straßenbereich, Gemeinbedarfsfläche (GB)	142	980	557
22_MK_1	Typ 1	Straßenbereich, Kerngebiet (MK)	141	876	581
22_MK_2	Typ 1	Straßenbereich, Kerngebiet (MK)	183	961	566
22_MK_3	Typ 1	Straßenbereich, Kerngebiet (MK)	141	801	440
22_SO_1	Typ 1	Straßenbereich, Sondergebiet-Gewerbe (SO)	153	262	97
22_SO_2	Typ 1	Straßenbereich, Sondergebiet-Gewerbe (SO)	183	365	273
22_SO_3	Typ 1	Straßenbereich, Sondergebiet-Gewerbe (SO)	112	540	332
22_WA_1	Typ 1	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA) 183 84		845	560
22_WA_2	Typ 1	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA) 183 860		860	544
22_WA_3	Typ 1	Straßenbereich, Allg. Wohngebiet (WA) 183 94		947	638
22_WB_1	Typ 1	Straßenbereich, Besonderes Wohngebiet (WB) 183 1		1.025	607
22_WB_2	Typ 1	Straßenbereich, Besonderes Wohngebiet (WB) 112		480	310
22_WR_1	Typ 1	Straßenbereich, Reines Wohngebiet (WR) 183		566	376
22_WR_2	Typ 1	Straßenbereich, Reines Wohngebiet (WR) 112 420		420	247
22_WR_3	Typ 1	Straßenbereich, Reines Wohngebiet (WR)	141	283	205

Tabelle 1: Übersicht der vermessenen Ladesäulen (LV – Ladevorgänge)

50 AG 1	Typ 2	Rastplatz, Allgemeine Grünfläche (AG)	192	104	94
50_GB_1	Typ 2	Straßenbereich, Gemeinbedarfsfläche (GB)	141	569	400
50_GE_1	Typ 2	Straßenbereich, Gewerbegebiet (GE)	71	172	132
50_MK_1	Typ 2	Straßenbereich, Kerngebiet (MK)	149	423	390
50_W_1	Typ 2	Straßenbereich, Wohnbaufläche (W)	95	658	445
50_WA_1	Typ 2	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA)	415	1.201	997
50_WA_2	Typ 2	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA)	140	453	332
50_WA_3	Typ 2	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA)	141	250	207
50_WA_4	Typ 2	Straßenbereich, Allgemeines Wohngebiet (WA)	28	105	66
50_WR_1	Typ 2	Straßenbereich, Reines Wohngebiet (WR)	71	75	69
150_Ku_1	Typ 3	Kundenparkplatz an Baumarkt (Ku)	252	1.480	1.010
150_Ta_1	Typ 3	Tankstellengelände (Tu)	149	802	682
150_Ta_2	Typ 3	Tankstellengelände (Tu)	511	2.665	1.998
225_Ta_1	Typ 3	Tankstellengelände (Tu)	344	1.521	1.123
20_Ku_1	Typ 4	Kundenparkplatz an Supermarkt (Ku)	63	506	454
			Summe	22.886	15.502

Die Vermessung der Ladesäulen erfolgt mit Hilfe von Netzanalysatoren im Netzanschlusskasten der Ladesäule (Typ 1), im vorgelagerten Zähl- und Wandlerschrank (Typ 2 und 3), bei Direktanschluss in der Trafostation (Typ 3) oder in der Gebäudeverteilung (Typ 4). Im Fokus der Analyse stehen gemessene Wirkleistungsverläufe von Ladevorgängen. Die Blindleistung und weitere Messgrößen wurden zwar im Rahmen der Messkampagne aufgezeichnet, für den vorliegenden Beitrag aber nicht ausgewertet. Die Erkennung eines auftretenden Ladevorgangs in einer Messzeitreihe über viele Tage ist über die Erfassung ansteigender und abfallender Wirkleistungsflanken möglich. Anschließend erfolgen die Klassifizierung und Speicherung in einer Datenbank. Bei Ladesäulen mit mehr als einem Ladepunkt (Typ 1 bis 3) können sich auf Grund der Lage des Messpunktes (Messung der Summenlast aller Ladepunkte der Ladesäule) Ladevorgänge in den Messzeitreihen überschneiden, wodurch die eindeutige Bewertung eines Ladevorgangs nicht mehr möglich ist. Die Identifikation von Start- und Endzeitpunkt sich überlappender Ladevorgänge ist zwar möglich, aber nicht die Aufteilung in zwei oder mehrere Leistungsprofile. Das hat zur Folge, dass davon abgeleitete Größen, wie z.B. die maximale Ladeleistung je Ladevorgang oder die bezogene Energie je Ladevorgang, welche für die Klassifizierung der Ladevorgänge benötigt werden, nicht berechnet werden können. Besonders an AC-Ladesäulen (Typ 1) mit hoher Auslastung tritt die Überlappung häufig auf.

Die Validierung des Algorithmus für die Identifikation von Ladevorgängen ist schwierig, da die Messzeitreihen die einzigen Eingangsinformationen sind. Eine manuelle Überprüfung der Profilformen über eine begrenzte Messdauer ergibt eine Fehlerquote < 1 %. Fehler entstehen zum Beispiel, wenn sich überlappende Ladevorgänge fälschlich als einzelner Ladevorgang erkannt wird. Dies ist der Fall, wenn die steigenden (Start Ladevorgang) und fallenden Flanken (Ende Ladevorgang) im Wirkleistungsverlauf eine niedrige Anstiegs- bzw. Abfallgeschwindigkeit haben.

Die Verallgemeinerung des Ladeverhaltens erfolgt mit der in Abbildung 1 dargestellten Methodik. Im ersten Schritt werden allgemeine Kennzahlen der Ladesäulen wie die geladene Energie je Ladevorgang *E*, Anzahl Ladevorgänge je Tag $n_{\rm LV}$, maximale Ladeleistung je Ladevorgang $P_{\rm max}$ und Volllastfaktor je Ladevorgang $k_{\rm F}$ verglichen.





Abbildung 1: Methodik zur Auswertung und Verallgemeinerung von Messdaten für die Modellbildung

Der Volllastfaktor $k_{\rm F}$ wird im Rahmen der Arbeit für eine vereinfachte Beschreibung der Ladeprofilform eingeführt und ist in Gleichung (1) definiert. Volllastfaktoren $k_{\rm F} < 1$ kommen dadurch zu Stande, dass bei steigendem Batteriefüllstand (SoC) das Batteriemanagementsystem der Fahrzeuge die Ladeleistung reduziert [8].

$$k_{\rm F} = \frac{E}{P_{\rm max} \cdot \Delta t} \tag{1}$$

$k_{\rm F}$	Volllastfaktor des Ladevorgangs
Ε	Bezogene Energie während des Ladevorgangs
P _{max}	Maximale Wirkleistung während des Ladevorgangs
Δt	Ladedauer des Ladevorgangs (mit Energiebezug)

Die Ladesäulen werden in einem systematischen Abgleich mit den Vergleichsparametern E, $n_{\rm LV}$, $P_{\rm max}$ und $k_{\rm F}$ verglichen. Der Fokus liegt dabei auf dem Wertebereich, Wochentagen und Leistungskategorien, um relevante Abhängigkeiten für eine Gruppierung zu identifiziert. Zusammenhänge beim Startzeitpunkt der Ladevorgänge in Bezug auf Standorte und Wochentage fließen ebenfalls mit ein. Die Gruppierung nach Standort, Typtag und Ladesäulentyp ermöglicht die Verallgemeinerung des Ladeverhaltens nach Startzeitpunkt, Anzahl Ladevorgänge je Tag, Energie je Ladevorgang und maximaler Leistung je Ladevorgang. Weitere Betrachtungen erfolgen zum Volllastfaktor, Belastung der Außenleiter, monatliche Entwicklung der Anzahl an Ladevorgängen und Temperaturabhängigkeiten.

Aus der Analyse der allgemeinen Kennzahlen (Abbildung 1 Block 1) resultieren in Abbildung 1 Block 2 unterschiedliche Kombinationen von Standorten mit Ladesäulentypen und Typtagen, für die jeweils Wahrscheinlichkeitsverteilungen ermittelt werden. Abbildung 1 Block 3 zeigt exemplarisch für den Standort Tankstelle an einem Werktag die ermittelten Verteilungen, die zur Parametrierung eines Lastprofilgenerators verwendet werden.

3 Auswertung und Verallgemeinerung

Für den Vergleich allgemeiner Kennzahlen werden die Ladevorgänge unter anderem nach der Ladeleistung Kategorisiert (Abbildung 1 Block 1). Zur Definition der Wertebereiche für die einzelnen Leistungskategorien werden die 15.502 eindeutig klassifizierten Ladevorgänge aller vermessenen Ladesäulen herangezogen. Es wir die Häufigkeitsverteilung der maximal erreichten Ladeleistung je Ladevorgang mit einer Klassenbereite von 0,5 kW ermittelt. Abbildung 2 a) und b) zeigt die Häufigkeitsverteilung mit unterschiedlicher Skalierung zusammen mit den roten Linien als Grenzwerte für die Kategorisierung. Die Zahlenwerte der definierten Leistungskategorien sind Tabelle 2 zu entnehmen.





Die Grenzwerte der Leistungskategorien orientieren sich an typischen Nennleistungen von Ladesäulen bzw. Elektrofahrzeugen [4, 9] und liegen jeweils über den Häufigkeitsmaxima bzw. beim darüber liegenden Häufigkeitsminimum aus den Messdaten in Abbildung 2. Während bei Leistungen bis 22 kW (primär AC-Ladevorgänge) der ermittelte Grenzwert nur knapp über dem Nennwert der Leistung liegt (ca. 2 kW), sind die Abweichungen ab 50 kW (DC-Ladevorgänge) deutlich größer.

Fabelle 2: Wertebereiche der maximalen Leistung je	
adevorgang zur Kategorisierung nach Ladeleistung	

Kategorie nach Nennleistung P _n	Wertebereich für P _{max} der Ladevorgänge
3,7 kW	$P_{\rm max} \le 5 \ \rm kW$
7,4 kW	$5 \text{ kW} < P_{\text{max}} \le 9 \text{ kW}$
11 kW	9 kW $< P_{\text{max}} \le 13$ kW
22 kW	$13 \text{ kW} < P_{\text{max}} \leq 24 \text{ kW}$
50 kW	$24 \text{ kW} < P_{\text{max}} \le 56 \text{ kW}$
100 kW	56 kW $< P_{\text{max}} \le 111$ kW
150 kW	$111 \text{ kW} < P_{\text{max}} \le 169 \text{ kW}$
225 kW	$169 \text{ kW} < P_{\text{max}} \le 239 \text{ kW}$

Der Unterschied entsteht dadurch, dass bei AC-Ladevorgängen die verlustbehaftete Gleichrichtung im Fahrzeug stattfindet, bei DC-Ladevorgängen hingegen in der Ladesäule. Bei AC-Ladevorgängen hat das zur Folge, dass die tatsächliche Ladeleistung des Batteriesystems, unter Berücksichtigung der Verluste des On-Borad-Chargers, geringer ist als die Nennleistung. Die AC-Ladesäule selbst hat nur einen geringen Energiebedarf für die Kommunikationsinfrastruktur und wird zum Beispiel vom Hersteller Compleo mit Standby-Verlusten von 24 W beziffert [10]. Die Abweichungen der Ladeleistung von ca. 2 kW bei AC-Ladevorgängen können somit nur durch Messfehler oder Toleranzen bei der Bezugsleistung der Fahrzeuge erklärt werden. An einzelnen Ladesäulen können größere Messfehler durch eine ungünstige Kombination aus geringer Ladeleistung und Rogowski-Strommessspulen mit sehr großem Messbereich von 3.000 A begründet werden.

Bei DC-Ladevorgängen entspricht die Nennleistung der tatsächlichen Ladeleistung des Batteriesystems. Gleichrichterverluste werden durch zusätzlich bezogene Leistung der Ladesäule ausgeglichen. Die Datenblätter der DC-Ladesäulen von Typ 2 und Typ 3 beschreiben bei maximaler Ausgangsleistung von 50 kW und 150 kW bzw. 225 kW einen Wirkungsgrad von 94 % [11, 12]. Daraus resultieren Leistungen von 53 kW und 160 kW bzw. 239 kW. Außerdem kann Typ 3 zusätzlich, je nach Ausführung, ein oder zwei Kühlsysteme für eine aktive Kühlung der Ladekabel enthalten. Der zusätzliche Leistungsbedarf der Kabelkühlsysteme wird in den öffentlich zugänglichen Informationen des Herstellers nicht beschrieben. Andere Hersteller nennen eine Größenordnung von 0,6 kW bis 3 kW [13, 14] je Kabelsystem, verwendetem Kühlaggregat und Umgebungstemperatur. Zu berücksichtigen sind außerdem Leitungsverluste zwischen Messpunkt und Ladesäulenstandort, wenn sich der Messpunkt nicht direkt an der Ladesäule befindet. An zwei Standorten von Typ 3 machen sich die Leitungsverluste im Verteilnetz mit dem Kabeltyp NA2X2Y 4x150 mm² bei ca. 60 m und 120 m bemerkbar. Eine Überschlagsrechnung analog zu [15] ergibt Leitungsverluste von 3,4 kW bei nachfolgenden Randbedingungen: 160 kW Bezugsleistung, 400 V Netzspannung, 120 m Kabellänge, Drehstromsystem mit 150 mm² Aluminiumleiter und Vernachlässigung von Blindströmen.

3.1 Vergleich allgemeiner Kennzahlen

Der systematische Vergleich allgemeiner Kennzahlen ermöglicht die Identifikation relevanter Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten. Im nachfolgenden Abschnitt sind jeweils die relevantesten Erkenntnisse für die Verallgemeinerung dargestellt. Bei der Darstellung von Wertebereichen wird jeweils ein Diagramm mit Boxplots verwendet. Die Boxplot-Darstellung (z.B. in Abbildung 3) ist wie nachfolgend beschrieben definiert und in [16] genauer erläutert:

- Die (blaue) Box beginnt beim 1. Quartil (Q_1) und endet beim 3. Quartil (Q_3) der Werte. Sie enthält 50 % der Werte und definiert die Inter-Quartils-Range ($IQR = Q_3 - Q_1$)
- Die Whisker (Line) umschließen 100 % aller Werte ohne Ausreißer.
- Die Ausreißer (Punkte) entstehen bei nachfolgenden Bedingungen für Werte von *x*: $x > Q_3 + 1.5 \cdot IQR$ oder $x < Q_1 - 1.5 \cdot IQR$
- Der Median teilt die (blaue) Box in einen oberen und unteren Bereich.
- Das Kreuz kennzeichnet den arithmetischen Mittelwert.

Abbildung 3 vergleicht die bezogene Energie aller eindeutig identifizierter Ladevorgänge an den 32 untersuchten Ladesäulen. Der Wertebereich erstreckt sich von 0 bis 100 kWh mit folgender Tendenz: Je höher die Ladeleistung der Ladesäule, desto größer die bezogene Energie je Ladevorgang. Die ungleichen Längen des oberen und unteren Whiskers sowie die Lage von Median und Mittelwert deuten auf eine ungleichmäßige Verteilung der Wertebereiche hin. Es treten an allen Ladesäulen viele Ladevorgänge mit vergleichsweise geringem Energiebezug und wenige Ladevorgänge mit vergleichsweise großem Energiebezug auf. Eine Besonderheit ist an der Ladesäule 20_Ku_1 zu sehen: Die maximale Ladeleistung ist hier auf 22 kW und die Ladedauer auf 1 h begrenzt, woraus eine maximale Energie von 22 kWh resultiert.



Abbildung 3: Werteverteilung bezogener Energie je Ladevorgang

Bei Kategorisierung der bezogenen Energie jeweils nach der Nennleistung der Ladevorgange gemäß Tabelle 2 wird der Zusammenhang zwischen Leistung und Energie noch deutlicher. Die Mittelwerte der bezogenen Energie je Ladevorgang in Abbildung 4 liegen meist mit aufsteigender Leistungskategorie übereinander. Abweichend davon sind die Mittelwerte der Leistungskategorie von 11 kW und 22 kW nahe beieinander oder vertauscht.

Der Effekt lässt sich durch einen geringeren Volllastfaktor bei 22 kW erklären und wird bei Abbildung 6 beschrieben. AC-Ladevorgänge und damit Ladeleistungen unter 22 kW sind an den Ladesäulen 150_Ta_1 und 225_Ta_1 bedingt durch das an der Ladesäule installierte Kabelsystem nicht möglich. Die Verallgemeinerung der bezogenen Energie erfolgt unter Berücksichtigung des Ladesäulentyps und unter Vernachlässigung von Unterschieden zwischen Wochentagen.



Abbildung 4: Mittelwerte bezogener Energie der Ladevorgänge unterteilt in Nennleistung

Der Volllastfaktor gemäß Gleichung (1) beschreibt vereinfacht die Form des Wirkleistungsprofils. Bei einem Volllastfaktor $k_{\rm F} = 1$ ist das Profil "rechteckig". Welche Profilformen bei einem Volllastfaktor kleiner 1 vorzufinden sind, wird in Abschnitt 4 thematisiert. Die Wertebereiche des Volllastfaktors in Abbildung 5 zeigen eine Abhängigkeit vom Ladesäulentyp. Je höher die Nennleistung der Ladesäule, desto kleiner die Mittelwerte des Volllastfaktors. Die Wertebereiche des Volllastfaktors liegen hauptsächlich zwischen 1 und 0,3. Die Ausreißer mit einem $k_{\rm F}$ unter 0,3 (ca. 50 Ausreißer) entstehen primär durch überlappende Ladevorgänge, die fälschlich als einzelne Ladevorgänge erkannt wurden. Bei einer Anzahl von 15.502 betrachteten Ladevorgängen ist die Fehlerquote aber vernachlässigbar klein.



Abbildung 5: Werteverteilung des Volllastfaktors je Ladevorgang

Die Unterteilung in Leistungskategorien zeigt weiterhin den Trend, dass mit steigender Ladeleistung der Volllastfaktor sinkt. Für Abweichungen wie an 22_GB_2 und 50_WR_1 sind die dominierende Nutzung einzelner Fahrzeuge oder die geringe Datenbasis mögliche Erklärungen. Vor allem an den Ladesäulen von Typ 3 (150 kW bzw. 225 kW) bei hoher Ladeleistung sind die Volllastfaktoren am geringsten. Die Umsetzung der Modellierung mit entsprechenden Volllastfaktoren und die Auswirkungen vereinfachter Modellierung wird in Abschnitt 4 diskutiert.



Abbildung 6: Mittelwerte des Volllastfaktors der Ladevorgänge unterteilt in Nennleistung

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Ladevorgänge abhängig von der Ladeleistung. Typ 1 hat mit etwa 65 % einen hohen Anteil an Ladevorgängen mit 3,7 kW. Typ 2 ist mit etwa 60 % dominiert von Ladevorgängen mit 50 kW. Ein Zusammenhang zwischen Flächennutzungstyp und der Verteilung ist nicht zu erkennen. Die Ladesäule vom Typ 4 (20_Ku_1) enthält einen großen Anteil von Ladevorgängen mit 22 kW, welcher auf die Möglichkeit zur DC-Ladung mit 20 kW zurückzuführen ist. Die Ladevorgänge an den Ladesäulen von Typ 3 setzen sich etwa zu gleichen Anteilen aus 50 kW, 100 kW und 150 kW bzw. 225 kW zusammen. Die Anteile an Ladevorgänge je Nennleistung werden bei der Verallgemeinerung nur auf den Ladesäulentyp bezogen.



Abbildung 7: Anteil der Ladevorgänge je Nennleistung

Die Anzahl der Ladevorgänge, die pro Tag an einer Ladesäule stattfinden, ist durch die Attraktivität des Standortes beeinflusst.

Bei der Auswahl der zu vermessenden Standorte von Typ 1 wurden Ladesäulen mit hoher Auslastung je Flächennutzungstyp basierend auf Informationen aus dem Jahr 2019 gewählt. Auf Grund der geringen Anzahl von Ladesäulen von Typ 2 bis 4 im untersuchten Stadtgebiet erfolgte die Auswahl durch die beste Zugänglichkeit für die Messung. Eine niedrigere Anzahl von Ladevorgängen an den Standorten von Typ 2 gegenüber Typ 1 könnte deshalb auch auf eine geringere Attraktivität des Standortes zurückgeführt werden. Die größte Attraktivität hat der Kundenparkplatz mit Typ 4 (20_Ku_1) auf Grund des kostenlosen Angebots und der maximalen Ladedauer von einer Stunde mit durchschnittlich 8 Ladevorgängen pro Tag. Die Boxplot in Abbildung 8 zeigen eine symmetrische Verteilung der Einzelwerte um den Mittelwert, wofür sich eine Gaußverteilung zur Annäherung eignet.



Abbildung 8: Wertebereich der Anzahl an Ladevorgänge je Tag

Die Anzahl von Ladevorgängen je Wochentag sind an den meisten Ladesäulen gleichmäßig verteilt. Drei Ladesäulen weichen davon ab: 22_SO_1 - kaum Ladevorgänge an Samstag und Sonntag auf Grund der Lage im Gewerbegebiet, 20_Ku_1 - die Ladesäule ist nur während der Öffnungszeiten des Supermarktes in Betrieb und daher am Sonntag ohne Ladevorgänge, 50_AG_1 - die Ladesäule am Rastplatz zeigt die meisten Ladevorgänge am Sonntag. Die Verallgemeinerung der Anzahl an Ladevorgängen erfolgt nur unter Berücksichtigung des Ladesäulenstandortes und der Typtage Werktag, Samstag und Sonntag.



Abbildung 9: Anteil an Ladevorgängen je Wochentag

3.2 Häufigkeitsverteilung für Startzeitpunkte von Ladevorgängen

Die Verteilung der Startzeitpunkte von Ladevorgängen über einen Tag hinweg kann verlässlich nur als Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt und nicht auf eine einzelne Kennzahl heruntergebrochen werden. Die Verteilung wird mit einer Auflösung von einer Minute bestimmt (Abbildung 10 a), blaue Balken). Zur Glättung der Verteilung wird eine Kerndichteschätzung angewendet (Abbildung 10 a), grüne Kurve) [17]. Als Kern dient dabei die Gaußsche Normalverteilung. Ein Vergleich der Häufigkeitsverteilungen aller Ladesäulen (nicht dargestellt) zeigt Ähnlichkeiten für die in Abbildung 1 Block 2 definierten Standorte mit entsprechender Flächennutzung: Kerngebiet, Gewerbegebiet, Wohngebiet, Rastplatz (einzeln), Tankstelle und Kundenparkplatz (einzeln). Bei Ladesäulen mit den Standorten Kerngebiet, Gewerbegebiet und Wohngebiet ist kein relevanter Unterschied zwischen Typ 1 und Typ 2 erkennbar, weshalb für diese gemeinsame Verteilungen ermittelt werden. In Abbildung 10 b) werden die definierten Standortgruppen verglichen.



Abbildung 10: Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Startzeitpunkte von Ladevorgängen über alle Wochentage a) Exemplarisch für den Standort Wohngebiet, b) Vergleich unterschiedlicher Standorte

Bei Unterscheidung zwischen Wochentagen durch Zusammenfassung ähnlicher Tage (nicht dargestellt) ergeben sich die drei Typtage Werktag, Samstag und Sonntag. In Abbildung 11 sind die Verteilungen für a) Wohngebiete und b) für Kerngebiete dargestellt.



Abbildung 11: Wahrscheinlichkeitsverteilung für Startzeitpunkte von Ladevorgängen bei Unterscheidung zwischen drei Typtagen, a) im Wohngebiet und b) im Kerngebiet

3.3 Ergebnis der Verallgemeinerung

Abbildung 12 zeigt die ermittelten probabilistischen Verteilungen, welche mit der in Abbildung 1 dargestellten Verallgemeinerungsmethode ermittelt wurden.



Abbildung 12: Probabilistische Verteilungen für das Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen

Die Häufigkeitsverteilungen für Startzeitpunkte entsprechen der Vorgehensweise analog zu Abbildung 10 und Abbildung 11. Aus den Rohdaten der Ladevorgänge je Standort und Typtag wird jeweils eine Gaußverteilung ermittelt. Die Verteilung der Energie wird analog zu den Startzeitpunkten mit einer Kerndichteschätzung und einem Intervall von 1 kWh bestimmt. Die Verteilung der Ladeleistung entspricht dem Mittelwert für den jeweiligen Ladesäulentyp (Abbildung 7), wobei an der Ladesäule 225_Ta_1 der Anteil der Leistungskategorie 225 kW in die Kategorie von 150 kW überführt wird. Zu berücksichtigen ist, dass die für die Standorte Rastplatz und Kundenparkplatz ermittelten Verteilungen nur begrenzt aussagekräftig sind, da jeweils nur eine Ladesäule über eine kurze Dauer von 192 bzw. 63 Tagen vermessen wurde. Der Rastplatz repräsentiert nicht die Bedingungen, wie sie typischerweise auf Rastplätzen vorzufinden sind. Anstatt der Ladeleistung von 50 kW sind dort Ladeleistungen ab 150 kW vorzufinden [4]. Der Rastplatz befindet sich außerdem am Ende einer Autobahn und verfügt auch über ein kleines Café, das im Messzeitraum geschlossen war, was die geringe Anzahl von Ladevorgängen pro Tag erklären kann. Die Ladesäule am Kundenparkplatz ist für das Jahr 2021 mit einem kostenlosen Ladepunkt sowie mit begrenzter Lade- und Betriebsdauer repräsentativ für Ladesäulen auf Kundenparkplätzen. Durch steigende E-Fahrzeugdurchdringungen und dem damit verbundenen steigenden Ladebedarf könnten sich die Geschäftsmodelle mit entsprechender Ladeinfrastruktur von Ladesäulenbetreibern auf Kundenparkplätzen zukünftig stark verändern.

3.4 Weitere Einflussfaktoren

Als weitere Einflussfaktoren auf die Netzbelastung und das Nutzerverhalten wird die Belastung der Außenleiter, monatliche Entwicklung der Anzahl an Ladevorgängen und der Temperatureinfluss betrachtet.

Der Fokus bei den belasteten Außenleitern liegt auf den AC-Ladesäulen (Abbildung 13), da bei DC-Ladeladevorgängen die drei Außenleiter symmetrisch belastet werden (nicht dargestellt). **Besonders** dominant sind einphasige Belastungen der Leiter L1 und L2, was auf den hohen Anteil an Ladevorgängen mit 3,7 kW (vgl. Abbildung 7) zurückzuführen ist. Es resultiert eine unsymmetrische Belastung, die sich durch die prognostizierten steigenden AC-Ladeleistungen der PKW mit 11 kW [18] zukünftig primär zu einer symmetrischen zunehmend Netzbelastung entwickeln wird. Bei der Untersuchung von Zukunftsszenarien werden Modellierungsfehler durch eine symmetrische Abbildung kleiner.

Da an nur sehr wenigen Ladesäulen eine Messung mit mehr als sechs Monaten Dauer stattgefunden hat, wird in Abbildung 14 exemplarisch die monatliche Entwicklung an



Abbildung 13: Anteil belasteter Außenleiter-Kombinationen je Ladevorgang an AC-Ladesäulen



Abbildung 14: Monatliche Entwicklung der Anzahl von Ladevorgängen an der Ladesäule 150_Ta_2

der Ladesäule 150_Ta_2 vom 05.05.2020 bis 29.09.2021 betrachtet. Abgesehen von den unvollständigen Monaten beim Start und Ende des Messzeitraums ist ein ansteigender Trend von ca. 100 Ladevorgängen je Monat im Mai 2020 zu 170 Ladevorgängen je Monat im September 2020 zu sehen. Mit steigender Anzahl der Ladevorgänge erhöhen sich die Überlappungen von mehreren Ladevorgängen. Die Anteile der Leistungskategorie bleiben über den Betrachtungszeitraum in etwa gleich. Die Jahreszeiten haben keinen erkennbaren Einfluss auf die Anzahl der Ladevorgänge.

Die Abhängigkeit der Vergleichsparametern Ε, $n_{\rm LV}$, $P_{\rm max}$ und $k_{\rm F}$ von der Umgebungstemperatur wurde für die Ladesäulen von Typ 3 untersucht. Jedem identifizierten Ladevorgang wird ein Temperaturmesswert für die jeweilige Stunde des Ladestarts zugeordnet. Die Temperaturmessstation befindet sich am Flughafen München und damit etwa 30 km von den Ladesäulenstandorten entfernt [19]. Es konnten keine Abhängigkeiten zwischen der Umgebungstemperatur und den Vergleichsparametern gefunden werden. Abhängigkeiten zwischen der Temperatur und dem Ladeverhalten wurden unter anderem in [20] untersucht. Die relevante Erkenntnis daraus ist, dass das Ladeverhalten durch die Temperaturen des Batteriesystems und nicht direkt durch die Umgebungstemperatur beeinflusst wird. Trotz geringer Umgebungstemperaturen kann die Temperatur des Batteriesystems durch eine Fahrt vor dem Ladevorgang erwärmt sein. Vor allem bei öffentlichen Ladesäulen mit hohen Ladeleistungen ist zu erwarten, dass längere Strecken vor dem Ladevorgang zurückgelegt wurden. Ideale Betriebsbedingungen für die Fahrzeugbatterie liegen bei Außentemperaturen von 10 °C bis 25°C und einer Betriebstemperatur der Batterie von 20 °C bis 40 °C vor [21]. In Abschnitt 4 (Abbildung 15) wird bei Betrachtung der Profilformen zusätzlich hinsichtlich der Umgebungstemperatur unterschieden. Die Temperaturintervalle $\Delta \vartheta$ sind in Anlehnung an die optimale Betriebsund Umgebungstemperatur gewählt und entsprechend farblich markiert (orange: $\vartheta > 20^{\circ}$ C, grün: $10 \,^{\circ}\text{C} < \vartheta \leq 20 \,^{\circ}\text{C}$, blau: $\vartheta \leq 10 \,^{\circ}\text{C}$).

4 Profilformen von gemessenen Ladevorgängen

Die Profilform von gemessenen Ladevorgängen wird im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht mit dem Volllastfaktor $k_{\rm F}$ beschrieben und für die Modellierung in weiterführenden Arbeiten vereinfacht als $k_{\rm F} = 1$ angenommen. Das hat zur Folge, dass die modellierte Profilform sprunghaft von 0 kW auf die maximale Leistung ansteigt, dort konstant bleibt und am Ende wieder auf 0 kW zurückfällt. In der Praxis zeigt sich ein Abfall oder auch Anstieg der Ladeleistung mit steigendem SoC, welcher durch das Batteriemanagementsystem im Elektrofahrzeug gesteuert wird [8]. Im nachfolgenden Abschnitt wird beschrieben, welche Abweichung die Vereinfachung mit $k_{\rm F} = 1$ im Vergleich zum realen Verhalten verursacht.

In [8] wird der Einfluss auf Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen vereinfachter Profilform ($k_{\rm F} = 1$) und einer Profilform mit exponentiellem Abfall der Ladeleistung ab 80 % des SoC beschrieben. Bei einer Anzahl von 1.000 Elektrofahrzeugen mit einer Ladeleistung von 22 kW reduziert sich die Gleichzeitigkeit und damit die Spitzenlast bei Berücksichtigung des exponentiellen Abfalls der Leistung um etwa 25 % [8]. Die Berücksichtigung des Leistungsabfalls ab 80 % des SoC wirkt sich somit entlastend für das Verteilnetz aus, erhöht aber die Ladedauer. Mit Fortschreiten der Batterietechnologie und steigenden Ladeleistungen bis 350 kW ist anzunehmen, dass die Leistungsreduzierung bei geringen Ladeleistungen (bis 22 kW) zukünftig nicht mehr oder nur noch schwach ausgeprägt sein wird [22, 23]. Bei der Untersuchung von Zukunftsszenarien mit $k_F = 1$ werden die Abweichungen zum tatsächlichen Verhalten damit kleiner, je weiter man in die Zukunft schaut. Der Fokus für die weiteren Betrachtungen bezüglich der Profilform liegt deshalb bei höheren Ladeleistungen und wird nachfolgend exemplarisch für eine Nennladeleistung von 150 kW analysiert.



Abbildung 15: Gemessene Ladeprofile der Nennleistung 150 kW (111 kW $< P_{max} \le 169$ kW) an den Ladsäulen von Typ 3, bei Unterscheidung zwischen bezogener Energie, Volllastfaktor und Umgebungstemperatur

Die Mittelwerte des Volllastfaktors bei einer Nennleistung von 150 kW (111 kW < $P_{\text{max}} \leq 169$ kW) liegen in Abbildung 6 bei etwa 0,7. Die Whisker der Boxplots an Ladesäulen von Typ 3 (Abbildung 5) schließen einen Wertebereich zwischen 0,3 und 1,0 ein. Abbildung 15 zeigt gemessene Ladeprofile von Ladesäulentyp 3 aus der Leistungskategorie mit 150 kW unterteilt in Intervalle für Ladeenergie mit 5 kWh und Volllastfaktor mit 0,1 Schrittweite. Die Farbe der Kennlinien gibt die genäherte Umgebungstemperatur während des Ladevorgangs an.

Bei einem $k_{\rm F}$ zwischen 1,0 und 0,9 ist die Profilform annähernd "rechteckig" und nicht von der Temperatur beeinflusst. Zwischen $k_{\rm F} = 0,9$ und $k_{\rm F} = 0,7$ bleib die Leistung bei einer Temperatur >10 °C (orange, grün) anfangs bei ihrem Maximalwert und sinkt später ab. Bei gleichem $k_{\rm F}$ und einer Temperatur ≤10 °C (blau) steigt die Leistung von Beginn mit ca. 80 kW auf ihren Maximalwert von ca. 160 kW am Ende des Ladevorgangs. Für niedrige $k_{\rm F}$ zwischen 0,7 und 0,3 hat die Profilform typischerweise zu Beginn einen sprunghaften Anstieg und anschließend direkt einen (exponentiellen, linearen oder stufenförmigen) Abfall der Leistung ohne erkennbare Abhängigkeit zur Temperatur. Die Ladeprofileform entstehen durch die angeforderte Leistung des Batteriemanagementsystems der Fahrzeuge, welche abhängig vom SoC und der Batterietemperatur ist. Zusätzlich beschränkt die Ladesäule die Profile auf ihre maximale Ausgangsleistung von 150 kW. Abhängigkeiten zwischen Wirkleistung und SoC können für eine große Anzahl aktuell verfügbarer Elektrofahrzeugmodelle [24] entnommen werden.

Die Beantwortung der Frage, ob eine realgetreue Abbildung der Ladeprofile mit abfallender bzw. ansteigender Leistung während des Ladevorgangs sinnvoll ist, erfordert die Betrachtung der Situation bei der Netzintegration. Ladesäulen mit Ladeleistungen ab 50 kW werden im untersuchten Netzgebiet mit einer separaten Niederspannungsleitung direkt an eine Trafostation angebunden. An einem typischen städtischen Ortsnetztransformator mit 630 kVA Nennleistung können bei einer durchschnittlichen Auslastung von etwa 30 % [25] maximal drei Ladestationen mit je 150 kW Nennleistung integriert werden. Bei einer Anzahl von drei Ladestationen ist der Worst-Case, dass jeweils ein E-Fahrzeuge mit einem Volllastfaktor von $k_{\rm F} = 1$ zeitgleich lädt, nicht auszuschließen. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 ist in diesem Fall auslegungsrelevant für das Verteilnetz. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor kleiner 1 ist bei einer größeren Anzahl an Schnellladesäulen im Mittel- oder Hochspannungsnetz möglich. Durch die auch zukünftig dominierende Bestandslast in den höheren Spannungsebenen werden die Lastspitzen der Schnellladesäulen, unabhängig von ihrer tatsächlichen Form, im Lastrauschen untergehen. Die Vereinfachte Modellierung von $k_{\rm F} = 1$ führt somit tendenziell zu einer Überschätzung der Netzbelastung, bringt aber aus Sicht der Netzplanung keinen wirtschaftlicher Nachteil bei der Dimensionierung der Netzkomponenten.

5 Erkenntnisse und Ausblick

Die Messkampagne an 32 öffentlichen Ladesäulen liefert die Grundlage für die Modellierung des Ladeverhaltens der Elektromobilität in Simulationsmodellen. Die probabilistischen Verteilungen zeigen je nach Standort, Ladesäulentyp und Typtage große Unterschiede. Durch den systematischen Abgleich allgemeiner Kennzahlen können relevante Einflussfaktoren identifiziert und die Komplexität bei der Modellierung reduziert werden.

Zur Ermittlung repräsentativer Verteilungen müssen jeweils mehrere Ladesäulen vom gleichen Typ bei ähnlichen Standortbedingungen vermessen werden, damit Besonderheiten an einzelnen Ladesäulen das Ergebnis der Verallgemeinerung nicht verfälschen. Bedarf für weitere Untersuchen liegt deshalb bei den Standorten Rastplatz und Kundenparkplatz vor, für die jeweils nur eine Ladesäule mit speziellen Standortbedingungen und kurzer Messdauer untersucht werden konnte. Bei der Untersuchung von Zukunftsszenarien ist zu prüfen, ob die ermittelten Verteilungen durch veränderte Randbedingungen wie z.B. Fahrzeugdurchdringung oder Technologiefortschritt noch zutreffend sind oder gegebenenfalls angepasst werden müssen. Besonders bei der Modellierung der Profilformen kann abweichend vom gewählten Ansatz (Worst Case mit $k_{\rm F} = 1$) in Lastflussberechnungen überprüft werden, inwiefern sich Profilformen mit $k_{\rm F} < 1$ entlastend auf das Verteilnetz auswirken.

Neben dem reinen Wirkleistungsbezug sind mit zunehmendem Ausbau von Ladeinfrastruktur Netzrückwirkungen und der Blindleistungsbezug zu beachten. Netzrückwirkungen entstehen zum Beispiel durch Leistungselektronik in Form von Oberschwingungsbelastungen, die die Spannungsqualität im Verteilnetznetz beeinflussen [26]. Zusätzlicher Blindleistungsbezug erhöht die thermische Auslastung und beeinflusst das Spannungsniveau. Auch wenn im Datenblatt der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Schnellladesäulen (Typ 3) ein Leistungsfaktor >0,99 beschrieben ist [12], hat laut VDE-AR-N 4100 [27] der Netzbetreiber die Möglichkeit, für DC-Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung >12 kVA einen Wirkleistungsfaktor $\cos(\varphi)$ im Bereich zwischen 0,9 induktiv und 0,9 kapazitiv vorzugeben. Die genannten Einflussfaktoren zeigen die Relevanz einer fortlaufenden Beobachtung des Ladeverhaltens und gegebenenfalls einer Anpassung der Untersuchungsmethoden, damit Simulationsmodelle das zukünftige Ladeverhalten und die damit verbunden Herausforderungen möglichst genau abbilden können.

6 Literatur

- [1] Die Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672.
- [2] Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und Freie Demokraten (FDP), "Koalitionsvertrag 2021 - 2025: Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit", 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/20 21-12-10-koav2021-data.pdf?download=1. Zugriff am: 10. Januar 2022.
- [3] 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.
- [4] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Bayerisches Staatsministerium für Wissenschaft und Kunst, *Ladeatlas Bayern*. [Online]. Verfügbar unter: https://ladeatlas.elektromobilitaet-bayern.de/ (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [5] Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, *Flächennutzungsplan mit integrierter Landschaftsplanung.* [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnp-muenchen.de/pdf/fnp_faltblatt_2020.pdf (Zugriff am: 2. August 2021).
- [6] S. Niederle *et al.*, "Analysis of the Service Area of Public Charging Stations for Electric Vehicles in Urban Area", CIRED 2021, Genf, 2021.
- [7] S. Kreutmayr *et al.*, "Time-Dependent and Location-Based Analysis of Power Consumption at Public Charging Stations in Urban Areas", CIRED 2021, Genf, 2021.
- [8] T. Müller *et al.*, "Impact of Different Electric Vehicle Charging Models on Distribution Grid Planning: Paper 0107", 2021. Zugriff am: 4. Januar 2022.

- [9] *Electric Vehicle Database.* [Online]. Verfügbar unter: https://ev-database.de (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [10] Compleo Charging Solution AG, Compleo DUO. [Online]. Verfügbar unter: https://www.compleocs.com/ladeloesungen/ac-ladestationen/compleo-duo (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [11] Compleo Charging Solution AG, *Compleo CITO 500*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.compleocs.com/ladeloesungen/dc-ladestationen/compleo-cito-500 (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [12] alpitronic GmbH, hypercharger HYC_300 product brief: 75kW to 300kW fast charging system for electric vehicles. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hypercharger.it/wp-content/uploads/2020/09/HYC_300 product-brief_v20200316-EN.pdf (Zugriff am: 4, Januar 2022).
- [13] Phoenix Contact GmbH & Co. KG, Ladetechnik für Elektromobilität 2019/2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiM w_yaiZj1AhVKhP0HHW8KACYQFnoECAIQAQ&url=https%3A%2F%2Fdammdc.phoenixcontact.com%2Fasset%2F156443151564%2Fdfaba882b1e1a2e6ecc55ed0b04f186e%2FCAT _7_2019_DE_LoRes.pdf&usg=AOvVaw0rYBKLAe3YMRzgzZj-qvYO (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [14] Brugg Kabel GmbH, E-Mobilität: High Power Charging mit DC-Schnell-Ladesystem, Stromleistung bis zu 850 Ampère. [Online]. Verfügbar unter: https://bruggcables.com/fileadmin/site/documents/E_Mobilitaet/Brugg_Cables_Broschuere_Kuehlkabel_DE _lowres.pdf (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [15] G. Brechmann *et al., Elektronik Tabellen Betriebs- und Automatisierungstechnik,* 1. Aufl. Braunschweig: westermann druck GmbH, 2007.
- [16] V. Vignesh, K. Dinakaran, D. Pavithra und T. Chandrasegar, "Data analysis using Box and Whisker plot for Stationary shop analysis", 2017. Zugriff am: 4. Januar 2022.
- [17] 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).
- [18] Nationale Plattform Zukunft der Mobiltät 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-undwirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf. Zugriff am: 2. August 2021.
- [19] Deutscher Wetterdienst, *Klimadaten Deutschland.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html (Zugriff am: 6. Januar 2022).
- [20] D. Fasthuber und M. Litzlbauer, "Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion "e-pendler in niederösterreich"", Graz, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_248415.pdf. Zugriff am: 6. Januar 2022.
- [21] L. Dorrmann, K. Sann-Ferro, P. Heininger und J. Mähliß, "Kompendium: Li-Ionen-Batterien: Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen", Frankfurt am Main, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/933404/dd44d15918ce4d4aefc363a4ef1490e1/kompendium-li-iobatterien-2021-de-data.pdf. Zugriff am: 7. Januar 2022.
- [22] A. Khaligh und M. D' Antonio, "Global Trends in High-Power On-Board Chargers for Electric Vehicles", 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8633386&tag=1. Zugriff am: 11. Januar 2022.
- [23] J. B. Habedank, J. Kriegler und M. Zaeh, "Enhanced Fast Charging and Reduced Lithium-Plating by Laser-Structured Anodes for Lithium-Ion Batteries". [Online]. Verfügbar unter: https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.1241915jes/pdf. Zugriff am: 11. Januar 2022.
- [24] Fastned Deutschland GmbH & Co. KG, *Fast Charging.* [Online]. Verfügbar unter: https://support.fastned.nl/hc/en-gb/sections/4409800889105-Fast-charging (Zugriff am: 4. Januar 2022).
- [25] S. Kreutmayr, C. Steinhart, M. Finkel und C. Gutzmann, "Bewertung von Methoden zur Lastabschätzung an städtischen Ortsnetztransformatoren – Grundlage für eine effiziente Integration zukünftiger Lasten", Wien, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/118/118_fullpaper_20190201_163134.pdf . Zugriff am: 8. Januar 2022.
- [26] Technische Universität Dresden, "Abschlussbericht ElmoNetQ: Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf die Elektroenergiequalität in öffentlichen Niederspannungsnetzen", Berlin, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbarmobil.de/sites/default/files/2018-05/Schlussbericht_ElmoNetQ_final_V%C3%96.pdf. Zugriff am: 10. Januar 2022.
- [27] VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel: 2019-04: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), Apr. 2019.