



University of Passau
Faculty of Computer Science and Mathematics
Chair of Computer Networks & Communications
Prof. Dr.-Ing. Hermann de Meer

Bachelor Thesis

Improving Quality of Service for Electric Vehicle
Charging in the Low Voltage Grid using Slotted
ALOHA Protocol

Michael J. Ehrlinger

Date: 09/04/2020

Supervisors: Prof. Dr.-Ing. Hermann de Meer
Dominik Danner, M. Sc.

Erklärung zur Bachelor Thesis

Name, Vorname des
Studierenden:

Ehrlinger, Michael J.

Universität Passau,
Fakultät für Informatik und Mathematik

Hiermit erkläre ich, dass ich die Arbeit selbstständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel benutzt, sowie wörtliche und sinngemäße Zitate auch als solche gekennzeichnet habe. Die Arbeit, oder Teile davon, wurden weder von mir noch von einer anderen Person an der Universität Passau oder an einer andern Hochschule zur Erlangung eines akademischen Titels bereits eingereicht.

.....
(Datum)

.....
(Unterschrift des Studierenden)

Supervisor Contacts:

Prof. Dr.-Ing. Hermann de Meer
Chair of Computer Networks & Communications
Universität Passau
E-Mail: demeer@fim.uni-passau.de
Web: <http://www.net.fim.uni-passau.de/>

Dominik Danner, M. Sc.
Chair of Computer Networks & Communications
Universität Passau
E-Mail: dominik.danner@fim.uni-passau.de
Web: <http://www.net.fim.uni-passau.de/>

Abstract

Deutsch:

Das Interesse an umweltfreundlicher Mobilität in Deutschland wächst, die Politik unterstützt dieses Interesse etwa durch die Förderung der Elektromobilität. Dieses Förderprogramm führt zu einer schnell steigenden Zahl an Elektrofahrzeugen. Die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen stellt, durch die damit auch steigende Menge an Ladevorgänge das Stromnetz vor eine wachsende Herausforderung. Ein erhöhter Leistungsbezug, etwa durch das Laden von Elektrofahrzeugen, führt im Niederspannungsnetz zu Spannungsabfällen. Da solche Spannungsabfälle nur lokal auftreten und so auch nur einzelne Teilnehmer betreffen, beeinflussen sich auch nur die Qualitätserfahrung mancher Teilnehmer und mindern so die Fairness zwischen den Teilnehmern. Das Stromnetz wird immer dann überlastet, wenn zu viele Teilnehmer Leistung darüber beziehen. Das Stromnetz-Szenario mit zu vielen Benutzer, die das Stromnetz zum Beispiel zum Aufladen von Elektroautos nutzen, können als ein, aus der Netzwerktechnik bekanntes, Problem des multiple access angesehen werden. Das multiple access Problem befasst sich mit dem Umgang einer Menge an Teilnehmern, welche alle mit einem Netzwerk verbunden sind, dieses aber immer nur von einem Teil der Teilnehmer gleichzeitig verwenden werden kann, ohne dabei Probleme zu erzeugen. Das Aloha Netzwerkprotokoll liegt in der Klasse der multiple access Protokolle und arbeitet dezentral ohne eine zentrale Schnittstelle. Das Aloha Protokoll arbeitet mit Wartezeiten, diese sollen die Aktivitäten der Teilnehmer verteilen. Die Wartezeiten werden per Zufall bestimmt und richten sich, in dieser Arbeit, einmal nach der Teilnehmerzahl und bei einer zweiten Variante auch noch nach fahrzeugspezifischen Parametern, wie der Standzeit und dem Ladestand. Der Einsatz des Aloha Protokolls mit den beiden verschiedenen Varianten der Wartezeitberechnung wird mithilfe des Co-Simulationsframeworks Mosaik simuliert. Für die Simulation wird das IEEE906-Netz als Stromnetz verwendet. Bei der Auswertung der Ergebnisse zeigt sich, dass die beiden Varianten mit Wartezeiten im Vergleich mit einem VDE Spannungskontroller ohne Wartezeiten, bessere Ergebnisse, in Hinsicht auf Transformatorlast und Spannung, ermöglichen. Des Weiteren konnte die Fairness zwischen den Teilnehmer bei den Ladeservices teilweise noch verbessert werden. Diese Ergebnisse führen zu dem Schluss, dass der Einsatz von Wartezeiten beim Laden von Elektrofahrzeugen es ermöglicht, die Fahrzeuge gleichmäßiger und bei höheren Spannungen zu laden.

English:

Interest in environmentally friendly mobility is growing in Germany, and politicians are supporting this interest, for example, by promoting electric mobility. This support program is leading to a rapidly increasing number of electric vehicles. The growing number of electric cars, and the resulting increase in the number of charging processes, pose an increasing challenge to the power grid. Increased power consumption, for example, by charging electric vehicles, leads to voltage drops in the low-voltage grid. Since such voltage drops only occur locally and

thus only affect individual participants, they only affect the quality experience of some participants and thus reduce the fairness between the participants. The power grid is always overloaded when too many participants draw power from it. The power grid scenario with too many users using the power grid, for example, to charge electric cars, can be seen as a multiple access problem known from network technology. The multiple access problem deals with handling a set of participants who are all connected to a network, which can only be used by a part of the participants at the same time without causing problems. The Aloha network protocol is in the class of multiple access protocols and works decentralized without a central interface. The Aloha protocol works with waiting times, which distribute the activities of the participants. The waiting times are determined randomly and depend in one case on the number of participants and in a second case also on vehicle-specific parameters, such as standing time and charge level. The use of using the Aloha protocol with the two different variants of waiting time calculation is simulated using the co-simulation framework Mosaic. During the simulation, the power grid used is the IEEE906. The evaluation of the results shows that the two variants with waiting times enable better results in terms of transformer load and voltage compared to a VDE voltage controller without waiting times. Furthermore, the fairness between the participants in the charging services was partly improved. These results lead to the conclusion that the use of waiting times when charging electric vehicles makes it possible to charge the vehicles more evenly and at higher voltages.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	9
1 Einleitung	11
2 Grundlagen	13
2.1 Aloha-Protokoll	13
2.2 Elektrischer Strom	16
2.3 Aufbau des Stromnetz	17
2.4 Elektrofahrzeuge	19
3 Verwendete Methodiken	23
3.1 Ladeservice und Ladeprozess	23
3.2 Datengrundlage	24
3.3 Spannungsregler nach VDE 4100	25
3.4 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Fokus auf Fairness	27
3.4.1 Wartezeit über Teilnehmerzahl	29
3.4.2 Wartezeit über Teilnehmer und Fahrzeugparameter	31
3.5 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Transformatorlaststeuerung	34
4 Evaluation	37
4.1 Simulationsaufbau	37
4.1.1 Simulationsframework und Simulatoren	37
4.1.2 Annahmen und verwendete Daten	39
4.2 Simulationsergebnisse	40
4.2.1 VDE-Controller	41
4.2.2 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl	45
4.2.3 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl und Fahrzeugparametern	50
4.2.4 VDE-Controller mit Transformatorcontroller	54
4.2.5 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl mit Transformatorcontroller	58
4.2.6 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl und Fahrzeugparametern mit Transformatorcontroller	62
4.3 Analyse und Auswertung	67
4.3.1 Vergleich der Varianten ohne Transformatorcontroller	67
4.3.2 Vergleich der Varianten mit Transformatorcontroller	73

INHALTSVERZEICHNIS

5 Related Work	79
5.1 Konzepte mit Quality of Service Ansatz	79
5.2 Konzepte zur Verbesserung der Netzauslastung	81
6 Zusammenfassung/Ausblick	83
Literaturverzeichnis	85

1 Einleitung

Die Zahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland nimmt immer weiter zu. Während es 2018 noch 98'280 Fahrzeuge (Plug-In Hybride und Elektrofahrzeuge), sind es 2019 bereits 66'997 Plug-In Fahrzeuge und 83'175 Elektrofahrzeuge, also etwa 50 % mehr Fahrzeuge [Ahl19b]. Sowohl Plug-In Hybride als auch Elektrofahrzeuge können über ein Ladegerät mit elektrischem Strom versorgt werden. Laut einer Statistik, über die bevorzugten Ladeorte für Elektrofahrzeuge, ist das Zuhause des Fahrzeughalters der beliebteste Ort zum Aufladen des Fahrzeuges [Ahl19a]. Haushalte in Deutschland sind prinzipiell mit dem Niederspannungsnetz verbunden.

Das deutsche Niederspannungsnetz arbeitet gemäß DIN EN 50160 mit Wechselstrom bei 230 Volt Normspannung und einer Frequenz von 50 Hz. Wenn nun aber eine große Last auf ein Niederspannungsnetz wirkt, sinkt die Spannung im Netz ab. Sinkt die Spannung zu weit ab, müssen Geräte ihre Leistungsbezug zurückfahren, dies kann bedeuten, dass Geräte nur noch wenig bis keine Leistung mehr liefern können. Im Falle der bereits erwähnten Ladegeräte würde dieses Zurückfahren der Leistung bedeuten, dass die Länge des Ladevorgangs vergrößert wird, wodurch das Fahrzeug erst später wieder zur vollen Verfügung steht. Nun stellen aber gerade die zunehmenden Ladevorgänge der wachsenden Zahl von Elektrofahrzeugen in Deutschland die betroffenen Niederspannungsnetze vor eine große Herausforderung. Die Herausforderung liegt in der Leistung, die jeder einzelne Ladevorgang benötigt. Die Summe dieser Vorgänge, welche auf das Niederspannungsnetz wirken, können ein Absinken der Spannung zur Folge haben. Dieses Absinken der Spannung tritt vor allem dann auf, wenn ohnehin schon viele Verbraucher Leistung beziehen. Bei einem hohen Leistungsbezug ohne dem Laden vom Elektrofahrzeugen, sorgt der zusätzliche Bedarf dafür zu einem noch weiterem Absinken der Spannung. Dieses Absinken führt zu einer negativen Erfahrung bei der Verwendung des Niederspannungsnetzes, nicht nur beim Laden von Elektrofahrzeugen, sondern auch bei der herkömmlichen Verwendung. Die Spannung sinkt durch eine jede Last welche bezogen wird, sei es nun zur Erzeugung von Licht oder eben zum Laden von Elektrofahrzeugen. Beim Absinken der Spannung ist zu beachten, dass sie nicht nur für jene Teilnehmer sinkt, welche tatsächlich Last beziehen, sondern für alle Teilnehmer. Somit kann das Laden einiger Teilnehmer andere Teilnehmer vom Laden abhalten. Dies kann dazu führen, dass die am Laden gehinderten Teilnehmer nicht ausreichend laden können und so unfair behandelt werden. Um dem Absinken bei steigender Last entgegen zu wirken, sehen sich Netzbetreiber, wie etwa E.ON, gezwungen in ihre Netze zu investieren, um den zukünftigen Belastungen besser standzuhalten.

Der Netzbetreiber E.ON hat in einer Pressemitteilung [E.O19] bekanntgegeben in

den nächsten 25 Jahren, also bis zum Jahre 2045, rund 2,5 Milliarden Euro in seine Netze investieren zu wollen. Im Netzgebiet von E.ON gibt es laut ihrer Aussage aktuell etwa 6,5 Millionen konventionelle Pkw, im Jahre 2045 will E.ON in der Lage sein, all diese Pkw, mit den dann ausgebauten Netzen, mit elektrischer Energie zu versorgen. Angesichts dieser Menge an Fahrzeugen ergibt sich auch das Problem der Bereitstellung der möglicherweise abgerufenen Leistung. Das Kohlekraftwerk Neurath in Nordrhein-Westfalen gehört zu den größten Kohlekraftwerken Deutschlands, es besitzt eine Leistung von insgesamt 4400 MW ([RWE20]). Bei einer angenommenen Ladeleistung von 22 kW pro Elektrofahrzeug wäre das Kraftwerk Neurath nur in der Lage 200'000 der 6,5 Millionen Fahrzeuge mit Energie zu versorgen. Alle 6,5 Millionen Fahrzeuge wären unter Verwendung eines 22 kW Ladegeräts theoretisch in der Lage insgesamt 143 GW an Energie zu beziehen. Selbst bei Verwendung eines Gleichzeitigkeitsfaktors, dieser gibt an welcher Anteil Teilnehmer durchschnittlich gleichzeitig eine Last beziehen, ist die Anzahl der Fahrzeug zu hoch. Nimmt man nun für das Netz der E.ON eine Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,07 an [Gus14], so bleiben von den 6,5 Millionen etwa 450000 Fahrzeuge übrig. Diese Menge ist mehr als doppelt so groß als das Kraftwerk Neurath versorgen könnte. Diese Zahlen machen deutlich, dass der hohe potenzielle Leistungsbezug von Elektrofahrzeugen es nötig macht diesen in irgendeiner Weise zu limitieren. Eine solche Limitierung könnte etwa direkt im Niederspannungsnetz erfolgen, durch den dort jeweils vorhanden Transformator. Verteilt man die von der E.ON geschätzte Investitionssumme von 2,5 Milliarden Euro auf die 6,5 Millionen Fahrzeuge, ergeben sich pro Fahrzeug etwa 400 Euro. Der Netzbetreiber schätzt allerdings, dass sich diese Zahl noch senken lässt, etwa durch den Einsatz intelligenter Steuerungen.

Ein Ansatz zu einer solchen intelligenten Steuerung wird in dieser Arbeit formuliert. Es wird untersucht, ob die Adaption von Eigenschaften des Aloha Kommunikationsprotokolls auf das Niederspannungsnetz dazu beitragen kann, das Laden von Elektroautos und die damit einhergehende Last auf das Stromnetz besser zu verteilen. Ein besonderes Augenmerk liegt auf der Verteilung der Leistung zwischen den einzelnen Teilnehmern, um eine möglichst faire Verteilung der jeweils zur Verfügung stehenden Last zu erreichen. Eine faire Verteilung bedeuten, in diesem Zusammenhang, die Berücksichtigung des Ladezustandes und der geplanten Abfahrtszeit, also dem Ende des Ladens. Durch die Berücksichtigung dieser Daten soll erreicht werden, dass diejenigen Fahrzeuge welche weniger Zeit für ihre benötigte Ladung haben als andere, auch mehr laden können. Diese Erhöhung der Fairness zielt darauf ab es mehr Fahrzeugen zu ermöglichen in ihrer jeweiligen Standzeit am Ladegerät einen hohe Ladestand zu erreichen. Zunächst werden Ansätze untersucht welche sich mit der Spannungsqualität und der Verteilung zwischen den Teilnehmer und der damit einhergehenden Fairness beschäftigen. Ebenso werden Ansätze betrachtet um die Lasten im Niederspannungsnetz besser zu kontrollieren und zu limitieren.

2 Grundlagen

Im Folgenden gibt es eine Erläuterung und Erklärung der technischen Grundlagen, dies umfasst die beiden zentralen, verwendeten Konzepten, das Aloha Protokoll und das Stromnetz, sowie auch eine Einführung zu Elektrofahrzeugen.

2.1 Aloha-Protokoll

Das Aloha Protokoll wurde an der Universität von Hawaii entwickelt [Abr77]. Ursprünglich wurde es dort für Übertragungen zwischen Funkstationen entwickelt, allerdings lässt sich das Protokoll überall dort verwenden, wo unkoordinierte Benutzer mit einem geteilten Medium arbeiten [Mis11]. Das Aloha Netzwerkprotokoll definiert wie alle Protokolle Regeln und Formate, welche den Ablauf der Kommunikation bestimmen. In der heutigen Form des Internets bzw. der Kommunikation über ein Netzwerk, arbeiten mehrere verschiedene Protokolle, welche sich jeweils mit verschiedenen Schritten befassen und dabei unterschiedliche Aufgaben erfüllen, zusammen. Diese Zusammenarbeit lässt sich für die Netzwerkkommunikation über das ISO/OSI Schichtenmodell erläutern. Der Weg der Daten von der, vom Nutzer verwendeten, Anwendung, bis zum eigentlichen Senden der Informationen auf einer Leitung eines Netzwerkes wird in sieben Schritte eingeteilt. Die Reihenfolge dieser Schritte beim Senden von Daten ist genau gegensätzlich zu der Reihenfolge beim Empfangen von Daten. Jede Schicht hat dabei ihre spezielle Aufgabe, welche sie von den anderen Schichten abgrenzt. Beim Senden von Daten durchläuft man die Schichten in folgender Reihenfolge, Anwendungsschicht, Darstellungsschicht, Sitzungsschicht, Transportschicht, Vermittlungsschicht, Sicherungsschicht und Übertragungsschicht. Das Aloha Protokoll arbeitet auf der Sicherungsschicht, auf dieser Ebene soll ein Protokoll in der Lage sein eine fehlerfreie Übertragung zu ermöglichen und den Zugriff auf das Übertragungsmedium zu regeln. Die Daten, welche mithilfe des Aloha Protokolls versendet werden sollen, sind in Frames eingeteilt. In einem solchen Frame werden die Daten in zwei Bereiche unterteilt. Der erste Teil der Daten wird vom Aloha Protokoll selbst benötigt, für die Weiterleitung der Daten, dies ist auch der Teil eines Frames, welcher vom Aloha Protokoll generiert bzw. verarbeitet wird. Der zweite Teil der Daten enthält den eigentlichen Inhalt des Frames, welcher versendet oder empfangen werden soll, diese Daten werden nicht verarbeitet, sondern nur weitergegeben. Das Medium bzw. das Netzwerk, über welches das Aloha Protokoll Frames empfangen oder versenden soll, muss immer mit allen Teilnehmern geteilt werden. Jeder

Teilnehmer ist über das passive Übertragungsmedium mit allen anderen Teilnehmern verbunden. Das passive Übertragungsmedium kann allerdings immer nur von einem Teilnehmer genutzt werden, also kann nur ein Frame gleichzeitig übertragen werden. Die Tatsache, dass immer nur ein Paket übertragen werden kann, ist für das Aloha Protokoll ein nicht vernachlässigbarer Nachteil. Die Teilnehmer agieren bei der Verwendung des Protokolls unabhängig voneinander und prüfen vor Beginn einer Datenübertragung nicht die aktuelle Aktivität auf dem Übertragungsmedium. Diese fehlende Überprüfung bedeutet, dass das Aloha Protokoll nicht carrier sensitiv ist. Das unabhängige Agieren voneinander hat zur Folge, dass eine Datenübertragung zu jedem beliebigen Zeitpunkt beginnen kann. Die Kombination von diesen drei Eigenschaften trägt stark zur Minderung der möglichen Effizienz bei. Diese Eigenschaften sind die beliebigen Wahl eines Startzeitpunktes für eine Übertragung, die fehlenden Überprüfung von bereits vorherrschender Aktivität und die Tatsache, dass nur ein einzelner Frame gleichzeitig übertragen werden kann. Durch diese Eigenschaften sinkt die Effizienz so weit ab, dass nur etwa 18.4% der Zeit für erfolgreiche Übertragungen genutzt werden können [Mis11]. In der restlichen Zeit treten Kollisionen auf und gesendete Daten werden nicht erfolgreich übertragen [Mis11]. Im Zusammenhang mit dem Aloha Protokoll bezeichnet eine Kollision einen fehlgeschlagenen Versuch einen Frame zu übertragen. Eine Kollision tritt also immer dann auf, wenn mehrere Teilnehmer gleichzeitig versuchen einen Frame zu übertragen. Diese Frames können nicht mehr voneinander unterschieden werden und sind deshalb für die anderen Teilnehmer nicht verständlich. Nach dem Auftreten einer Kollision wird ein zuvor kollidierter Frame allerdings nicht sofort wieder gesendet. Vor einem erneuten Versuch den Frame zu übertragen wartet der Teilnehmer eine gewisse Zeit, welche zufällig bestimmt wird. Durch die zufällige Wahl der Wartezeiten sollen verschieden lange Wartezeiten erreicht werden. Durch die verschiedenen Längen der Wartezeiten versuchen Teilnehmer zu unterschiedlichen Zeiten erneut ihren Frame zu senden und so durch die Unterschiedlichkeit der Zeitpunkte insgesamt alle Frames erfolgreich zu übertragen.

In der Abbildung 2.1 sind insgesamt neun Kästchen, sieben in grau und zwei in weiß, aufgeteilt auf die horizontalen Kanäle A bis D entlang einer unbeschrifteten Zeitachse verteilt. In den Kanälen A bis D ist jeweils die Aktivität eines einzelnen Teilnehmers enthalten. Jedes der abgebildeten Kästchen steht für eine Frame. An den auf verschiedenen Höhen der Zeitachse gelegenen Anfängen der Frames ist die Beliebigkeit des Starts einer Übertragung erkennbar. Die grau dargestellten Kästchen stehen für Frames, welche mit anderen Frames kollidiert sind. Jedes in grau dargestellte Kästchen überschneidet sich mit einem anderem in grau dargestellten Kästchen. Jedes weiße Kästchen überschneidet sich mit keinem anderem Paket, ist folglich nicht kollidiert und wurde erfolgreich übertragen.

Eine Weiterentwicklung des Aloha Protokolls nimmt an einigen Stellen Verbesserungen vor. Diese Weiterentwicklung nennt sich Slotted Aloha [Mis11]. Die Zeit wird in feste Abschnitte eingeteilt, wobei ein Zeitabschnitt der Übertragungsdauer eines Frames entspricht. Der Beginn eines solchen Abschnittes sind auch die Zeitpunk-

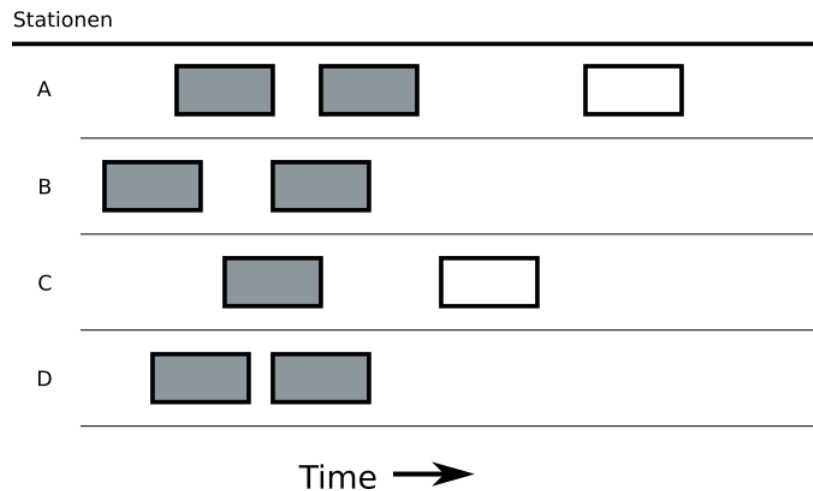


Abbildung 2.1: Datenübertragung mit Kollisionen unter Verwendung des Aloha Protokolls

te an denen mit der Übertragung begonnen werden kann. Durch die Festlegung von solchen Zeitpunkten wird eine Kollision schneller entdeckt und es werden weniger Daten übertragen, welche kollidieren. Wird zu Beginn der Übertragung keine Kollision festgestellt, wird dies auch nicht am Ende festgestellt. Durch diese Verbesserung wurde der Anteil der Zeit, in der erfolgreich Daten übertragen werden, auf etwa 36.8% erhöht, ist also etwa doppelt so hoch wie beim herkömmlichen Aloha. [Mis11]. Allerdings gilt es zu beachten, dass diese gesteigerte Effizienz nur durch eine gemeinsame, synchrone Uhr erreicht werden kann.

In der Abbildung 2.2 sind insgesamt neun Kästchen, sieben in grau und zwei in

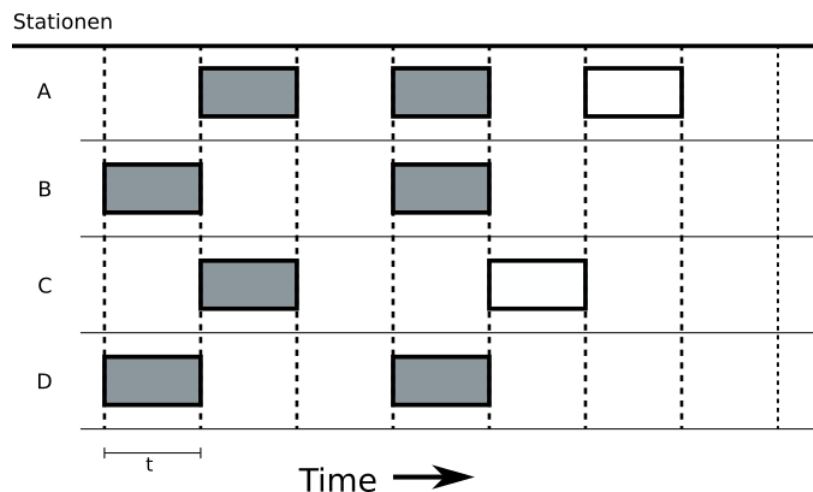


Abbildung 2.2: Datenübertragung mit Kollisionen unter Verwendung des Slotted Aloha Protokolls

weiß, aufgeteilt auf die horizontalen Kanäle A bis D entlang einer Zeitachse verteilt. Die Zeitachse ist in Abschnitte eingeteilt, welche durch vertikale gestrichelte

Linien markiert sind. Die Abschnitte sind t Zeiteinheiten lang. Die Menge der Zeiteinheiten pro Abschnitt entspricht der Menge an Zeiteinheiten, welche nötig sind um eine Frame komplett zu übertragen. In den Kanälen A bis D ist jeweils die Aktivität eines einzelnen Teilnehmers enthalten. Jedes der abgebildeten Kästchen steht für eine Frame. Bei allen grau dargestellten Kästchen befindet sich mindestens ein weiteres Kästchen im selben Zeitabschnitt, diese Frames sind also miteinander kollidiert. Die beiden in weiß dargestellten Kästchen stehen für Frames, welche erfolgreich übertragen wurden. In den beiden Zeitabschnitten in denen sich die beiden weißen Kästchen befinden ist auch kein anderes Kästchen dargestellt, somit wurde auch nicht versucht mehr als ein Kästchen gleichzeitig zu übertragen.

2.2 Elektrischer Strom

Elektrischer Strom, Elektrizität oder umgangssprachlich auch Strom, all diese Begriffe bezeichnen die Bewegung geladener Teilchen entlang eines Leiters. Die geladen, sich bewegenden Teilchen sind gemäß geltenden physikalischen Gesetzen der Elektronenstromrichtung, in einem geschlossenen Stromkreis negativ geladen, es handelt sich also um Elektronen. Für eine erfolgreiche Übertragung von elektrischem Strom müssen genug dieser geladen Teilchen, mit der jeweils gleichen Ladung, vorhanden sein. Die Übertragung der geladenen Teilchen erfolgt über ein Medium, welches genug dieser Ladungsträger verfügbar hat, ein solches Medium wird auch als Leiter bezeichnet.

Der elektrische Strom wird von vier Faktoren definiert, der Spannung U , der Stromstärke I , dem Widerstand R und der Leistung P . Die Spannung U , wird in der Einheit Volt (V) angegeben. Die Spannung gibt an welche Kraft auf die beweglichen Ladungsträger wirkt, je größer die Spannung, desto stärker bewegen sich die Ladungsträger [Sch20a]. Die Stromstärke wird in Ampere (A) angegeben und gibt an, wie viele Ladungsträger in einer Zeiteinheit durch einen Leiter fließen [Sch20b]. Je höher die Stromstärke, desto mehr Ladungsträger fließen durch den Leiter. Der Widerstand angegeben in R , gibt an wie sehr die geladen Teilchen bei ihrem Fluss durch den Leiter gestört werden [Sch20c]. Die Leistung P wird angegeben in Watt (W) und gibt an wie viel Energie/ Leistung übertragen wurde. Diese vier Faktoren sind untereinander so mit einander verbunden, dass mit der Formel 2.1, sowie ihren mathematischen Transformationen, die Spannung, die Stromstärke und der Widerstand in Verhältnis gesetzt werden können.

$$U = R \cdot I \quad (2.1)$$

Die elektrische Leistung P wird berechnet durch die Formel 2.2.

$$P = U \cdot I \quad (2.2)$$

Durch einsetzen von Formel 2.1 in Formel 2.2 kann P mit jeder Kombination von Spannung, Stromstärke und Widerstand bestimmt werden.

Die Spannung kann im Leiter auf verschiedene Arten vorliegen, in Form von Gleichspannung oder Wechselspannung. Gleichspannung fließt mit immer gleicher Stärke und immer gleicher Richtung durch den Leiter. Im Falle der Wechselspannung wechselt sowohl die Stärke, als auch die Flussrichtung in periodischen Abständen. Der Verlauf der Spannung während eines Wechselvorgangs kann verschiedene Formen annehmen, abgebildet auf Kurven kann ein rechteckiger, ein gezahnter, ein dreieckiger oder ein sinusförmiger Verlauf entstehen. Der im Stromnetz verwendete Wechsel entspricht einem sinusförmigen Verlauf. Der Widerstand hängt mit am stärksten vom verwendeten Leiter ab, je besser der Leiter geeignet ist, desto geringer ist der Widerstand. Der Widerstand eines Leiters ist auch von der Länge des Leiters abhängig, je länger ein Leiter ist, desto größer ist sein Widerstand. Bei der elektrischen Leistung muss zwischen der Wirkleistung 2.2 und der Blindleistung unterschieden werden [Mar20]. Wirk- und Blindleistung bilden zusammen die Scheinleistung. Die Wirkleistung, angegeben in Watt (W), bezeichnet den Teil der elektrischen Leistung, welcher effektiv genutzt werden kann. Die Blindleistung, angegeben mit der Einheit VAR, bezeichnet den Teil welcher zwar ins Netz eingespeist werden muss aber nicht von seinen Nutzern verbraucht werden kann. Blindleistung entsteht wenn sich die Schwingungen der Wechselspannung verschieben. Diese Verschiebung entsteht wenn elektrische Energie verschoben zur eigentlichen Schwingung wieder ins Netz eingespeist wird. Die Scheinleistung, angegeben in VA, bezeichnet die Summe von Wirk- und Blindleistung. Der Wert der Scheinleistung kann aus den Werten für Wirk- und Blindleistung mithilfe der Formel

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.3)$$

berechnet werden.

2.3 Aufbau des Stromnetz

Bei dem deutschen Stromnetz handelt es sich um ein Wechselspannungsnetz mit einer Normfrequenz von 50 Hz. Das Stromnetz lässt sich in zwei Ebenen einteilen, das Übertragungsnetz und das Verteilnetz. Das Übertragungsnetz ist ausgelegt auf die Übertragung von elektrischer Leistung über weite Strecken. Das Übertragungsnetz ist auch als Höchstspannungsnetz bekannt. Dies rührt daher, dass die Spannung im Übertragungsnetz höher ist als im Verteilnetz. Die Spannung ist höher, da die Transportverluste bei höheren Wechselspannungen geringer ausfallen als bei niedrigeren. Je mehr Verluste bereits beim Transport auftreten, desto mehr Leistung muss anfänglich bereitgestellt werden um dieselbe Leistung zum Abnehmer zu transportieren. Diese Abnehmer sind zu großen Teilen mit dem Verteilnetz verbunden. Im Verteilnetz herrscht aber eine andere Spannung als im Übertragungsnetz. Diese verschiedenen Spannungen können mithilfe eines Transformators ineinander umgewandelt werden. Die Bauteile dieser Transformatoren limitieren die maximale Menge an Leistung, welche transformiert werden kann. Einzelne Verbraucher sind auch direkt

2 Grundlagen

ans Übertragungsnetz angeschlossen, aufgrund ihres hohen Leistungsbedarfs. Diese Großverbraucher verfügen über eigene Transformatoren.

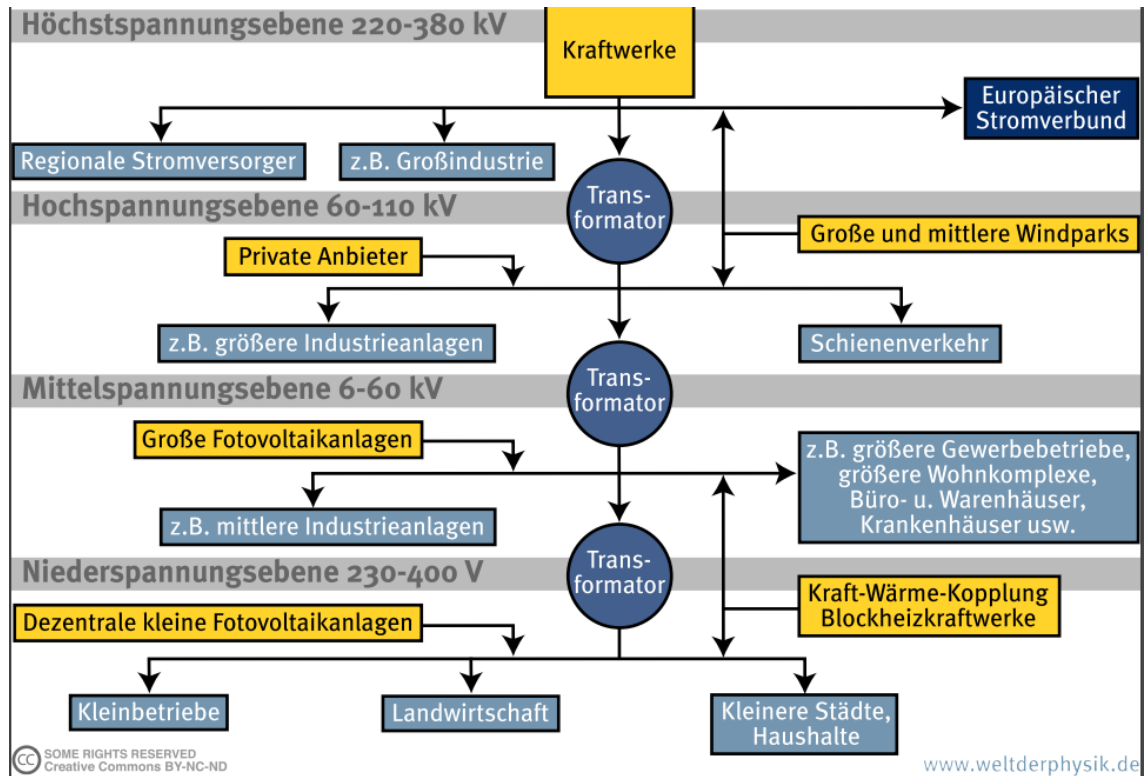


Abbildung 2.3: Aufbau des Stromnetzes

In der Abbildung 2.3[Wag17] sind die verschiedenen Spannungsebenen des Stromnetzes aufgezeichnet. Auf den verschiedenen Ebenen sind verschiedene Akteure aktiv. Die gelb dargestellten Teilnehmer speisen die von Ihnen erzeugte Energie ins Stromnetz ein. Transformatoren, dargestellt als Kreise, verbinden die Spannungsebenen miteinander. Die blau dargestellten Kästchen beziehen Leistung aus dem Netz. Verbraucher auf verschiedenen Ebene des Netzes können auch verschieden große Mengen an Energie beziehen. Energieerzeuger speisen ebenfalls abhängig ihrer Leistungsfähigkeit auf verschiedenen Ebene des Netzes ein. Das Verteilnetz umfasst meist nur Mittel und Niederspannungsebene und manchmal auch die Hochspannungsebene. Im Zuge dieser Arbeit wird nur die Niederspannungsebene oder das Niederspannungsnetz genauer betrachtet. Ein Niederspannungsnetz verfügt im Normalfall über nur einen Transformator, welcher die elektrische Leistung für alle Abnehmer bereitstellt. Ein Niederspannungsnetz in Deutschland kann als Strahlen-, Ring- oder Maschennetz betrieben werden. Ring- und Maschennetze bieten eine höhere Versorgungssicherheit, allerdings sind Strahlennetze kostengünstiger zu realisieren. Strahlennetze sind außerdem leichter wartbar, da sich Fehlerfälle oft auf einzelne Strahlen beschränken lassen. Daher wird in dieser Arbeit im folgenden bei einem Niederspannungsnetz von einer Strahlennetz ausgegangen. Bei einem Strahlennetz sind ein oder mehr

Kabelstränge mit dem Transformator verbunden. An jedem dieser Stränge sind ein oder mehrere Abnehmer verbunden. Zwischen den vom Transformator abgehenden Strängen bestehen keinerlei Verbindungen, da in einem Strahlennetz keine Ringschlüsse vorgesehen sind. Ein Strahlennetz bietet den Vorteil einer einfachen Planung. Im Falle einer Störung an einem oder mehreren der Strahlen, sind alle mit diesen Strahl verbunden Abnehmern betroffen.

Die Höhe, der im Niederspannungsnetz übertragenen, Spannung beträgt in Deutschland gemäß Norm (DIN EN 50160) 230V. Die Norm DIN EN 50160 definiert auch die minimalen Höhen der Spannung, welche pro Anschlusspunkt ans Niederspannungsnetz herrschen muss. Die Norm gibt vor das in einem Zeitraum von einer Woche die mittleren Werte von 10-minütigen Intervallen zu 95 % der Zeit um maximal 10 % von der Normspannung verschieden sein dürfen. Die verbleibenden 5 % der Zeit sind Unterschreitungen von bis zu 15 % der Normspannung zulässig. Das Niederspannungsnetz ist in Deutschland dreiphasig konzipiert, jede der drei Phasen transportiert eine Spannung von 230 V. Die Wechselspannungskurven dieser drei Phasen sind um jeweils 120 Grad zueinander verschoben. Diese Phasen sind Teil des Strahls bzw. des Kabels, welcher den Teilnehmer mit dem Transformator verbindet. Durch die Aufteilung auf drei stromführende Phasen kann mehr Leistung übertragen werden, da mehr als eine Phase gleichzeitig genutzt werden kann und die jeweils bezogene Mengen an Leistung aufsummiert werden. Durch Verschiebung der sinusförmigen Schwingungen des Wechselstroms ([DP20]) erhöht sich die Spannung bei einem Anschluss über die drei Phasen von 230 V auf 400 V, was einen höheren Lastbezug möglich macht.

2.4 Elektrofahrzeuge

Ein Fahrzeug kann dann als Elektrofahrzeug bezeichnet werden, wenn es in der Lage ist elektrische Energie für seine unmittelbare Fortbewegung zu nutzen. Dieses Nutzen kann auf mehrere Arten erreicht werden. Als Erstes zu nennen ist das batterieelektrische Fahrzeug oder Battery Electric Vehicle (BEV), bei dieser Art der Bauweise dient ein Akku als Energiespeicher für einen oder mehrere Elektromotoren [Hel17]. Die elektrische Energie, welche für den Betrieb des Fahrzeuges verwendet werden kann, wird in einem Akku gespeichert. Dieser Akku wird entweder durch Rekuperation, also durch Rückumwandlung von Fortbewegungsenergie in elektrische Energie, oder durch einen Ladevorgang an einem Ladegerät geladen. Eine andere Art eines Batterie-elektrischen Fahrzeuges ist, ein batterie-elektrisches Fahrzeug mit Range-Extender [Hel17]. Bei diesen kann der Akku auch mithilfe eines, im Fahrzeug verbauten, Verbrennungsmotors geladen werden. Dieser Verbrennungsmotor treibt einen Generator an, wodurch elektrischer Strom erzeugt wird, welcher dann in der Batterie gespeichert werden kann. Der Verbrennungsmotor ist aber nicht in der Lage das Fahrzeug direkt anzutreiben, wie bei der klassischen Verwendung des Verbrenners in einem Fahrzeug. Der Verbrennungsmotor ist des weiteren nicht in der Lage

die volle Leistung der verbauten Elektromotoren zu bedienen. Bei leerem Akku ist die Leistung des Fahrzeuges limitiert durch die Leistung des Verbrenners.

Neben dem Konzept des batterie-elektrischen Antriebes gibt es auch Hybride Ansätze, wo die Leistung eines Verbrenners und einem oder mehrere Elektromotoren kombiniert wird. Diese Ansätze lassen sich in drei Gruppen unterteilen. Bei der ersten Gruppe [Hel17], generiert ein Verbrenner mit einem Generator oder eine Brennstoffzelle, die elektrische Energie, welche der Elektromotor für den Antrieb benötigt. Der verbaute Akku dient nur zum Speichern für kurze Zeit und kann nicht von außen geladen werden. In der zweiten Gruppe [Hel17], dienen die oder der verbaute Elektromotor nur zur Unterstützung des Verbrenners, nicht allerdings zum alleinigen Antrieb des Fahrzeugs. Die verbaute Batterie hat hier ebenfalls keine hohe Kapazität und kann nicht von außen geladen werden. Die dritte Gruppe beinhaltet nun Systeme, welche als Hybrid Electric Vehicle (HEV) oder Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) bekannt sind [Hel17]. In beiden Fahrzeugtypen ist ein Verbrennungsmotor und einer oder mehrere Elektromotoren verbaut. Anders als bisher sind hier aber beide Motorarten jeweils alleine in der Lage das Fahrzeug zu betreiben. Fahrzeuge dieser Kategorie können wie ein herkömmlicher Verbrenner oder wie ein BEV verwendet werden. Das Merkmal was ein PHEV von einem HEV unterscheidet ist, dass bei einem PHEV die verbaute Batterie von außen über ein Ladegerät geladen werden kann. Die Ladung über einen, vom Verbrennungsmotor angetriebenen, Generator oder über Rekuperation ist hingegen sowohl beim HEV als auch beim PHEV möglich.

In der Abbildung 2.4 ist der schematische Aufbau eines Hybrid Fahrzeuges dargestellt. Sowohl der Verbrennungsmotor als auch der Elektromotor sind in der Lage das Fahrzeug zu betreiben. Der Weg der Energie vom Verbrennungsmotor zur Batterie über den Generator wird verdeutlicht. In der Abbildung 2.5 wird der Unterschied zwischen einem HEV und einem PHEV verdeutlicht. Beim Plug-In Hybrid ist es möglich die Batterie des Fahrzeugs von außen über ein Ladegerät zu laden.

Innerhalb dieser Arbeit werden jene Arten von Elektrofahrzeugen betrachtet, deren Batterie mithilfe eines Ladegerätes geladen werden kann. Zu dieser Art zählen die Battery Electric Vehicles (BEV), BEV mit Range-Extender und Plug-In-Hybrid Electric Vehicles. Alle anderen vorgestellten Elektrofahrzeuge können die verbaute Batterie nicht über ein externes Ladegerät laden. Bei den verfügbaren Ladegeräten gibt es verschiedene Techniken. Die erste Unterscheidung liegt beim Gleichstrom- und Wechselstromladen. Ein Akku, wie er in einem Elektrofahrzeug verbaut ist, speichert die Energie in Form von Gleichstrom, nicht in Form von Wechselstrom. Entfällt die Umwandlung von Wechsel- auf Gleichstrom durch einen im Fahrzeug verbauten Gleichrichter, kann die maximal mögliche Ladeleistung gesteigert werden. Diese Steigerung der Ladeleistung ist möglich durch die Verwendung eines leistungsfähigeren Gleichrichters. Ladegeräte mit Wechselspannungstechnik gibt es auch für den privaten Bereich. Beim Wechselspannungsladen wird die Wechselspannung erst in einem internen Ladegerät zur, für die Batterie passende, Gleichspannung. Dieses interne

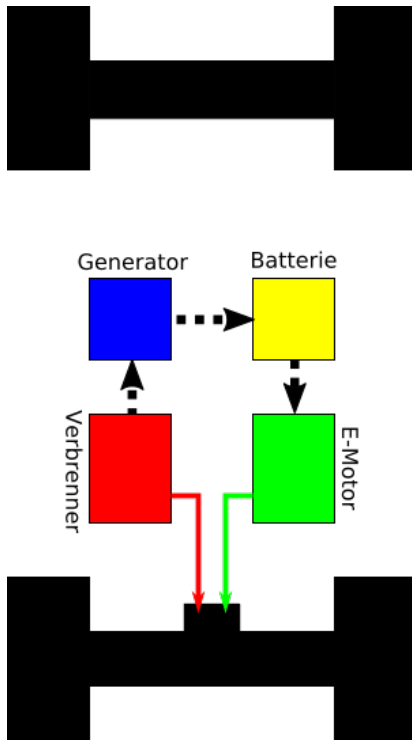
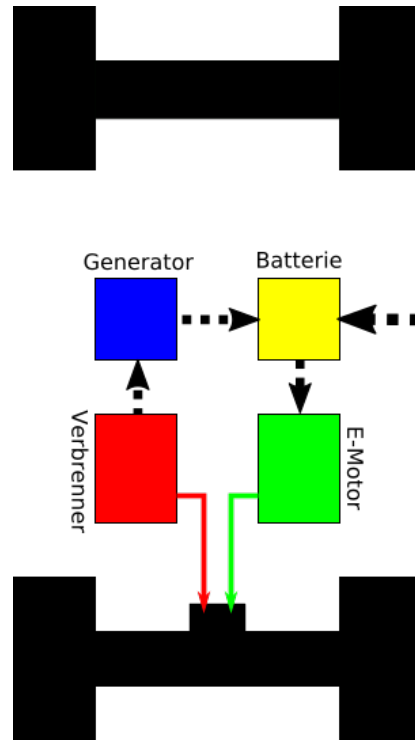


Abbildung 2.4: Hybridfahrzeug

Abbildung 2.5: Plug-In
Hybridfahrzeug

Ladegerät gibt meist auch die maximale Ladeleistung des Fahrzeuges vor. Die Leistung des externen Ladegerätes variiert ja nach Technik und Anschluss ans Stromnetz.

Beim Laden mit Wechselstrom gibt es verschiedenen Leistungsstufen, von 3,7 bis hin zu 22 kW [Lan20]. Diese Leistungsstufen entstehen durch verschiedene Anschlüsse der Ladegeräte ans Stromnetz. Bei einem Anschluss von nur einer Phase sind bei einer Absicherung mit 16 Ampere maximal 3,7 kW möglich bei einer Absicherung mit 32 Ampere maximal 7,4 kW [Lan20]. Bei einem dreiphasigem Anschluss sind bei einer Absicherung von 16 Ampere bis zu 11 kW möglich bei einer Absicherung von 32 Ampere sogar bis zu 22kW [Lan20]. Bei einem festen Anschluss eines Ladegerätes ans Stromnetz ist zu beachten, dass jedes dieser Ladegeräte beim Betreiber des Stromnetzes angemeldet werden muss. Fest verbaute Ladegeräte mit einer Leistung über 12 kVA müssen zudem vom Netzbetreiber genehmigt werden, bevor man sie ans Netz anschließen kann [BDE20]. Ein Ladegerät gilt dann als fest angeschlossen, wenn es nicht durch das Ziehen eines Steckers vom Netz getrennt werden kann. Die verschiedenen Leistungen hängen mit den verschiedenen Bauformen der Stecker zusammen, welche verwendet werden, um die Fahrzeuge mit dem Stromnetz zu verbinden. Die Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über die vorhandenen Typen von Steckern, deren verwendete Spannungsart und ihren Anschluss ans Netz. Bei der Verwendung von Haushaltssteckdose und CEE Steckdose ist ein zusätzliches Ladegerät zur Steue-

2 Grundlagen

rung des Ladevorgangs nötig. Die anderen in Tabelle 2.1 erwähnten Stecker werden nur von solchen Geräten verwendet, welche diese Steuerung bereits anbieten.

Stecker	Spannungsart	Phasen	Ampere	mögliche Leistung (in kW)
Haushaltssteckdose	AC	1	16	3,7
CEE Steckdose	AC	1	16	3,7
	AC	3	16	11
	AC	3	32	22
Typ 1 Stecker	AC	1	32	7,4
Typ 2 Stecker	AC	3	32	22
CHAdeMO Stecker	DC			100
CCS Stecker	DC			200
Tesla Supercharger	DC			120

Tabelle 2.1: Steckertypen zum Laden von Elektrofahrzeugen [Lan20]

3 Verwendete Methodiken

Nach der Einführung zu den verschiedenen Themenbereichen, nun zu den eigentlichen Methodiken, welche entweder schon vorhanden sind, oder im Zuge dieser Arbeit erarbeitet wurden.

3.1 Ladeservice und Ladeprozess

Ein Ladeservice startet, wenn ein Elektrofahrzeug mit einem passenden Ladegerät verbunden wird und endet, wenn eben diese Verbindung wieder getrennt wird. Während dieser Zeit soll sich der Ladezustand des Fahrzeuges entweder auf 100 % erhöhen, oder wenn dies, aufgrund von zeitlichen oder technischen Limitierungen nicht möglich ist, möglichst nah an 100 % annähern. Die Qualität des Ladeservices hängt vom Ladezustand des Elektrofahrzeuges bei Beendigung des Ladeservices ab. Je geringer der Abstand zu einem Ladezustand von 100 % desto höher ist die Qualität eines Ladeservice. Die Erhöhung des Ladezustands geschieht durch Ladevorgänge. Ein Ladeservice kann mehrere Ladevorgänge beinhalten. Die bloße Anzahl von Ladevorgängen in einem Ladeservice mindert potenziell nicht die Qualität des Services. Ein Ladevorgang erhöht den Ladezustand der Batterie durch Verwendung von elektrischer Energie, welche aus dem Netz bezogen wird. Ein Ladevorgang ist zeitlich unbeschränkt und endet wegen technischen Limitierungen oder wenn der Ladeservice, welcher den Ladevorgang enthält, endet. Technische Limitierung welche das Ende eines Ladeprozesses verursachen sind das nicht einhalten von Schwellenwerten in Hinsicht auf Spannung, Ladezustand des Fahrzeuges und Belastungen im Stromnetz. Im Ladevorgang selbst werden Geräte verwendet, welche elektrischen Strom benötigen, wenn dieser Strom nicht bei ausreichender Spannung vorliegt, muss der Ladevorgang abgebrochen werden. Ein Elektrofahrzeug kann keinen Ladezustand von mehr als 100 % aufweisen, werden bei einem Ladevorgang 100 % Ladezustand erreicht werden, endet der Ladevorgang. Bei einer zu hohen Belastung am Stromnetz wird im Sinne der Materialschonung der Ladevorgang beendet. Die Beendigung eines Ladevorgangs ist nicht gleichzusetzen mit dem Ende des Ladeservice an sich.

In der Abbildung 3.1 wird die Aktivität innerhalb eines Ladeservices aufgezeigt. Der dargestellte Ladeservice enthält zwei Ladevorgänge. Die Länge beider Ladevorgänge zusammen ist kürzer als die Länge des Ladeservices.

Der Wert der Qualitätserfahrung der Ladeservices wird mithilfe der Hoßfeld Me-

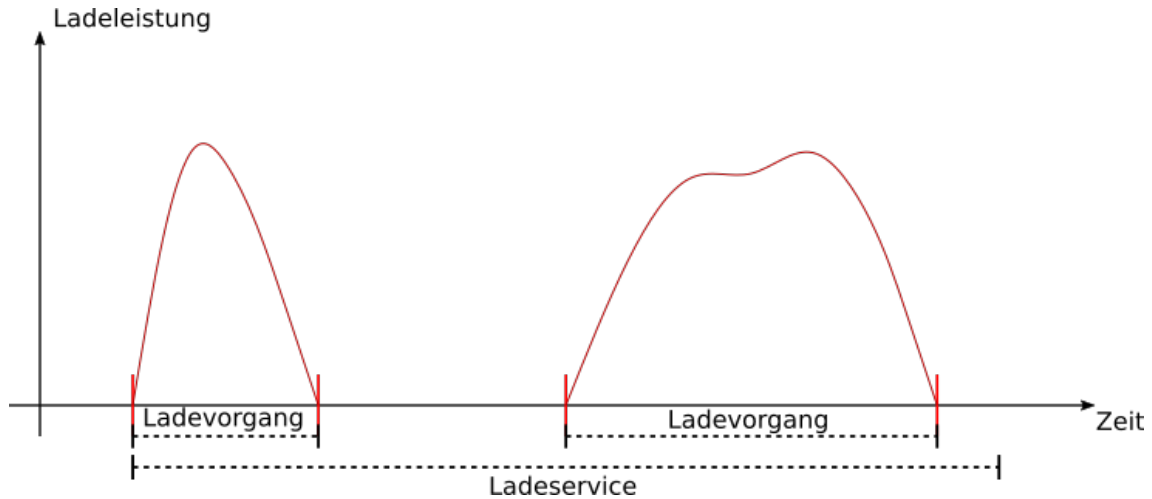


Abbildung 3.1: Verlauf eines Ladeservices

thode [HSKHV18] berechnet. Diese Methode bezieht die Standardabweichung vom Ergebnis als auch die maximal und minimal möglichen Werte des Ergebnisses mit ein. Der Wert der Fairness wird mit folgender Formel $F(\sigma)$ berechnet.

$$F(\sigma) = 1 - \frac{2 * \sigma}{100} \quad (3.1)$$

σ steht für die Standardabweichung des Ladezustandes beim Verlassen der Ladestation. Die 100 im Nenner des Bruches kommt zustande durch die Subtraktion des niedrigsten möglichen Wertes vom höchst möglichen Wert, $100 - 0$. Das Ergebnis der Formel liegt im Bereich von 1 bis 0, (0,1). Je höher das Ergebnis der Formel, desto höher ist die Qualitätserfahrung zwischen den Teilnehmern. Die zu Beginn niedrigere Fairness lässt sich auf die zu Beginn auch hohe Standardabweichung beim Ladestand der einzelnen Fahrzeuge zurückführen. Je geringer die Standardabweichung allerdings wird, desto höher steigt auch der Wert der Qualitätserfahrung. Vergleicht man die Qualitätserfahrungen der Teilnehmer miteinander, ergibt sich ein Qualitätserfahrungs Fairness Index.

3.2 Datengrundlage

Während eines Ladeservices kann für die Beurteilung der aktuellen Situation auf verschiedene Daten zugegriffen werden. Es ist die Ankunftszeit, also der Beginn des Ladeservices, bekannt, ebenso wie die Abfahrtszeit, welche das Ende des Ladeservices markiert. Neben der Anfangs- und Endzeit, ist auch der aktuelle Zeitpunkt bekannt. Die aktuelle Zeit erhöht sich periodisch um immer den selben Wert und kann so in diskrete Zeiteinheiten eingeteilt werden. Des weiteren ist in jedem Zeitpunkt des Ladeservices der Ladezustand des Fahrzeuges, die aktuelle Spannung am Anschlusspunkt und die maximale nutzbare Stromstärke des Fahrzeuges des jeweiligen Teil-

nehmers bekannt. Über ein Broadcastsystem wird innerhalb eines Anschlussbereiches von jedem Teilnehmer, welcher aktuell einen Ladeservice durchführt, die Information das ein solcher Prozess stattfindet verteilt. Über das selbe Broadcastsystem wird von den Transformatoren des Anschlussbereiches die aktuelle Menge an Scheinleistung, welche in den Anschlussbereich abgegeben wird verteilt. Durch Sammlung der Meldungen von Fahrzeugen, welche gerade einen Ladeservice durchführen, lässt sich die Anzahl der aktuell stattfindenden Ladeservices im Anschlussbereich ermitteln. Der Anschlussbereich in dem diese Daten verbreitet werden umfasst jeweils ein einzelnes Niederspannungsnetz. Es wird in dieser Arbeit im Folgenden davon ausgegangen, dass das verwendete Broadcastsystem keinen nennenswerten Delay aufweist und eine hohe Verfügbarkeit hat. Somit wird davon ausgegangen, dass die Daten immer übertragen werden und so immer verwendet werden können.

3.3 Spannungsregler nach VDE 4100

Die erste Methodik dient als Grundlinie für den Vergleich der später folgenden Methodiken. Diese Methodik stellt die aktuell im Stromnetz vorliegende Situation dar. Sie verwendet die technische Anschlussregel Niederspannung (VDE-AR-N 4100), diese stellt neue Anforderungen an die Ladegeräte von Elektrofahrzeugen. Sie wurde ebenfalls entwickelt, um eine größere Anzahl von Ladegeräten am Netz nutzbar zu machen [Kut20]. Bei der verwendeten Form der Anschlussregel, handelt es sich um einen Spannungsregulator, welcher anhand der Spannung angibt, wie viel der aktuell möglichen Leistung abgerufen wird. Bei einem gemessenen Wert der Spannung von mehr als 93 % der Normspannung, kann die Leistung wie gefordert abgerufen werden. Ab einer Spannung von weniger als 88 % der Normspannung kann keine Leistung mehr angerufen werden. In dem Bereich von 93 % bis 88 % der Normspannung wird die abrufbare Leistung linear reduziert, von voller hin zu keiner abrufbaren Leistung.

Der Graph in Abbildung 3.2 zeigt die mögliche Ladeleistung bei dem prozentualen Anteil der Normspannung. Auf der Y-Achse ist die mögliche Ladeleistung angetragen, wobei eins für die höchstmögliche Leistung steht und null dafür, dass für keine Leistung abrufbar ist. An der X-Achse werden die aktuell anliegenden Prozent der Normspannung angetragen. An dem Graphen ist ersichtlich, dass bei mehr als 93 % der Normspannung die ganze Ladeleistung zur Verfügung steht. Es ist weiterhin erkennbar, wie sich die mögliche Ladeleistung im Bereich von 93 % bis 88 % der Normspannung verhält. Ebenso ist erkennbar, wie das keine Ladeleistung bei einem Wert von weniger als 88 % der Normspannung mehr möglich ist.

Die Ladeleistung P_L wird berechnet mithilfe der aktuellen Spannung U_A und der aktuell maximal nutzbaren Stromstärke I_F des Fahrzeuges durch die Formel

$$P_L = U_A \cdot I_F \quad (3.2)$$

Bei der Formel 3.2 wird von einer Spannung von über 93 % der Normspannung ausgegangen, da die berechnete Ladeleistung nicht verändert wird. Im Bereich von

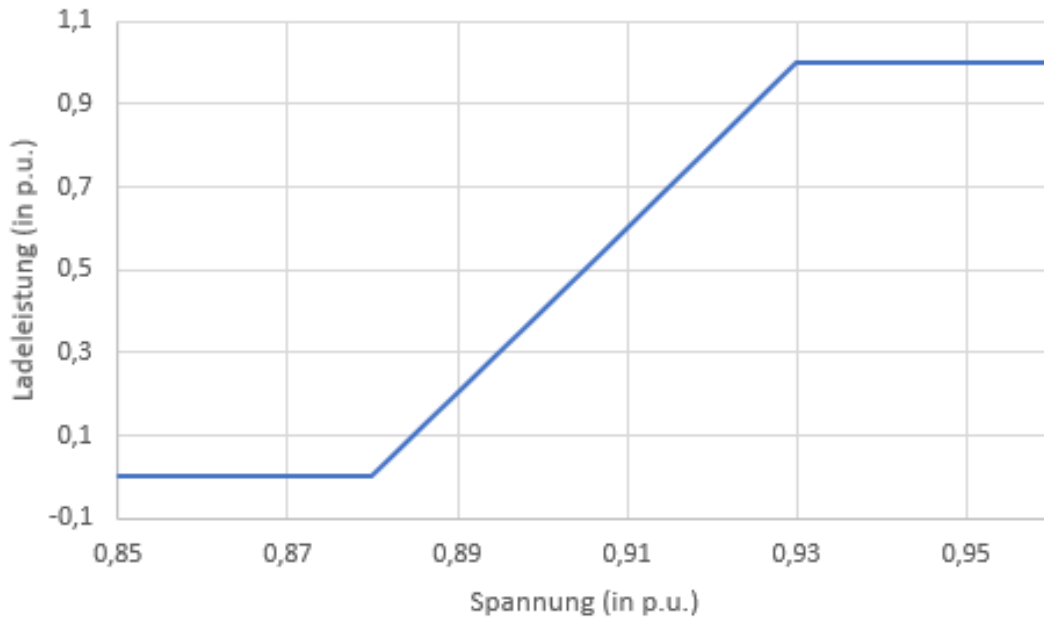


Abbildung 3.2: Spannungs zu Leistungsverhältnis nach VDE-AR-N 4100

unter 93 % der Normspannung ist eine solche Änderung aber nötig. Der Faktor F , mit dem der verbliebene Anteil der möglichen Ladeleistung berechnet wird, wird wie folgt bestimmt

$$F = \begin{cases} 1 & > 93\% \text{ Normspannung} \\ 0 & < 88\% \text{ Normspannung} \\ 20 \cdot \frac{U_A}{U_N} - 17.6 & > 88\%, < 93\% \text{ Normspannung} \end{cases}$$

Der Wertebereich der Formel ist bei Null bzw. Eins abgeschlossen. Bei zu niedrigen Spannungswerten, weniger als 88% der Normspannung, wird der Faktor ohne Berechnung der Formel mit Null angegeben. Ergebnisse größer als Eins werden auf eins reduziert, da alle Werte größer als Eins in einer höheren Ladeleistung als überhaupt möglich resultieren würden.

Wird nun der Faktor F in Formel 3.2 berücksichtigt, ergibt sich folgende Formel für die mögliche Ladeleistung

$$P_L = U_A \cdot I_F \cdot F \quad (3.3)$$

Bevor die mithilfe des VDE-AR-N 4100 Spannungsregler bestimmte mögliche Ladeleistung tatsächlich bezogen wird, wird bei dieser Methodik der Wert zuerst gefiltert. Diese Filterung erfolgt mit Hilfe eine First-Order Lag Filters. Bei einem First-Order Lag Filter wird eine Änderung zwischen dem aktuellen und einem neu berechneten Wert nicht komplett vollzogen, sondern nur teilweise. Ein solcher Filter dient der

Dämpfung von oszillierenden Signalen hin zu einem homogenerem Verlauf. In der hier verwendeten Form werden nur 63,2 % der eigentlichen Änderung vorgenommen. So steigen Werte nur um 63,2 % der eigentlichen Steigerung, ebenso fallen Werte nur um 63,2 % der Änderung. Der Wert von 63,2 % wurde gewählt um in nur wenigen Schritten eine möglichst nahe Annäherung an den eigentlich Wert zu erreichen.

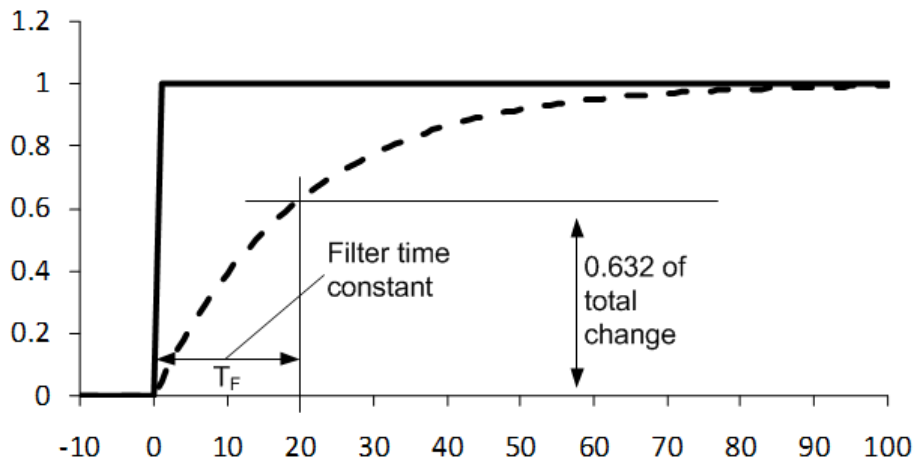


Abbildung 3.3: Wirkung eines First-Order Lag Filters beim Wechsel des Eingangssignals von Null auf Eins

Aus der Abbildung 3.3 wird ersichtlich, wie ein First-Order Lag Filter auf ein starkes Wachstum eines Wertes reagiert. Die durchgezogene Linie, welche beim Zeitpunkt null auf einen Wert von eins steigt, zeigt den Verlauf ohne Filter. Die gestrichelte Linie, welche im Zeitpunkt null beginnt, zeigt den Verlauf mit Filter. T_F zeigt die Dauer des verwendeten Zeitintervalls. Die schwarzen Linien, beginnend bei einem Wert von zwanzig auf der X-Achse, markieren an ihrem Schnittpunkt mit der gestrichelten Linie den Wert nach der ersten Anwendung des Filters. Dieser Wert liegt bei 63,2% der eigentlichen Änderung. Bei fortlaufender Zeit nähert sich die gestrichelte Linie der durchgezogenen Linie immer weiter an.

3.4 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Fokus auf Fairness

Bei den nächsten vorgestellten Methoden wurden Bestandteile des Slotted Aloha Protokolls (Kapitel 2.1) verwendet. Das Slotted Aloha Protokoll arbeitet auf einem geteilten Medium, welches von allen Teilnehmern verwendet wird. Dieses geteilte Medium ist in diesem Fall das in Kapitel 2.3 vorgestellte Niederspannungsnetz mit den dazugehörigen elektrischen Leitern und dem verbautem Transformator. Die elektrischen Leiter im Niederspannungsnetz bedienen jeweils mehr als einen Anschluss,

stehen also mehr als einem Teilnehmer gleichzeitig zur Verfügung. Der Transformator wird ebenfalls von mehr als einem Teilnehmer verwendet. Diese Teilung lässt sich auf seine einzigartige Schlüsselrolle, der Bereitstellung elektrischer Energie, und die Tatsache, dass alle Leiter mit ihm verbunden sind, zurückführen.

In der Abbildung 3.4 ist in der oberen Hälfte ein möglicher Aufbau eines Netzes

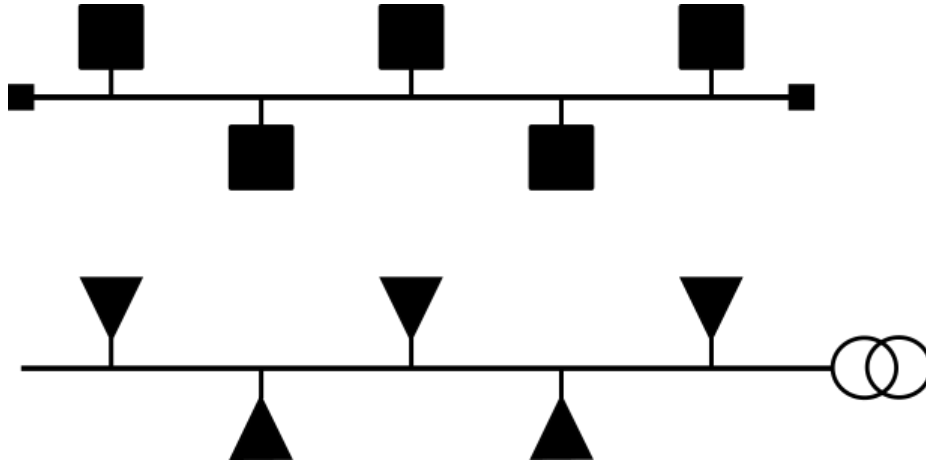


Abbildung 3.4: Vergleich von Aloha Netzwerkprotokoll und Stromnetz

zu sehen, in dem man das Aloha Netzwerkprotokoll, sowohl in der herkömmlichen aber auch in der slotted Variante, verwenden könnte. Die fünf, größeren Kästchen stellen die Teilnehmer dar, die beiden kleineren markieren die Grenzen des Netzes. Die Linien stehen für das eigentliche geteilte Medium. Im unteren Teil des Bildes ist ein möglicher Aufbau eines Niederspannungsnetzes mit einem Transformator und fünf Teilnehmern dargestellt. Das dargestellte Niederspannungsnetz verfügt über nur einen Strahl. Der Transformator wird durch das Kästchen dargestellt, zwei ineinander verschobene Kreise stellen jeweils einen Teilnehmer dar. Die ersichtlichen Ähnlichkeiten der physischen Aufbauten lässt erneut den Schluss zu das sich das geteilte Medium im Fall des Aloha Netzwerkprotokolls und im Fall des Stromnetzes vergleichen lässt.

Im Aloha Netzwerkprotokoll werden Informationen mithilfe von Frames transportiert. Im Stromnetz werden elektrische Teilchen über elektrische Leitung transportiert. Ein Frame hat allerdings eine zuvor festgelegte Größe, welche nicht unter- oder überschritten werden darf. Leistung kann über einen beliebigen Zeitraum in jeder technisch machbaren Höhe bezogen werden. Teilt man die Zeit allerdings in diskrete Abschnitte ein, so ergibt sich eine maximale Menge an Leistung, welche in diesem Zeitraum bezogen werden kann. Sollte kein ganzer Zeitslot benötigt werden, gibt es jedoch auch eine Lösung. Im Falle des Aloha Netzwerkprotokolls gibt es die Möglichkeit einen Frame, welcher nicht vollständig mit Daten gefüllt werden kann, mit Fülldaten zu ergänzen, um einen vollständigen Frame zu erhalten. Im Stromnetz wird durch einen niedrigeren Leistungsbezug als eigentlich möglich die Zeit eine Slot, welcher nicht ganz genutzt werden würde, doch voll ausgenutzt. Im Aloha Netzwerkprotokoll können Kollisionen auftreten. Diese treten immer dann

auf, wenn mehr Teilnehmer als erlaubt das geteilte Medium gleichzeitig verwenden. Im Stromnetz gibt es ähnliche Situationen. Die erste wäre, wenn die Spannung bei einem Teilnehmer unter einen Schwellenwert fällt. Bei einem Spannungswert unterhalb dieses Schwellenwertes ist kein weiterer Leistungsbezug aus dem Netz möglich und der Ladevorgang muss an dieser Stelle beendet werden. Die zweite Möglichkeit, wie im Stromnetz eine Kollision auftreten kann, ist wenn der Transformator eine höhere Last ans Netz abgibt als erlaubt. Tritt eine solche Kollision ein sind prinzipiell alle, zu diesem Zeitpunkt Leistung beziehenden, Teilnehmer betroffen. Auch eine solche Kollision führt zu einer Beendigung des aktuellen Ladevorgangs und zur Beendigung des Leistungsbezuges. Der in Kapitel 3.3 vorgestellte Spannungsregler reagiert nur auf die erste Art der möglichen Kollisionen. Die weiteren Methodiken welche im Folgenden vorgestellt werden reagieren auf eine oder beide Arten der Kollisionen auf verschieden Art und Weisen.

In Kapitel 2.1 wurden zwei verschiedene Varianten des Aloha Netzwerkprotokolls vorgestellt, eine herkömmliche und eine slotted Variante. Das Stromnetz gleicht von der Arbeitsweise der Teilnehmer aus gesehen mehr der herkömmlichen Variante. Teilt man allerdings auch im Stromnetz die Zeit in diskrete Schritte ein und erlaubt Änderungen nur zu Beginn eines solchen Schrittes. So entsteht auch im Stromnetz eine Arbeitsweise, welche nun mehr dem Slotted Aloha entspricht. Da nun in dieser Arbeit die Zeit in diskrete, gleich lange Zeitabschnitte eingeteilt wird, wird im Stromnetz die Arbeitsweise des slotted Aloha Netzwerkprotokolls verwendet.

3.4.1 Wartezeit über Teilnehmerzahl

Der in Kapitel 3.3 vorgestellte Spannungsregler wird um die Behandlung von lokalen Spannungskollisionen, welche bei jedem Teilnehmer individuell passieren können, erweitert. Eine Spannungskollision tritt immer dann auf, wenn der Wert der lokal gemessenen Spannung auf unter 88% der Normspannung fällt. Fällt die Spannung auf einen solch niedrigen Wert kann gemäß dem Spannungsregler keine Leistung mehr aus dem Netz bezogen werden, bis die Spannung wieder auf einen Wert von über 88% der Normspannung steigt. Ist eine Spannungskollision aufgetreten, wird, geregelt durch den Spannungsregler, der mögliche Leistungsbezug auf null zurückgefahren, der tatsächliche Leistungsbezug wird durch die Filterung der Werte erst langsam auf null reduziert. Im Kollisionsfall wird zudem eine Wartezeit bestimmt. Diese Wartezeit gibt an, wie lange der Teilnehmer nicht mehr versucht Leistung aus dem Netz zu beziehen. Der Wert der Wartezeit wird per Zufall aus einem Intervall heraus bestimmt, unter Verwendung einer gleichverteilten Zufallsfunktion. Das Intervall ist nach unten sowie oben begrenzt. Die untere Grenze ist die Null, was keiner Wartezeit entspricht. Die obere Grenze wird primär durch die aktuelle Anzahl an Teilnehmer bestimmt. Diese Anzahl an Teilnehmern wird über die Anzahl an Nachrichten, welche über das Broadcast System übermittelt wurden, festgestellt. Bleiben Nachrichten komplett aus, wird die bisherige Maximalanzahl des aktuellen Tages verwendet. Im Zuge dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass immer alle Nachrichten ankommen.

3 Verwendete Methodiken

Ein Sonderfall tritt ein, wenn die Menge der Teilnehmer zahlenmäßig höher ist als die Anzahl der Zeiteinheiten zwischen dem aktuellen Zeitpunkt und dem Zeitpunkt an dem das Fahrzeug die Ladestation wieder verlässt. Wenn dieser Fall eintritt, wird das Intervall, aus welchem die Zufallszahl heraus bestimmt wird, nicht von der Anzahl der Teilnehmer nach oben hin begrenzt. Die obere Grenze des Intervalls entspricht dann der Anzahl von Zeiteinheiten zwischen dem aktuellen Zeitpunkt und dem Zeitpunkt an dem das Fahrzeug die Ladestation wieder verlässt. In mathematischer Schreibweise lässt sich das Intervall wie folgt darstellen $[0, \max(\text{Teilnehmeranzahl}, \text{Zeiteinheiten bis zur Abfahrt})]$. Es besteht die Möglichkeit, dass wenn die Wartezeit abgelaufen ist wieder oder immer noch eine Spannungskollision vorliegt. Tritt dies ein, wird wieder eine Wartezeit bestimmt. Das Durchlaufen einer Wartezeit bringt keine Garantie am Ende dieser Wartezeit auch wieder einen Ladevorgang aufzunehmen. Diese hier vorgestellte Methodik wurde nur um Funktionalität für Spannungskollisionen erweitert. Wenn eine zu hohe Last vom Transformator abgerufen wird, werden bei dieser Methodik allerdings keine Maßnahmen ergriffen. Diese Methodik wird im weiteren Verlauf der Arbeit mit SA+T bezeichnet.

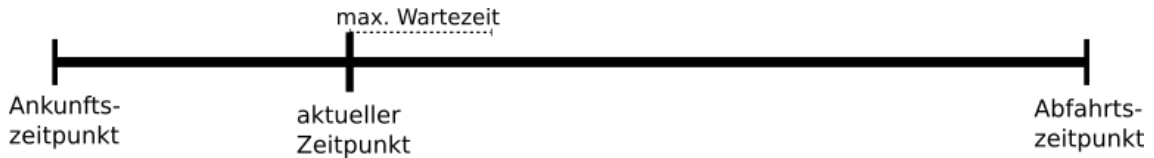


Abbildung 3.5: Beispielansicht eines Ladeservice

In der Abbildung 3.5 wird beispielhaft die Situation eines einzelnen Fahrzeuges deutlich, welches an dem aktuellen Zeitpunkt eine Kollision registriert hat und nun eine Wartezeit berechnet. Die angedeutete maximale Wartezeit umfasst für jeden aktiven Teilnehmer, dessen Nachricht über das Broadcast System empfangen wurde eine Zeiteinheit. Die tatsächliche Wartezeit des Teilnehmers lässt sich allerdings nicht im Vorhinein bestimmen, da diese per Zufall aus einem Intervall heraus ermittelt wird.

Zeitpunkt	Fahrzeug Nr.	Ladestand (in %)
10:00	1	12,6
11:30	2	55,3
	3	66,8
15:00	1	40,7
	2	84,1
	3	94,2

Tabelle 3.1: Situation von drei verschiedenen Fahrzeugen zu verschiedenen Zeitpunkten

In der Tabelle 3.1 ist exemplarisch die Situation von drei Fahrzeugen aufgezeigt, welche zu unterschiedlichen Zeiten ankommen und bei der Ankunft über verschiedene Ladestände verfügen. Die Fahrzeuge werden anhand ihrer Nummer in der mittleren Spalte identifiziert. Alle drei Fahrzeuge beginnen den jeweiligen Ladeservice und beginnen so auch Ladevorgänge. In diesem Beispiel tritt um 15:00 am Nachmittag bei allen drei Ladevorgängen eine Kollision auf. Da die Kollision bei allen Teilnehmern auftritt berechnen auch alle Teilnehmer eine Wartezeit. Das Intervall, aus dem diese Wartezeit bestimmt wird, ist für alle Teilnehmer gleich, es lautet $[0,3]$. Welche Wartezeiten die Teilnehmer tatsächlich abwarten müssen entscheidet allerdings das Ergebnis der Zufallsfunktion.

3.4.2 Wartezeit über Teilnehmer und Fahrzeugparameter

Ähnlich zu dem Vorgehen in Kapitel 3.4.1, bei der Methodik SA+T, wird auch bei diesem Ansatz der in Kapitel 3.3 vorgestellte Spannungsregler erweitert. Auch bei diesem Ansatz werden lediglich Spannungskollisionen betrachtet und es werden keine aktiven Maßnahmen bei einer zu hohen Last am Transformator ergriffen. Diese Methodik wird im Folgenden mit SA+T+F bezeichnet. Der Unterschied zur Methodik SA+T ist die Art und Weise der Berechnung der Wartezeit. Der Wert der Wartezeit wird auch hier per Zufall aus einem Intervall heraus bestimmt. Der Unterschied liegt in der Art der Bestimmung der oberen Grenze dieses Intervalls. Die obere Grenze wird durch Ausführung einer Formel bestimmt, welche von drei Parametern abhängt. Der erste Parameter gibt an wie viele Zeiteinheiten, zwischen dem aktuellen Zeitpunkt und dem Zeitpunkt, an dem das Fahrzeug die Ladestation wieder verlässt, liegen. Dieser Parameter wird im Folgenden mit „verbleibende Zeit“ oder t_V bezeichnet. Der zweite Parameter gibt an, wie viel Zeit noch benötigt wird, um den Akku des Fahrzeuges auf einen Ladestand von 100 % zu bringen. Für diese Berechnung wird allerdings die Normspannung verwendet und nicht die aktuell gemessene Spannung. Dieser Parameter wird im Folgenden mit „verbleibende Ladezeit“ oder t_L bezeichnet. Die beiden Parameter, verbleibende Zeit und verbleibende Ladezeit, werden lokal von jedem Teilnehmer für sich selbst bestimmt, sie benötigen dafür keinen weiteren Input. Der dritte Parameter ist die aktuelle Anzahl an Teilnehmenden T . Diese Parameter wurden gewählt mit dem Ziel Fahrzeuge, welche erst weniger geladen haben, oder Fahrzeuge, deren Abfahrt kurz bevorsteht, besserzustellen. Durch den Einfluss der Teilnehmerzahl, wird aber auch die Aktivität im Netz mit in Betracht gezogen. Diese drei Parameter, die verbleibende Zeit t_V , die verbleibende Ladezeit t_L und die Anzahl der Teilnehmer T werden in folgende Formel eingesetzt um die obere Grenze G_O :

$$G_O = \frac{t_V - t_L}{T} \quad (3.4)$$

Der Ergebnisbereich der Formel 3.4 ist nach oben durch den Faktor ' $t_V - t_L$ ' begrenzt und nach unten aufgrund der Division des Faktors durch minus unendlich.

Das Ergebnis dieser Formel beschränkt nun das Intervall, aus dem die Wartezeit bestimmt wird, nach oben. Die Subtraktion von der verbleibenden Ladezeit und der verbleibenden Zeit, gibt nun an, wie viel Zeit das Fahrzeug neben der, welche zum Laden benötigt wird, noch zusätzlich hat. Diese Zeit würde das Fahrzeug also nicht zum Laden benötigen. Ein Sonderfall tritt auf, wenn das Ergebnis dieser Formel kleiner ist als Eins. Dies kann passieren, wenn etwa die verbleibende Zeit geringer ist als die verbleibende Ladezeit. Tritt dieser Fall ein wird erneut eine obere Grenze für das Intervall bestimmt. Dies ist notwendig, da das Ergebnis der Formel 3.5 die obere Grenze eines Intervalls berechnet, aus welchen eine ganze Zahl gezogen werden soll. Ist die obere Grenze nun aber kleiner als Eins und die untere Grenze ist Null, so gibt es nur eine ganze Zahl in diesem Intervall und die Verwendung der Zufallsfunktion würde keinen Mehrwert bringen. Tritt aber dieser Fall ein muss eine andere Formel verwendet werden. Die Formel, die in diesem Fall verwendet wird, hat nur einen Parameter. Dieser Parameter ist die zuvor berechnete obere Grenze des Intervalls, bezeichnet mit G_{alt} . Zur Bestimmung des neuen Wertes wird folgende Formel verwendet

$$G_O = 10 \cdot (1 - e^{G_{\text{alt}}^{-1}}) + 1 \quad (3.5)$$

Der Parameter der Formel 3.5 liegt im Bereich von minus unendlich bis Eins. Die Formel wurde entwickelt mit dem Ziel Werte zwischen Eins und Elf zu liefern, wobei sich eine anfängliche Differenzierung der Ergebnisse bei kleiner werdenden Werten des Parameters einstellen sollte. Das Ergebnis dieser Formel grenzt nun das Intervall, aus dem die Wartezeit bestimmt wird, nach oben ab. Das Verhalten während einer Wartezeit, welche mithilfe dieser Formel 3.5 abgegrenzt wurde, kann sich von dem Verhalten einer Wartezeit welche durch Formel 3.4 abgegrenzt wird unterscheiden. Wenn eine solche Wartezeit das erste Mal bestimmt wird, unterscheidet sich das Verhalten in drei Punkten. Der Erste wäre, dass die Verbindung zum Netz nicht getrennt wird, es wird also weiterhin Leistung aus dem Netz bezogen. Der zweite Unterschied liegt in der Bestimmung der möglichen Ladeleistung, statt mit der Formel 3.3 wird, entgegen dem eigentlich verwendeten Spannungsregler, die Formel 3.2 verwendet. Der dritte Unterschied ist das veränderte Verhalten beim Auftreten von Kollisionen, diese werden nicht beachtet und es wird nicht auf sie reagiert. Eine solche Art der Wartezeit kann allerdings nicht mehrmals direkt hintereinander wahrgenommen werden. Tritt nach Beendigung dieser Wartezeit sofort wieder eine Kollision auf, muss eine normale Wartezeit abgewartet werden, auch wenn das Intervall mithilfe der Formel 3.5 begrenzt wurde. Nach dieser Wartezeit ist eine solche Sonderbehandlung allerdings wieder möglich.

In der Abbildung 3.6 ist eine exemplarische Darstellung einer Situation eines Fahrzeuges deutlich, welche zu diesem aktuellen Zeitpunkt eine Kollision registriert. Oberhalb sind die beiden Parameter „verbleibende Zeit“ und „verbleibende Ladezeit“ angetragen. Unterhalb verdeutlicht eine gestrichelte Linie das Ergebnis der

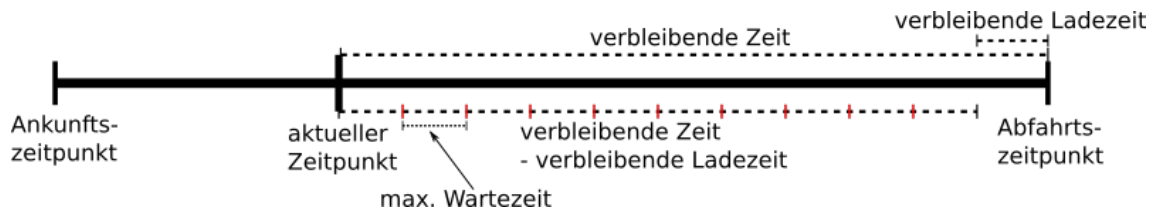


Abbildung 3.6: Beispielsansicht eines Ladeservices

Subtraktion dieser beiden Werte. Die vertikalen Linien stehen für die Aufteilung nach der Division durch die Anzahl der Teilnehmer. Ebenfalls angezeigt wird die Länge eines dann verblieben Teiles des Ergebnisses der Subtraktion, die Anzahl der Zeiteinheiten eines solchen Restes begrenzt in diesem Fall das Intervall der Wartezeit noch oben.

Zeitpunkt	Fahrzeug Nr.	Ladestand	Abfahrtszeitpunkt
10:00	1	12,6	19:00
11:30	2	55,3	19:00
	3	66,8	19:00
15:00	1	40,7	19:00
	2	84,1	19:00
	3	94,2	19:00

Tabelle 3.2: Situation von drei verschiedenen Fahrzeugen zu verschiedenen Zeitpunkten

In der Tabelle 3.2 wird das Beispiel aus Tabelle 3.1 aus Kapitel 3.4.1 wiederaufgegriffen. Berechnet man nun allerdings die Wartezeit mit der hier vorgestellten Methodik, weichen die Ergebnisse voneinander ab. Für das Fahrzeug mit der Nummer 1 wurde bei einer verbleibenden Zeit von vier Stunden und 40,7% Ladestand eine maximale Wartezeit von 60 Zeiteinheiten bestimmt. Beim Fahrzeug 2 sollte nun bei selber verbleibender Zeitmenge aber höherem Ladestand auch eine höhere, maximale Wartezeit berechnet werden. Die maximale Wartezeit für das Fahrzeug 2 beträgt 75 Zeiteinheiten, somit tritt ein, was gemäß der abgeänderten Berechnung eintreten soll, die maximale Wartezeit von Fahrzeug 2 ist höher als die von Fahrzeug 1. Die Situation zwischen Fahrzeug 3 und Fahrzeug 2 ist ähnlich zu der zwischen Fahrzeug 1 und 2. Fahrzeug 3 sollte eine höhere maximale Wartezeit aufweisen als Fahrzeug 2 und bei 78 Zeiteinheiten ist dies auch der Fall.

3.5 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Transformatorlaststeuerung

Die Laststeuerung am Transformator soll dazu beitragen die Ausgangsleistung des Transformators im Niederspannungsnetz besser zu regeln und zu limitieren. Die Limitierung der Ausgangsleistung trägt erstens zur Schonung des Transformators an sich bei, aber auch die sich im Stromnetz bewegend Leistung wird limitiert. Die Regelung der möglichen Transformatorlast erfolgt gemäß dem Vorbild des VDE Spannungsregler, bekannt aus dem Kapitel 3.3. Die mögliche Ladeleistung wird abhängig von der aktuellen Transformatorlast geregelt. Es wurde ein Limit festgelegt, welches als Obergrenze verwendet wird. In einem Bereich von 80 % bis 100 % wird die mögliche Ladeleistung linear reduziert. Bei einer Transformatorlast von weniger als 80 % steht die mögliche Ladeleistung komplett zur Verfügung. Bei einer Transformatorlast, welche über dem Limit liegt, kann keine Ladeleistung mehr abgerufen werden.

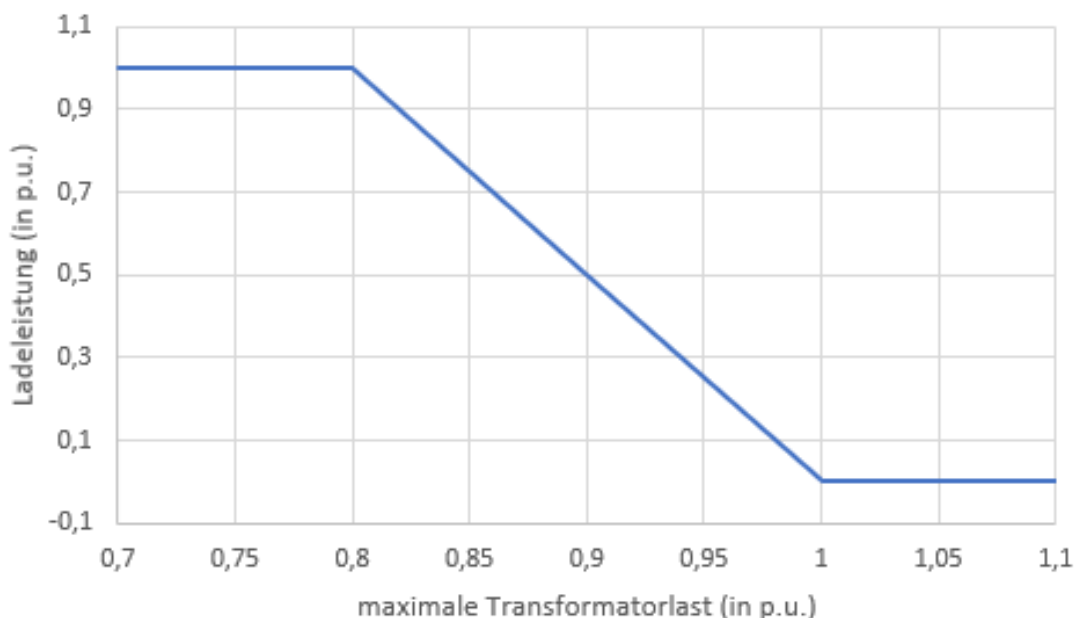


Abbildung 3.7: Transformatorlast zu Leistungsverhältnis

In der Abbildung 3.7 zeigt die mögliche Ladeleistung bei dem prozentualen Anteil der maximalen Transformatorlast. Auf der Y-Achse ist die mögliche Ladeleistung angetragen, wobei die Eins für die höchstmögliche Leistung steht und Null dafür, das keine Leistung abrufbar ist. An der X-Achse werden die aktuell anliegenden Prozent der Normspannung angetragen. An dem Graphen ist ersichtlich wie sich eine ansteigende Transformatorlast auf die mögliche Ladeleistung auswirkt. Ebenso

wird im Vergleich mit der Abbildung 3.2 ersichtlich, wie die Arbeitsweise der beiden Regler übereinstimmt. Der Faktor gibt an welcher Anteil der Ladeleistung bei der aktuellen Transformatorlast verfügbar ist. Ergebnisse größer als Eins werden auf Eins reduziert, da alle Werte größer als Eins in einer höheren Ladeleistung als möglich resultieren würden. Der Wert des Faktors F_T wird mit folgender Formel bestimmt

$$F = \begin{cases} 1 & < 80\% \text{ maximaler Last} \\ 0 & > 100\% \text{ maximaler Last} \\ -\frac{10}{403333} \cdot L_T + 5 & > 80\%, < 100\% \text{ maximaler Last} \end{cases}$$

Der Wert der aktuellen Transformatorauslastung wird ähnlich zu der Anzahl der Teilnehmer über das Broadcastsystem verteilt. Liegt der Wert nicht vor, wird ein Wert nahe am Limit gewählt, um die Last so niedrig zu halten, aber dennoch noch einen Lastbezug zu zulassen. Der Faktor der Transformatorlast wird ebenso wie der Faktor zur Spannung in der Formel 3.2 berücksichtigt, dadurch verändert sich die Formel 3.3 wie folgt

$$P_L = U_A \cdot I_F \cdot F_S \cdot F_T \quad (3.6)$$

Neben der Formel zur Berechnung der möglichen Leistung, wird auch der verwendete Lag-Filter rekonfiguriert. Am Vorgehen bei der Erhöhung der Werte wird nichts verändert, lediglich das Verhalten bei der Verringerung von Werten wird angepasst. Die Gründe für eine Verringerung der Leistung sind eine gesunkene Stromstärke, eine gesunkene Spannung oder ein verändertes Ergebnis der beiden Faktoren für Spannung und Transformatorlast. Das geänderte Verhalten tritt nur auf, wenn eine Transformatorcollision vorliegt, da eine Collision einen laufenden Ladevorgang beendet, fällt nach einer Collision immer der Wert der bezogenen Leistung. Tritt eine Transformatorcollision auf, ergibt die Formel 3.6 immer 0. Der in Kapitel 3.3 eingeführte Filter würde 63,2 % der nötigen Änderung vornehmen, der hier vorgestellte Filter nimmt jedoch nur 36,8 % der Änderung vor. Der gewählte Wert ist der Kehrwert von 63,2 %, $100\% - 63,2\% = 36,8\%$. Die Veränderung am Lag-Filter wurde vorgenommen, da aller Teilnehmer von einer Transformatorcollision betroffen sind, und so auch alle Teilnehmer nach einer Transformatorcollision die bezogene Leistung reduzieren müssen. Aufgrund geringeren Abnahme pro Teilnehmer pro Zeitschritt, sinkt die Transformatorlast langsamer ab. Dieses langsamere Absinken beugt bei hohen Teilnehmerzahlen einem zu großem Einbruch an Transformatorlast vor und führt so besserer Verteilung der Abnahme. Tritt eine Spannungscollision auf sinkt die bezogene Leistung weiterhin mit der unveränderten Rate von 63,2 % ab, dies ist auch der Fall tritt eine Transformatorcollision und eine Spannungscollision bei einem Teilnehmer gleichzeitig auf. Bei einer Spannungscollision bleibt das Verhalten unverändert, da der Zusammenhang zwischen zu hohem Leistungsbezug und Spannungsabfall weniger direkt in Verbindung steht, wie bezogene Leistung und Transformatorlast.

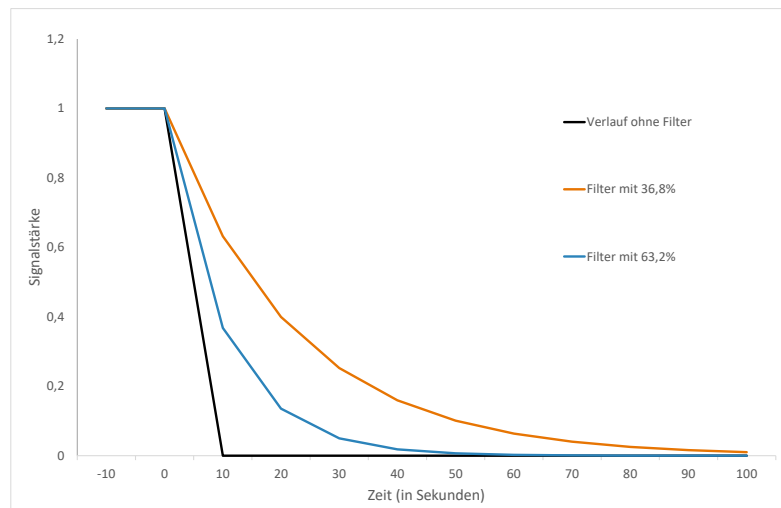


Abbildung 3.8: Wirkung eines First-Order Lag Filters beim Wechsel des Eingangssignals von 0 auf 1 bei verschieden starker Filterung

In Abbildung 3.8 wird die Auswirkung der verschiedenen Filter dargestellt. Die Abnahme bei einem Filter mit 36,8 % dauert etwa doppelt so lange wie wenn ein Filter mit 63,2 % verwendet werden würde. Die beiden Kurven der verschiedenen Filter haben aber dennoch die selbe grundlegende Form.

Die bisher bekannten Methodiken VDE, SA+T und SA+T+F sind alle um den Transformatorkontroller erweiterbar, nach der Erweiterung werden sie mit VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr bezeichnet.

4 Evaluation

Um Ergebnisse zu den verschiedenen Methodiken zu erhalten wird ihre jeweilige Verwendung zu erst simuliert und die so erhaltenen Ergebnisse anschließend analysiert und verglichen.

4.1 Simulationsaufbau

Zunächst wird auf den Aufbau des verwendeten Simulators eingegangen, sowie auf die ,in der Simulationen verwendeten, Daten.

4.1.1 Simulationsframework und Simulatoren

Für die Durchführung der Simulation der in Kapitel 3 vorgestellten Methodiken wird die Co-Simulation Software Mosaik ¹, in Version 2.5.1, verwendet. Der Mosaik Simulator wurde speziell für Simulation von Smart Grid-Anwendung entwickelt und eignet sich deswegen hervorragend für die im Zuge dieser Arbeit zu erfüllenden Aufgaben. Der Simulator unterstützt zudem die schnelle Einbindung von einem Framework namens PYPOWER. PYPOWER wurde zur Simulation von Stromflüssen entwickelt und ist in der Lage anhand eines Stromnetzes die Ströme der elektrischen Energie zu simulieren. Diese Simulation des Stromflusses schließt auch den Transportverlust der Niederspannung und den Zusammenhang von Wirk- zu Blindleistung mit ein. PyPower wird hier in der Version 5.1.4 verwendet. Mosaik verbindet drei verschiedenen Simulatoren miteinander, welche das Stromnetz, die Elektrofahrzeuge und den aktuell verwendeten Kontroller darstellen. Das Stromnetz, welches in dieser Arbeit verwendet wird, ist ein standardisiertes europäisches Niederspannungsnetz. Dieses wurde von der IEEE, dem Institut für Elektro- und Elektronikingenieure, für solche Simulationen herausgegeben, um Ergebnisse auf einer EU-weiten Ebene vergleichbarer zu machen. Das IEEE906 Netz beinhalten minutenweise gestaffelte Daten, welche die Grundlast der 55 verfügbaren Haushalte darstellen. Das Stromnetz liegt in Form eines mosaik-pypower Simulators vor, dieser Simulator wurde nicht im Zuge dieser Arbeit entwickelt, sondern er wird nur verwendet. Der Netzsimulator benötigt beim Starten die Startzeit der Simulation, um Zeit der Simulation zu synchronisieren. In jedem Zeitintervall ist jedem Anschlusspunkt die dort aktuelle Spannung bekannt und kann so von den Verbrauchern verwendet werden und die

¹<https://mosaik.offis.de/>

Verbraucher können die Höhe der über diesen Anschlusspunkt bezogenen Leistung dem Anschlusspunkt übergeben. Die Daten der Elektrofahrzeuge sind ebenfalls in einem Simulator enthalten, welcher mit Mosaik verwendet wird. Die Daten der Elektrofahrzeuge werden über den FlexEV Simulator zur Verfügung gestellt, von welchem die Version 1.1.4 verwendet wurde. Beim Starten des Simulators wird die aktuelle Startzeit, zur Synchronisation der Zeit, übergeben. Die einzelnen Elektrofahrzeuge erhalten Information an welchem Anschlusspunkt des Niederspannungsnetzes sie angeschlossen sind, die maximal mögliche Stromstärke beim Laden, sowie die verwendete Batteriekapazität. Der Simulator stellt in Minuten Intervallen gestaffelte Daten zu den einzelnen Elektrofahrzeugen zur Verfügung. Diese Daten bestehen aus dem Ankunftszeitpunkt, dem Abfahrtszeitpunkt, dem Ladezustand der Batterie, der aktuell möglichen Stromstärke beim Laden sowie einem Indikator, ob sich das Fahrzeug aktuell an einem Ladegerät befindet. Die mögliche Ladeleistung eines jeden Elektrofahrzeuges wird individuell vom dazugehörigen Kontroller bestimmt und dem Elektrofahrzeug übergeben. Diese Leistung wird dann vom Elektrofahrzeug an den entsprechenden Anschlusspunkt übergeben, nachdem der Wirkungsgrad des Ladegeräts berücksichtigt wird. Die einzelnen Kontroller sind ebenfalls einem Simulator enthalten. Dieser Simulator benötigt beim Start die Länge eines Zeitschrittes, sowie die aktuell verwendete Methodik. Jeder Kontroller ist mit einem Elektrofahrzeug sowie einem Anschlusspunkt ans Netz verknüpft. Jeder Kontroller erhält die Daten die diese beiden bereitstellen, die aktuelle Spannung, die Ankunfts- und Abfahrtszeit, den Ladezustand der Batterie, die aktuell möglichen Stromstärke beim Laden sowie einem Indikator, ob sich das Fahrzeug aktuell an einem Ladegerät befindet. Anhand dieser Daten bestimmt der Kontroller ausgehend von der verwendeten Methodik die mögliche Ladeleistung des Elektrofahrzeuges und übergibt diesen Wert an das Fahrzeug. Der Kontroller erhält weitere Daten, die Transformatorlast, sowie die Anzahl der aktuellen Teilnehmer, über ein impliziert implementiertes Broadcastsystem, welches keine Eigenschaften der Kommunikation, wie Verzögerungen oder Paketverluste, simuliert.

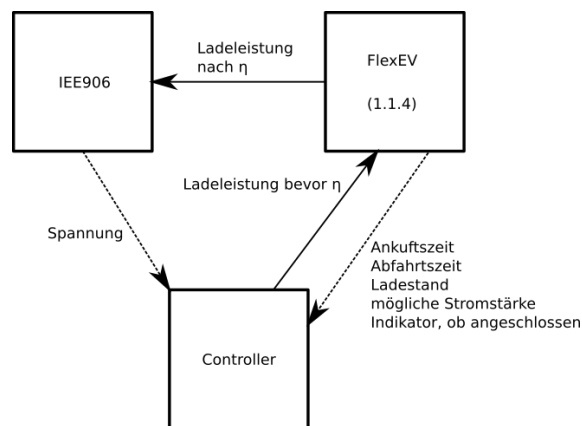


Abbildung 4.1: Schnittstellen zwischen den Teilen des Simulators

In der Abbildung 4.1 wird verdeutlicht, welche Daten die Simulatoren an andere Simulatoren übergeben. Den beiden gestrichelten Pfeilen kommt eine Sonderrolle zu. Diese Sonderrolle sieht vor das Daten zeitlich verschoben, bereits zu Beginn des Zeitschrittes, zur Verfügung gestellt werden, um Deadlocks zwischen den Simulatoren zu verhindern. Ein solcher Deadlock kann auftreten, wenn Simulatoren auf Daten anderer Simulatoren warten, welche aber ebenfalls auf Daten warten. Ein solcher Deadlock kann immer dann entstehen, wenn Zyklen in den Beziehungen der Teilnehmer vorhanden sind.

Bibliothek	Version
datetime	3.8
math	3.8
mosaik	2.5.1
mosaik-api	2.4
random	3.8
socket	3.8

Tabelle 4.1: Verwendete Python Bibliotheken mit der jeweiligen verwendeten Version

Tabelle 4.1 listet in den Simulationen verwendete Bibliotheken mit der entsprechenden Versionsnummer auf. Die Bibliotheken bringen zusätzliche Funktionalität ein, welche für die Durchführung der Simulationen benötigt wird, aber nicht von vorn herein Bestandteil des verwendeten Systems ist.

4.1.2 Annahmen und verwendete Daten

Im Zuge dieser Arbeit werden auch Daten verarbeitet. Die Mehrheit dieser Daten steht in Zusammenhang mit den Elektrofahrzeugen. Die Daten die diese für die Simulation zur Verfügung stellen, wurden im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur erhoben ². Diese Erhebung fand im Zuge einer Mobilitätsstudie statt. Es wurden Teilnehmer für diese Studie aus der Bevölkerung ausgewählt, welche dann ihr Mobilitätsverhalten dokumentiert haben. Diese Mobilitätsverhalten dienen als Grundlage für die Daten der verwendeten Elektrofahrzeuge. Durch die Auswertung dieser Daten wurden Ankunfts- und Abfahrtszeiten, sowie die jeweils gefahrene Wegstrecke bestimmt. Durch die Länge der Wegstrecke kann bestimmt werden wie viel des Ladezustandes auf dieser Strecke verbraucht wird und somit auch der Ladestand bei Ankunft an der Ladestation. Es werden für die Simulationen auch einige Annahmen getroffen. Die mittlere Kapazität der Batterie, in welcher die elektrische Energie der Elektrofahrzeuge gespeichert wird, wird auf 36253,11 Wh festgelegt. Dieser Wert durch die Kombination

²<http://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/beteiligte.php>

zweier Datensätze ermittelt. Der erste dieser Datensätze enthält die Zulassungszahlen von elektrisch angetrieben Fahrzeugen in Deutschland von den Jahren 2013 bis 2019([Ahl20]), betrachtet wurde jedoch nur der Zeitraum bis 2018. Der zweite Datensatz enthält die Kapazitäten der in Elektrofahrzeugen verbauten Batterien([AKK20]). Durch die Verwendung dieser Statistiken wurde die durchschnittliche Batteriekapazität eines in Deutschland zugelassenen Elektrofahrzeuges ermittelt. Dieser Mittelwert stellt einen Kompromiss zu einer individuellen Batteriekapazität dar, stellt allerdings auch sicher vergleichbare Ergebnisse zu erhalten. Die Norm DIN EN 50160 setzt die Normspannung im Deutschem Stromnetz auf 230 Volt, daher wird dieser auch in dieser Arbeit verwendet. Die maximale Trafolast wurde durch eine Simulation ohne Aktivität von Elektrofahrzeugen ermittelt. Die, in dieser Simulation gemessene, Transformatorlast wurde verdoppelt. Diese Verdopplung soll die Belastung des Transformators so gering wie möglich halten, den Ladevorgängen aber dennoch die Möglichkeit bieten auch Leistung abzurufen. Eine Verdopplung sorgt außerdem dafür, die beim der Planung des Netzes einkalkulierten Reserven, welche nicht nur der Ausfallsicherheit dieses Netzes sondern auch der umliegenden dient, zu erhalten und so auch auch noch in Ausnahmesituationen den Betrieb gewährleisten zu können.

Eine weitere Annahme ist die maximale Anzahl an Elektrofahrzeugen, hierbei wurde davon ausgegangen, dass ein jeder Haushalt im Niederspannungsnetz über exakt zwei Elektrofahrzeuge verfügt, welche mithilfe eine 22kW Ladegeräts geladen werden. Diese Annahme geht aus Statistiken eines Bundesamtes([Hoc15]) zurück, welche aussagt, das in ländlich geprägten Gebieten vermehrt größere Haushalte mit zwei oder mehr Personen auftreten. Aus Gründen der Normalisierung zwischen den Anschlusspunkten ans Niederspannungsnetz, wird daher immer von zwei Fahrzeugen je Anschlusspunkt ausgegangen. Das hierfürverwendet Stromnetz, IEEE906, verfügt über 55 Anschlusspunkte für Privathaushalte, folglich wird in den Simulationen von 110 Elektrofahrzeugen ausgegangen.

4.2 Simulationsergebnisse

Die Ergebnisse der durchlaufenen Simulationen werden zunächst aufgeteilt auf die verschiedenen Methodiken vorgestellt. Die verschiedenen Methodiken wurden über den Zeitraum von einer Woche hinweg simuliert. Bei der Darstellung der Transformatorlast, der Spannungswerte und der Teilnehmerzahlen werden jeweils nur die Ergebnisse eines einzelnen Werktages dargestellt, um eine bessere Übersichtlichkeit der Graphen zu erreichen. Ein Werktag wurde gewählt, da eine Woche aus mehr Werktagen als anderen Tagen besteht und die Ergebnisse so repräsentativer sind.

In den einzelnen Analysen wird jeweils auf die Transformatorlast, die Spannungswerte, die ladebereiten und ladenenden Teilnehmer, die Spannungsqualität, die Anzahl an Kollisionen, den Ladestand über den Verlauf der Ladeservice, sowie auf die

Qualitätserfahrung und die Fairness eingegangen. Die Methoden SA+T, SA+T+F, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr verwenden ein Intervall, aus welchem eine Zufallszahl gezogen wird, um die Wartezeit nach einer Kollision zu bestimmen. Für die Bestimmung dieser Zufallszahlen wurden verschiedene Startwerte verwendet, um den Einfluss der einzelnen Startwerte durch Bildung von Mittelwerten, über die erhaltenen Ergebnisse, auszugleichen zu können. Die Simulationen dieser vier Methodiken wurden mit 10 unterschiedlichen Startwerten ausgeführt. Die für diese Methodiken angegebenen Ergebnisse sind die Mittelwerte samt Standardabweichung dieser Durchläufe.

4.2.1 VDE-Controller

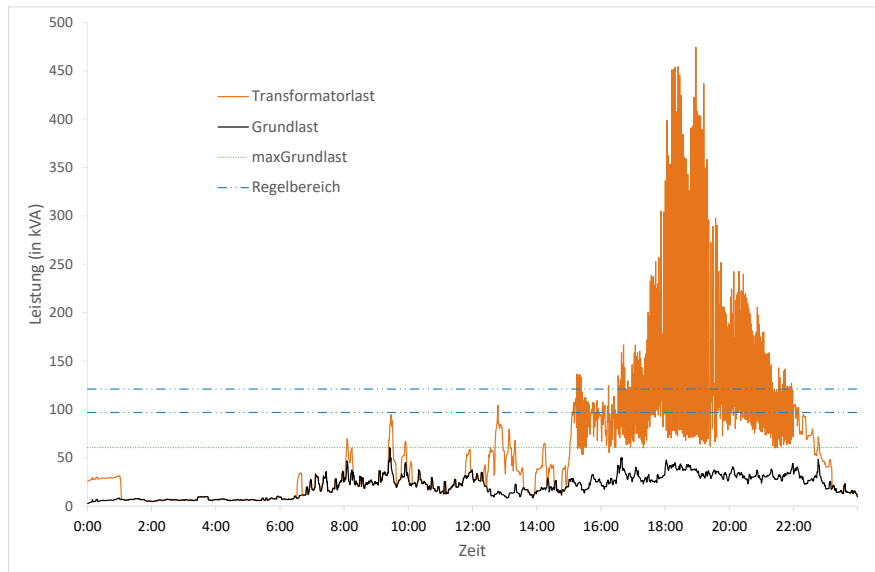
Als Erstes werden die Ergebnisse bei der Verwendung des VDE-Kontrollers vorgestellt.

In der Abbildung 4.2a ist die vom Transformator ans Niederspannungsnetz abgegebene Scheinleistung in kVA über den Verlauf eines Tages abgebildet. Der Regelbereich des Kontrollers ist im Falle der Transformatorlast nicht relevant, der VDE Kontroller lediglich die Spannung berücksichtigt. Die Werte schwanken stark, wenn die Werte bis an den Regelbereich ansteigen. Die starken Schwankungen der Last über die Zeit resultieren aus der Arbeit des Spannungskontrollers, welche bei zu niedrigen Spannung den möglichen Leistungsbezug reduziert. Die fehlende Stabilisierung der Werte, trotz der Verwendung des Spannungskontrollers, ist ein erstes Indiz für eine nicht ausreichende Regelung durch den verwendeten Kontroller.

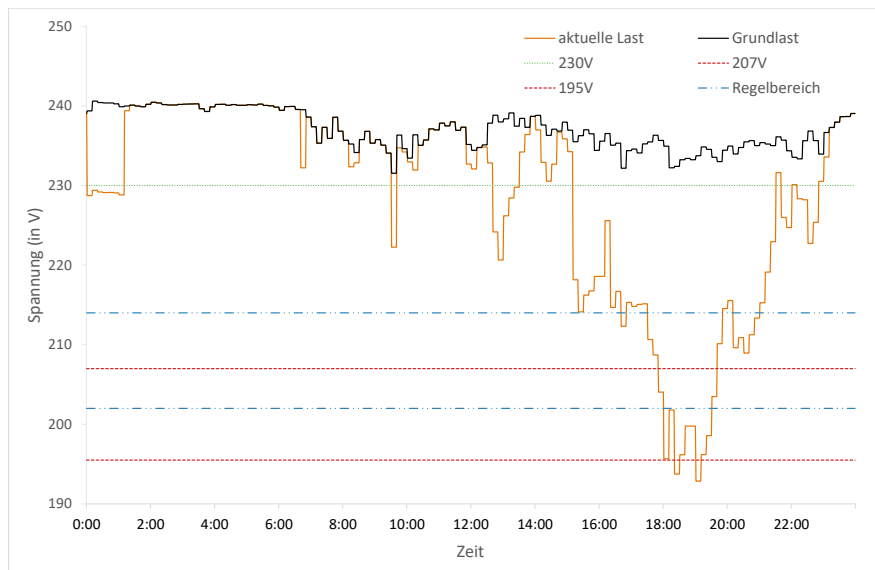
In der Abbildung 4.2b ist der Verlauf der minimalen Spannungswerte aller Anschlusspunkte über das gesamte Niederspannungsnetz hinweg aufgezeichnet. Bei den Spannungswerten handelt es sich nicht um minutengenaue Messwerte, sondern um die Mittelwerte von 10 Minuten Intervallen. Diese Intervalle wurden gewählt, um die Einhaltung der Norm DIN EN 50160 im Hinblick auf die Spannungsqualität ermitteln zu können. Die Norm befasst sich allerdings mit der Spannung an einzelnen Anschlusspunkten, dargestellt werden allerdings Werte aus dem gesamten Niederspannungsnetz, somit lässt sich anhand des Graphen nur bestimmen, ob die Norm von allen Anschlusspunkten eingehalten wurde. Bei einem sichtbaren Verstoß gegen die Norm, lässt sich nur das Vorhandensein eines einzelnen Verstoßes ableiten, da nur minimal Werte dargestellt werden. Ob zeitgleich noch andere Anschlusspunkte gegen die Norm verstoßen haben ist anhand des Graphen nicht feststellbar. Der Verlauf des Graphen zeigt, dass wenn die Werte bis zum Regelbereich abfallen, die vom Spannungskontroller vorgenommenen Regelungen nicht ausreichen, um die Spannung immer auf einem ausreichendem Niveau zu halten.

In der Abbildung 4.3 ist die Anzahl an ladebereiten und tatsächlich ladenden Teilnehmern abgebildet. Ein Abstand zwischen den beiden Kurven weist daraufhin, dass es ladebereite Teilnehmer gibt, welche aber nicht laden. Der geringe Unterschied zwischen den beiden Kurven zeigt, dass meist alle ladebereiten Teilnehmer auch

4 Evaluation



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) Spannungsverlauf mit 10 Minuten Mittelwerten über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.2: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung des VDE Spannungs-Kontrollers

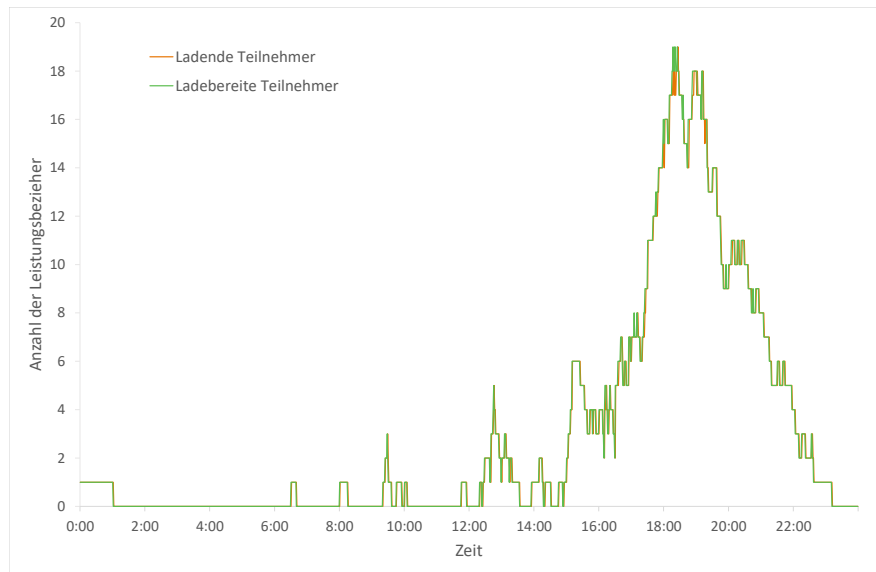


Abbildung 4.3: Teilnehmeranzahlen bei Verwendung des VDE Spannungs-Kontrollers über den Verlauf eines Tages

tatsächlich laden. Der Spannungscontroller ist nicht in der Lage durch den Einsatz von Wartezeiten die Anzahl an tatsächlich ladenden Teilnehmern zu verringern. Der Spannungscontroller kann eine Verringerung der Anzahl der ladenden Teilnehmer nur vornehmen, wenn sich die Spannungswerte der Teilnehmer unterhalb des Regelbereiches befinden und kein Leistungsbezug mehr erfolgen kann.

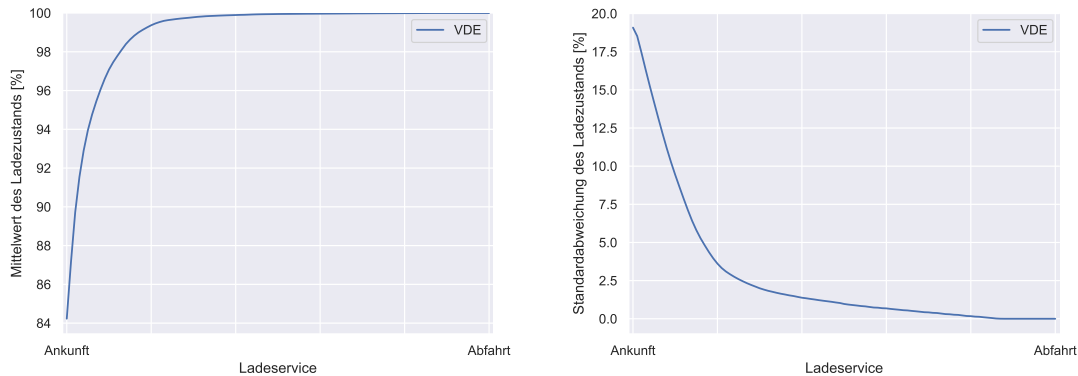
Im Zeitraum von 0:00 Uhr bis etwa 16:00 Uhr fällt die Spannung nicht bis in den Regelbereich ab, der verwendete Spannungscontroller muss in diesem Zeitraum nicht eingreifen. um etwa 16:00 Uhr beginnt die Anzahl an ladenden Teilnehmer zu steigen. Die steigende Anzahl an damit einhergehenden Ladevorgänge führt auch zu einem Anstieg der Transformatorlast. Durch den Anstieg der Menge an bezogener Leistung beginnt die Spannung bis in den Regelbereich abzusinken. Die Spannung sinkt bis unter den Regelbereich ab und bleibt auf diesem Niveau bis die Anzahl an Teilnehmern zurückgeht und damit auch die Transformatorlast wieder sinkt. Der Spannungscontroller an sich war nicht in der Lage die Spannung auf einem ausreichendem hohem Niveau zu halten, erst bei einem Rückgang der Teilnehmer war dies wieder möglich.

Die Norm der Spannungsqualität im Niederspannungsnetz wurde nicht erfüllt. Die maximale Anzahl an Unterschreitungen der Normspannung betrug zwar lediglich 21, wobei im betrachteten Zeitraum von einer Woche mit 1008 Messwerten etwa 50 Unterschreitungen zulässig wären. Es wurden allerdings zwei Unterschreitungen der Normspannung um mehr als die erlaubten 15 % festgestellt, daher wurde die Norm

nicht erfüllt.

Die hier vorgestellte Methodik reagiert auf keine Art von Kollision, dennoch wurde die Anzahl von Situationen erfasst, in denen Kollisionen aufgetreten wären. Hierbei gibt es zu beachten, dass der Simulationszeitraum 10080 Schritte umfasst, welche von jedem der 110 betrachteten Fahrzeuge durchlaufen werden. Dies bedeutet es werden 1108'800 Situationen betrachtet. In 0,13 % davon ist eine Spannungskollision aufgetreten und in 0,15 % davon ist eine Transformatorkollision aufgetreten. In insgesamt 0,15 % der Fälle, also 5615 Situationen, trat eine Art von Kollisionen auf. Diese Arten der Kollisionen beinhalten eine reine Spannungskollision, eine reine Transformatorkollision, sowie eine Spannungskollision und Transformatorkollision, welche zeitgleich auftreten.

Innerhalb des Simulation Zeitraumes werden insgesamt 557 Ladeservices gestartet, von denen alle erfolgreich abgeschlossen wurden. Dies bedeutet, dass ein jedes Fahrzeug beim Verlassen der Ladestation einen Ladezustand von 100 % aufwies. Da alle begonnen Ladeservices erfolgreich beendet wurden, ist die Qualität der Ladeservices maximal. In Abbildung 4.4a wird der mittlere Ladestand über alle Fahrzeuge im



- (a) Durchschnittlicher Ladestand eines Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladestandes über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.4: Durchschnittlicher Ladestand mit Standardabweichung bei Verwendung des VDE Spannungs-Kontrollers

Verlauf des jeweiligen Ladeservices dargestellt. Abbildung 4.4b zeigt die zugehörige Standardabweichung. Der schnelle Anstieg des Ladestandes, in nur etwa 20 % der verfügbaren Zeit liegt der Mittelwert bereits bei etwa 99 % zeigt das viele Fahrzeuge bereits zu Beginn ihres Ladeservices einen hohen Ladestand erreichen. Auch an der Abnahme der Standardabweichung lässt sich eine Annäherung der Werte aneinander erkennen. Die Tatsache, dass die Standardabweichung im Durchschnitt aber dennoch etwa 80 % der Zeit benötigt um auf 0 % zu sinken, zeigt es dennoch Teilnehmer gibt, welche mehr von ihrem Ladeservice benötigen um einen Ladestand von 100 % zu erreichen. Dies kann an einem zeitlich kurzen Ladeservice oder

an einem niedrigen Ladezustand zu Beginn des Ladeservices liegen, beide Gründe führen dazu, dass ein Teilnehmer mehr seines Ladeservices fürs Laden verwenden muss. Die Fairness der Ladeservice beim Erreichen dieser Qualität ist in Abbildung 4.5 aufgezeichnet.

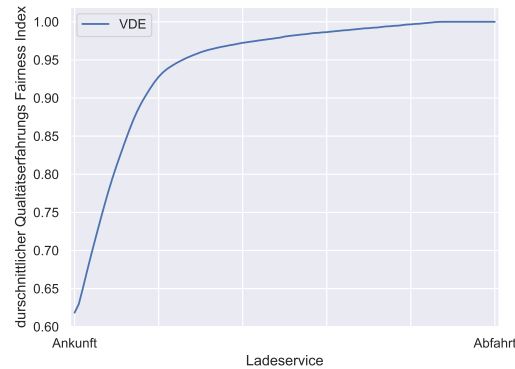


Abbildung 4.5: Durchschnittlicher Qualitätserfahrung Fairness Index der Teilnehmer über den Verlauf des Ladeservices bei Verwendung der Methodik VDE

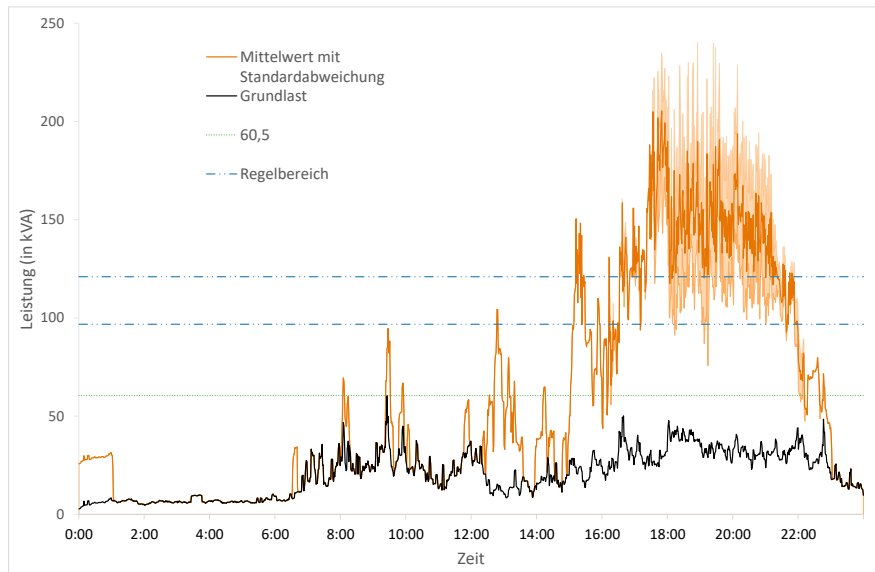
Abbildung 4.5 zeigt den durchschnittlichen Qualitätserfahrungs Fairness Index aller Teilnehmer über den Verlauf der jeweiligen Ladeservice. Der Fairnessindex hängt von der Standardabweichung des Ladezustandes ab, deshalb steigt der Index wie die Standardabweichung fällt. Da, je geringer die Standardabweichung ist, desto höher ist der Fairnessindex. Da viele Fahrzeuge bereits in den Anfangszeiten ihrer Ladeservice nahe an den vollen Ladezustand herankommen, steigt auch die Fairness schnell an. Es zeigt sich aber ein ähnliches Bild, wie bei der Standardabweichung, nach einem anfänglich starken Anstieg flacht dieser Anstieg ab und es dauert, bis die Fairness ihren maximal möglichen Wert erreicht. Auch dies deutet darauf hin, dass es Teilnehmer gibt, welche mehr von ihrem Ladeservice benötigen, um 100 % Ladezustand zu erreichen.

4.2.2 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl

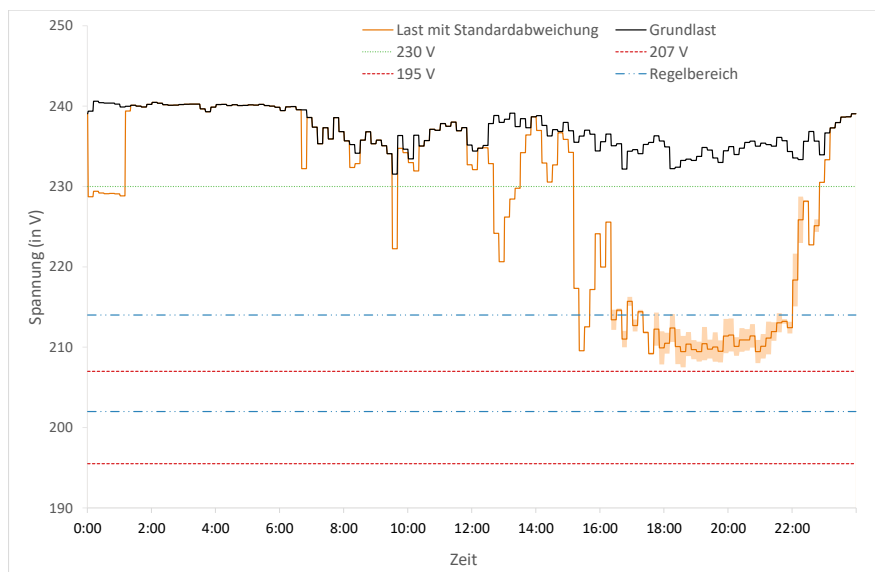
Als nächsten wird auf die Ergebnisse der Simulationen eingegangen, wenn der VDE-Kontroller mit Teilen des Slotted Aloha Protokolls erweitert wird. Die Berechnung der Wartezeiten verwendet diese Methodik nur die aktuelle Anzahl an ladebereiten Teilnehmern.

In der Abbildung 4.6a ist der Mittelwert der vom Transformator ans Niederspannungsnetz abgegebenen Scheinleistung in kVA über den Verlauf eines Tages abgebildet. Der Regelbereich des Kontrollers ist im Falle der Transformatorlast nicht

4 Evaluation



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) Spannungsverlauf mit 10 Minuten Mittelwerten über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.6: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von SA+T

relevant, da mit dieser Methodik der Transformatorcontroller nicht verwendet wird. Die hohe Standardabweichung weist auf hohe Unterschiede zwischen den einzelnen Durchläufen hin. Die Werte schwanken weniger stark und erreichen auch nicht solche Werte, wie wenn nur der VDE-Kontroller verwendet wird. Daraus lässt sich ableiten, dass schon die Erweiterung mit dem Slotted Aloha Protokoll dazu beiträgt die Transformatorlast zu kontrollieren, da durch Verwendung von Wartezeiten ladebereite Teilnehmer nicht laden und so auch keine Leistung beziehen.

Abbildung 4.6b zeigt den Verlauf der minimalen Spannungswerte samt Standardabweichung aller Teilnehmer des Niederspannungsnetz hinweg, als Werte dienen auch hier die Mittelwerte von 10-minütigen Intervallen. In diesem Fall zeigt die Standardabweichung keine solche Unterschiede zwischen den Durchläufen, wie bei der Transformatorlast. Wenn die Werte bis in den Regelbereich hinein abfallen, bleiben sie innerhalb des Regelbereiches stabil und fallen auch nicht unter den Regelbereich ab. Wie bei der Transformatorlast zeigt sich auch hier der Einfluss der Wartezeiten, durch diesen verbleiben die Werte zwar eine längere Zeitspanne im Regelbereich, die Werte fallen aber nicht so weit ab wie ohne Wartezeiten. In Abbildung 4.7 ist die

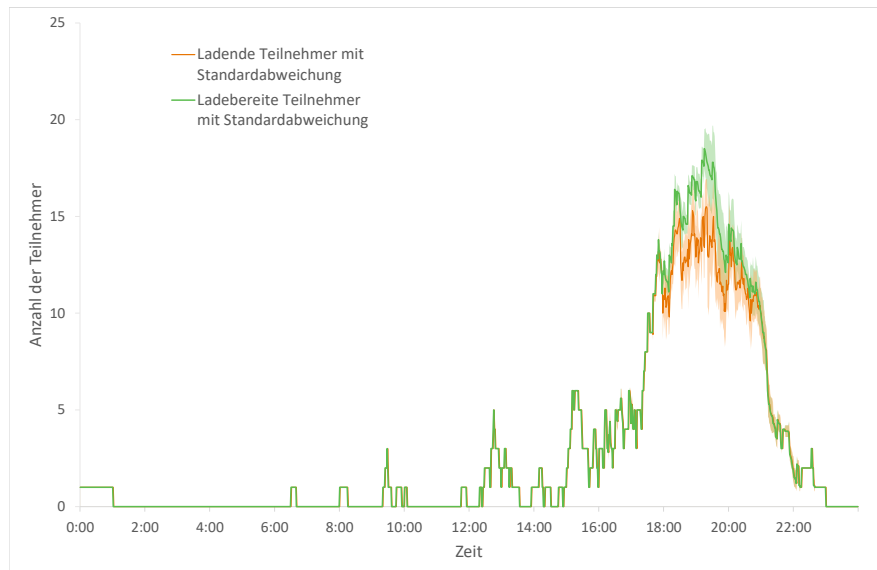


Abbildung 4.7: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von SA+T über den Verlauf eines Tages

Anzahl an ladebereiten und ladenden Teilnehmern mit der jeweiligen Standardabweichung dargestellt. Die auch hier teils hohe Standardabweichung weist wieder auf größerer Unterschiede zwischen den Durchläufen hin. Die hier vorgestellte Methodik arbeitet mit Wartezeiten und ist durch diese in der Lage die Anzahl an ladenden Teilnehmern zu verringern. Die Anstiege der ladenden Teilnehmer ohne einen dazu-

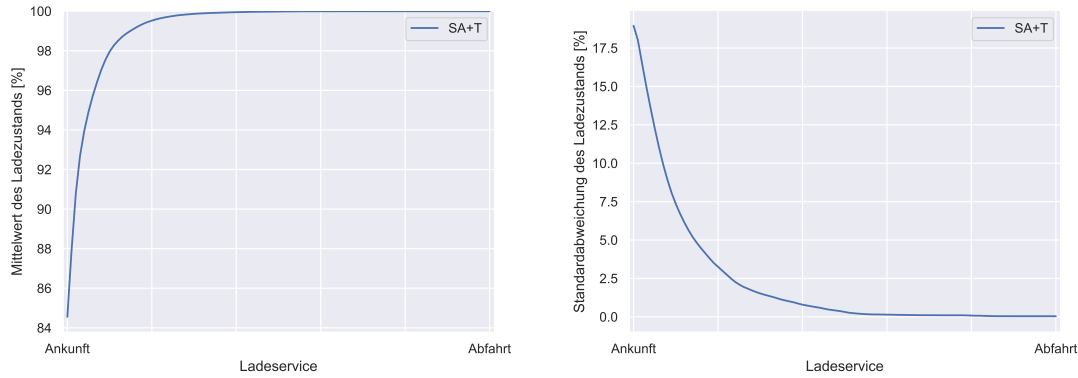
gehörigen Anstieg der ladebereiten Teilnehmer weist darauf hin, dass bei mehreren Teilnehmern gleichzeitig die Wartezeit abgelaufen ist und diese Teilnehmer gehäuft wieder zu laden beginnen. Diese Stellen zeigen, dass die Teilnehmer werden zwar zeitlich verteilt, allerdings begünstigt die geringe Menge an Auswahlmöglichkeiten, in diesem Fall die Anzahl ladebereiter Teilnehmer, das Auftreten solcher Häufungen.

Bis etwa 16:00 Uhr steigt sowohl die Grundlast und somit auch die Transformatorlast als ganzes zwar mehrmals an, jedoch fällt die Spannung dadurch nie bis zum Regelbereich hin ab. Um etwa 16:00 Uhr fällt die Spannung erstmals in den Regelbereich ab, steigt dann allerdings wieder an. Dieser Spannungsfall lässt sich auf einen erhöhten Leistungsbedarf von der steigenden Anzahl an Teilnehmern zurückführen. Da die Anzahl an Teilnehmern nur kurz ansteigt, steigt auch die Spannung wieder an. Nach 16:00 Uhr fällt der Minimalwert der Spannung für etwa 6 Stunden bis in den Regelbereich ab. Im selben Zeitraum kommt es auch zu einem erhöhten Leistungsabgabe am Transformator, und auch die Anzahl der Teilnehmer steigt an auf bis zu 18 Teilnehmer. Innerhalb der Zeitspanne in der sich die Spannungswerte im Regelbereich des Spannungskontrollers befinden schwanken die minimalen Werte nur gering. Diese geringe Schwankung lässt den Schluss zu, dass diese Variante des Kontrollers in der Lage ist, die Spannung im Niederspannungsnetz effektiv zu regeln und auf einem ausreichenden Niveau zu halten.

Im gesamten betrachteten Zeitraum von einer Woche kommt es zu keiner Unterschreitung von mehr als 15 % der Normspannung sowie zu lediglich im Durchschnitt etwa 0,4 Unterschreitungen um mehr als 10 % der Normspannung. Die Norm DIN EN 50160 wird folglich erfüllt, da die betrachteten Grenzwerte innerhalb der erlaubten Bereiche liegen.

Über den Simulationszeitraum hinweg wurden im Schnitt 668,7 Situationen ($\pm 6,7$ %) festgestellt, in denen Spannungswerte gemessen wurden, welche eine Spannungskollision verursachen könnten. In 553,9 dieser 668,7 Situationen ($\pm 5,9$ %) trat tatsächlich eine Spannungskollision auf und eine Wartezeit wurde berechnet. Der Simulationszeitraum umfasst 10080 Zeitschritte für 110 Teilnehmer, folglich wurden 1108800 Situationen betrachtet. Die 553,9 Situationen stellen also 0,04 % der insgesamt betrachteten Situationen dar. Die hier verwendete Methodik reagiert nur auf Spannungskollisionen, die Menge von Situationen in denen eine Transformatorcollision auftreten könnte wurde dennoch erfasst. In durchschnittlich 7514,5 ($\pm 2,0$ %) der betrachteten Situationen wurde ein Verstoß gegen den Grenzwert der Transformatorlast festgestellt, was etwa 0,67 % aller Situationen entspricht.

Alle 557 gestarteten Ladeservices wurden erfolgreich abgeschlossen, somit ist die Qualitätserfahrung aller Ladevorgänge maximal. Abbildung 4.8a zeigt den durchschnittlichen Ladezustand über den Verlauf eines Ladeservices hinweg, Abbildung 4.8b zeigt die zugehörige Standardabweichung. Der schnelle Anstieg des mittleren Ladestandes zu Beginn zeigt auch hier, dass viele der Teilnehmer bereits zu Beginn ihres Ladeservices einen hohen Ladestand nahe des Ziels von 100 % erreichen. Der Verlauf der Standardabweichung zeigt allerdings auch hier, dass trotz einer schnellen Abnahme zu Beginn, dennoch etwa 80 % eines Ladeservicesaufgewendet werden müssen, bis die Standardabweichung auf 0 % zurückgegangen ist. Dies weist auf



- (a) Durchschnittlicher Ladestatus eines Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladestatuses über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.8: Durchschnittlicher Ladestatus mit Standardabweichung bei Verwendung der Methodik SA+T

die Unterschiede zwischen den Ladeständen zu Beginn der Ladeservice hin, wobei manche Teilnehmer mit niedrigeren ladeständen auch mehr Zeit benötigen um einen ladestand von 100 % zu erreichen. Abbildung 4.9 zeigt den Fairness Index der

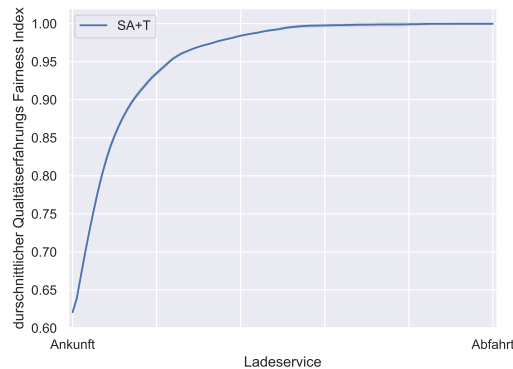


Abbildung 4.9: Durchschnittlicher Qualitätserfahrung Fairness Index der Teilnehmer über den Verlauf des Ladeservices bei Verwendung der Methodik SA+T

jeweiligen Qualitätserfahrung mit der dazugehörigen Standardabweichung über den Zeitverlauf der Ladeservices. Die Qualität des Ladeservices hängt von der Standardabweichung des Ladestatuses ab. Die Standardabweichung des Graphen ist sehr gering, dies deutet auf sehr ähnliche Ergebnisse über alle absolvierten Durchläufe hin. Der Verlauf zeigt auch hier nach einem starken Anstieg zu Beginn ein Abflachen der Steigung, auch dies weist auf Teilnehmer hin welche mehr ihres Ladeservices benötigen um einen hohen Ladestand zu erreichen.

4.2.3 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl und Fahrzeugparametern

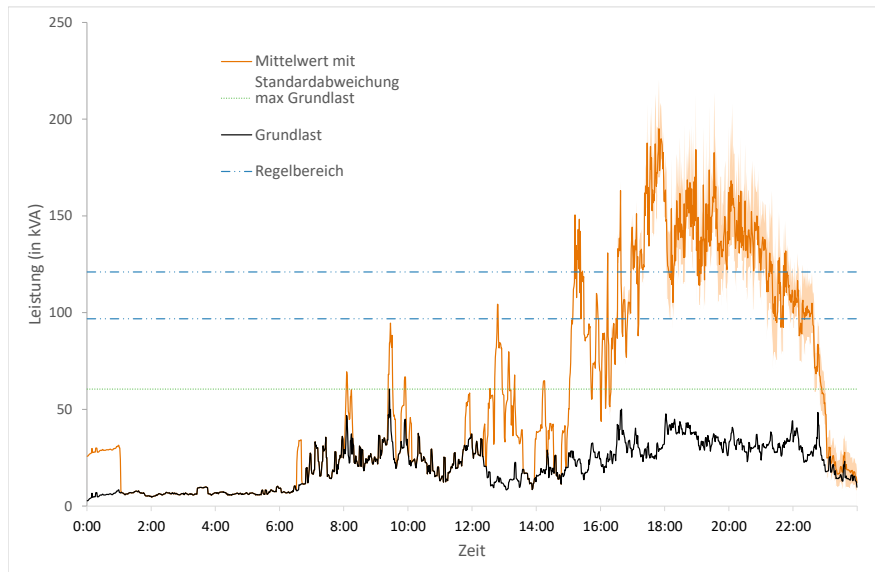
Hier wird auf die Ergebnisse bei der Verwendung des Spannungskontrolles, welcher mit Slotted Aloha erweitert wurde und die Teilnehmeranzahl und die Fahrzeugparameter miteinbezieht, eingegangen.

In der Abbildung 4.10a ist die vom Transformator ans Niederspannungsnetz abgegeben Scheinleistung in kVA über den Verlauf eines Tages abgebildet. Der Regelbereich des Kontrollers ist im Falle der Transformatorlast nicht relevant, der VDE Kontroller lediglich die Spannung berücksichtigt. Die niedrige Standardabweichung weist auf geringe Unterschiede zwischen den Durchläufen hin. Hier zeigen sich, ähnlich wie bei den Ergebnissen von SA+T, weniger Schwankungen und niedrigere Werte als bei der Verwendung des reinen VDE-Kontrollers. So zeigt sich auch hier der Einfluss der Wartezeiten, welche durch die Verteilung der Ladevorgänge auch den zugehörigen Lastbezug verteilen.

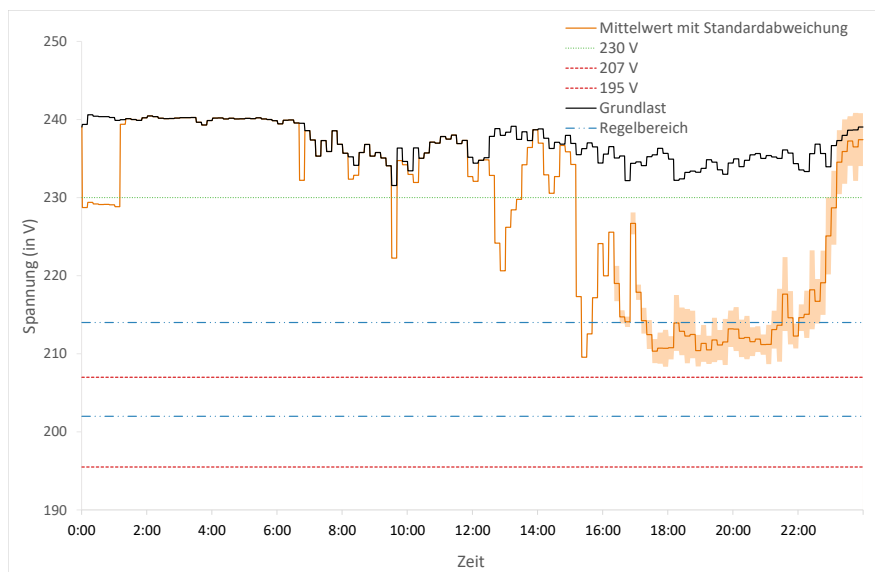
Abbildung 4.10b zeigt den Verlauf der minimalen Spannung über das gesamte Niederspannungsnetz hinweg mit der zugehörigen Standardabweichung. Die teils höhere Standardabweichung weist auf einige Unterschiede zwischen den einzelnen Durchläufen hin. Wie bereits bei SA+T zeigt sich auch hier das die Verteilung der Ladevorgänge durch den Einsatz von Wartezeiten zu höheren Spannungen führt, welche dann aber auch erst später wieder der Normspannung annähert.

In der Abbildung 4.11 ist die Anzahl an ladebereiten und tatsächlich ladenden Teilnehmern samt der jeweiligen Standardabweichung abgebildet. Anders als bei der Methodik SA+T ist die Form der beiden Kurven hier ähnlicher, dies deutet daraufhin wenn sich die Anzahl an ladenden Teilnehmern erhöht, dies aufgrund einer Erhöhung der Teilnehmerzahl an sich geschieht. Ebenso zeigt es, dass die Verteilung der Teilnehmer durch das Einbeziehen der Fahrzeugparameter besser gelingt, als wenn nur die Teilnehmerzahl verwendet wird.

Die Aktivitäten bis etwa 16:00 Uhr führen zwar immer wieder zu einem Absinken der Spannung, jedoch erreichen die Werte dabei den Regelbereich des Kontrollers nicht. Um etwa 16:00 Uhr fällt der Spannungswert das erste Mal bis in den Regelbereich hinein ab, erholt sich dann aber wieder. Dieser kurze Abfall lässt sich auf eine kurzfristig ansteigende Anzahl an Teilnehmer und so auch steigende Transformatorlast zurückführen. Von etwa 17:00 Uhr bis 21:00 Uhr befinden sich die Mittelwerte der Minimalspannung durchgängig im Regelungsbereich des Kontrollers. Die Werte bewegen sich im Bereich von 217 V bis 210 V. Die geringe Schwankung der Werte sowie fehlende Unterschreitungen des Regelbereiches lässt den Schluss zu das diese Variante des Kontrollers dazu in der Lage ist die Spannung effektiv zu regeln und sie auf einem ausreichenden Niveau zu halten. Im gesamten betrachteten Zeitraum von einer Woche kommt es zu keiner Unterschreitung der 195 Voltmarke sowie zu lediglich im Durchschnitt etwa 0,4 Unterschreitungen der 207 Volt Marke. Die Norm DIN EN 50160 wird folglich erfüllt, da die betrachteten Grenzwerte innerhalb der erlaubten Bereiche liegen.



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) Spannungsverlauf in 10 Minuten Intervallen über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.10: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von SA+T+F

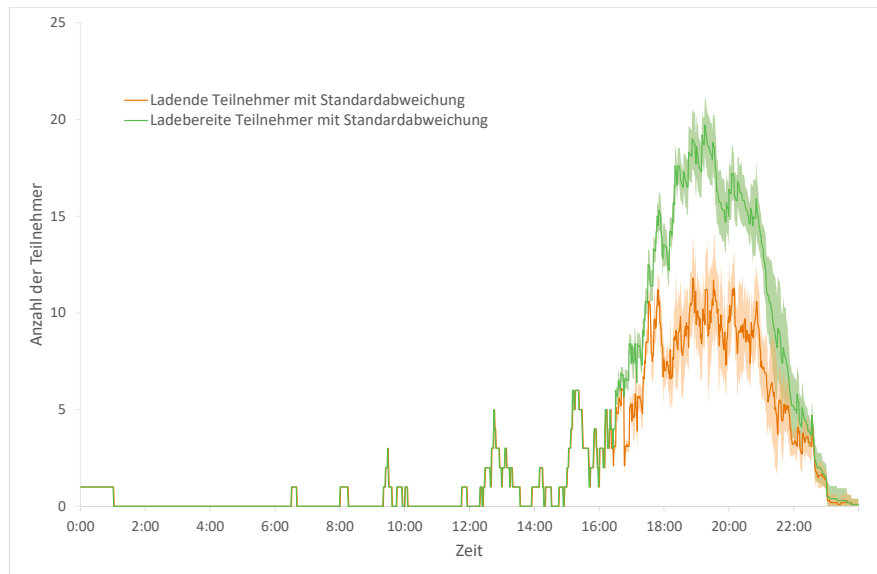
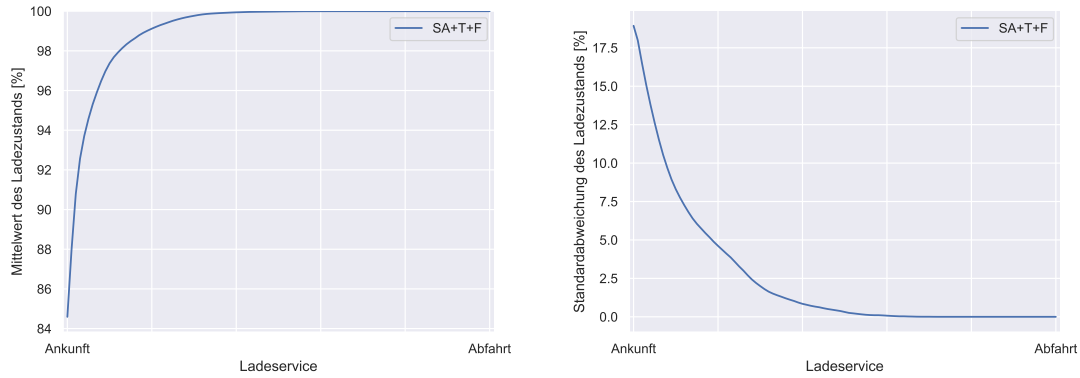


Abbildung 4.11: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von SA+T+F über den Verlauf eines Tages

Über den Simulationszeitraum hinweg wurden im Schnitt 392,6 Situationen ($\pm 12,2\%$) festgestellt, in denen Spannungswerte gemessen wurden, welche eine Spannungskollision verursachen könnten. In 246,9 dieser 392,6 Situationen ($\pm 9,2\%$) trat tatsächlich eine Spannungskollision auf und eine Wartezeit wurde berechnet. Der Simulationszeitraum umfasst 10080 Zeitschritte für 110 Teilnehmer, folglich wurden 1108800 Situationen betrachtet. Die 246,9 Situationen stellen also 0,02 % der insgesamt betrachteten Situationen dar. Die hier verwendete Methodik reagiert nur auf Spannungskollisionen, die Menge von Situationen in denen eine Transformatorkollision auftreten könnte wurde dennoch erfasst. In durchschnittlich 9271,5 ($\pm 3,3\%$) der betrachteten Situationen wurde ein Verstoß gegen den Grenzwert der Transformatorlast festgestellt, was etwa 0,83 % aller Situationen entspricht.

Alle 557 gestarteten Ladeservices wurden erfolgreich abgeschlossen, somit ist die Qualitätserfahrung aller Ladevorgänge maximal. Abbildung 4.12a zeigt den durchschnittlichen Ladezustand über den Verlauf eines Ladeservices hinweg, Abbildung 4.12b zeigt die zugehörige Standardabweichung. Ein schneller Anstieg des mittleren Ladezustands zeigt viele Teilnehmer bereits zu Beginn des jeweiligen Ladeservices einen hohen Ladestand erreichen. Die Standardabweichung weist aber auch hier daraufhin, dass es Teilnehmer gibt, welche mehr ihres Ladeservices benötigen, um ihren Ladestand auf 100 % zu erhöhen. Dieser größere Anteil liegt entweder an einem ge-



- (a) Durchschnittlicher Ladezustand eines Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustandes über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.12: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung der Methodik SA+T+F

nerell kürzeren Zeitraum für den Ladeservice oder einem niedrigen Ladestand beim Beginn des Ladeservice.

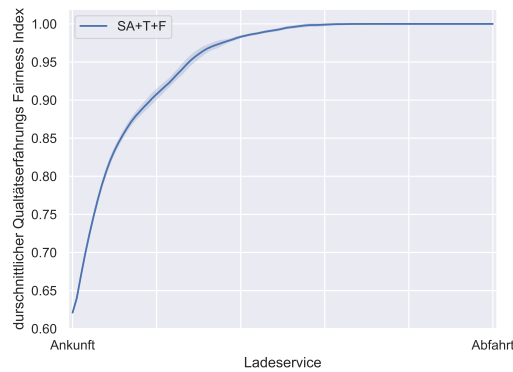


Abbildung 4.13: Durchschnittlicher Qualitätserfahrungs Fairness Index eines Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung der Methodik SA+T+F

Abbildung 4.13 zeigt den Fairness Index der jeweiligen Qualitätserfahrung mit Standardabweichung über den Zeitverlauf der Ladeservices. Die geringe Standardabweichung deutet auf ähnliche Ergebnisse über die Durchläufe hinweg hin. Die nur teilweise auftretende Standardabweichung zeigt, dass sich das Ende der meisten Ladevorgänge tatsächlich in diesem Bereich sammelt, da die Wartezeiten schnell Einfluss darauf nehmen wie zugig ein Teilnehmer laden kann. Die geringe Abweichung zum

Ende zeigt das dieser Bereich nur von wenigen Teilnehmer benötigt wird, welche sich allerdings über alle Durchläufe hinweg sehr gleich verhalten.

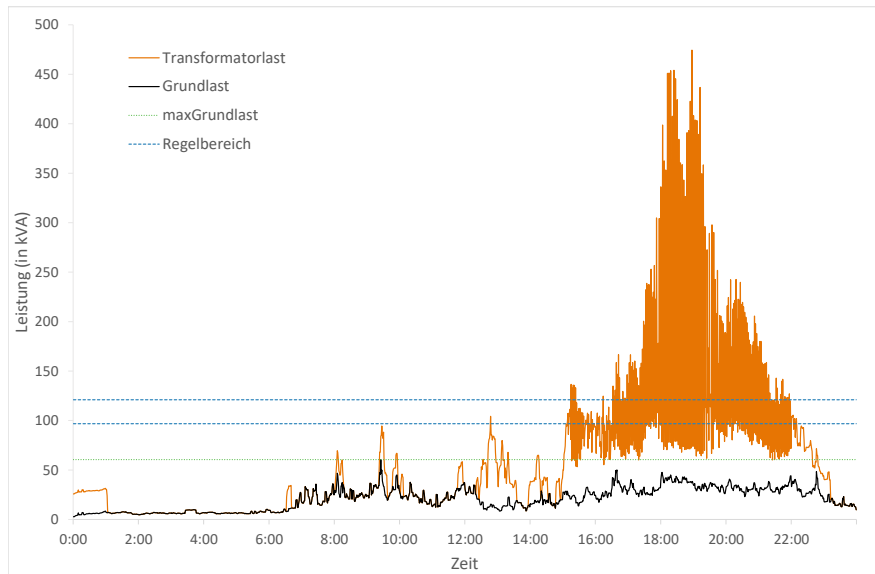
4.2.4 VDE-Controller mit Transformatorkontroller

Eine weitere betrachtete Methodik ist der VDE-Kontroller, welcher an sich nur ein Spannungskontroller ist, hier aber um den in dieser Arbeit entwickelten Transformatorkontroller erweitert wurde. Für diese Kombination musste der mit dem Transformatorkontroller bereits rekonfigurierte Lag-Filter nochmals geändert werden. Diese erneute Änderung war nötig, da bei Verwendung des angedachten Lag-Filters die Werte der Spannung an einem Punkt im simulierten Zeitraum so stark gefallen sind, dass PyPower nicht mehr in der Lage war diese Werte zu berechnen. Bei der Verwendung des Lag-Filters, wie er ursprünglich in Kapitel 3.3 eingeführt wurde, trat dieses Problem nicht auf und die Simulation konnte erfolgreich beendet werden.

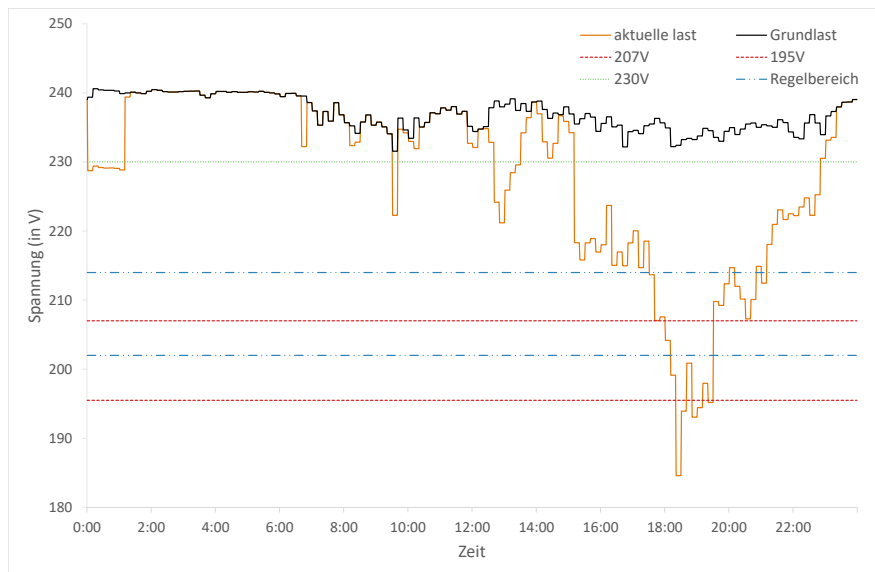
In Abbildung 4.14a ist die Menge der Scheinleistung dargestellt, welche vom Transformator ans Niederspannungsnetz abgegeben wird. Bei dieser Methodik werden keine Wartezeiten bestimmt, daher waren bei dieser Methodik keine mehrfachen Durchläufe nötig, somit gibt es auch keine Standardabweichung. Der Verlauf des Graphen zeigt, dass der verwendet Transformatorkontroller nur bedingt bzw. nicht den angedachten Zweck erfüllt. Auch nach der Veränderung des Lag-Filters ist bei dieser Methodik nicht gelungen, die Transformatorlast zu kontrollieren und so zu limitieren. Der Graphen hat große Ähnlichkeit mit dem Ergebnis des VDE-Kontrollers ohne die Erweiterung des Transformatorkontrollers, auch das weist daraufhin, dass der Transformatorkontroller seinen Zweck nicht erfüllen kann.

In Abbildung 4.14b sind die Spannungswerte in 10 Minuten Intervallen enthalten, abgebildet wird der minimal Wert über das gesamte Netz des jeweiligen Zeitpunktes. Auch in dieser Abbildung ist der Regelbereich des Spannungskontrollers abgebildet. Ebenso wie bereits beim Transformatorkontroller muss hier allerdings festgestellt werden, dass der Spannungskontroller nicht ordentlich arbeitet, da die Werte nicht im oder über dem Regelbereich gehalten werden können. Das schnelle Absinken der Spannungswerte zeigt auch , dass der verwendete Kontroller aufgrund der Menge an bezogener Last nicht ausreicht.

Abbildung 4.15 zeigt die Anzahl der ladebereiten und tatsächlich ladenden Teilnehmer an. Der geringe Abstand der beiden Kurven liegt an dem Fehlen von Wartezeiten bei dieser Methodik, welche Teilnehmer vom Laden abhalten würden. Die Abweichungen der beiden Graphen sind der Funktionsweise der Kontroller geschuldet, welche bei Unter- bzw. Überschreitung des jeweiligen Regelbereichs den Leistungsbezug unterbinden, dies allerdings nur für das jeweils aktuelle Zeitintervall. In dem Zeitraum von 0:00 Uhr bis etwa 15:00 Uhr befinden sich die Werte der Transformatorauslastung nur kurz im Regelbereich, während die Spannungswerte in dieser Zeitspanne gar nicht in den Regelbereich abfallen. Ab 15:00 Uhr nähern sich die Werte der Transformatorauslastung und der Spannung dem Regelbereich zunächst nur an,



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) 10 Minuten Mittelwerte der Spannung über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.14: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von VDE+Tr

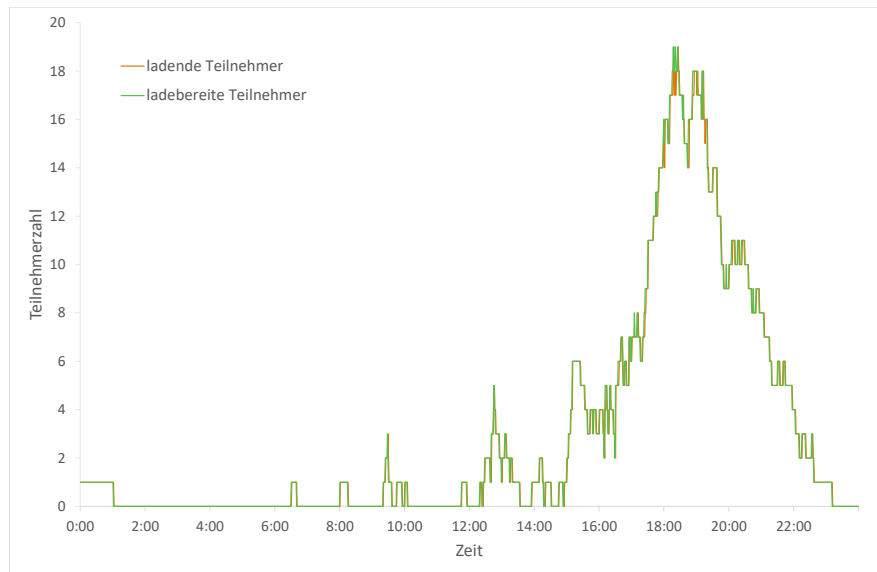
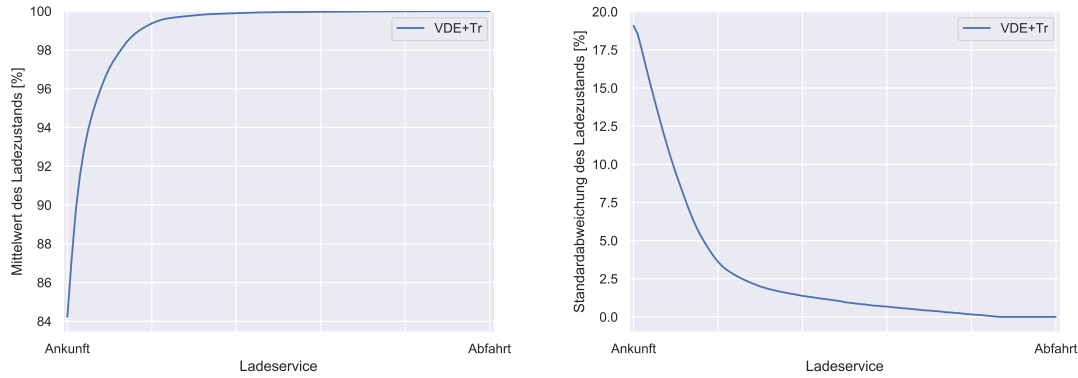


Abbildung 4.15: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von VDE+Tr über den Verlauf eines Tages

was sich auf die steigende Zahl der Teilnehmer zurückführen lässt. Ab ca. 16:00 Uhr nimmt die Zahl der Teilnehmer zuerst schnell zu, was in einem starken Abfall der Spannung und einer aufgrund starker Schwankungen nur teils hohen Transformatorlast endet. Mit einem Fallen der Teilnehmerzahl ab etwa 19:00 Uhr, erholen sich auch die Spannungswerte und die Transformatorauslastung wieder. Bis zu diesem Zeitpunkt war allerdings weder der Transformatorcontroller noch der Spannungskontroller in der Lage seinen angedachten Zweck zu erfüllen. Aufgrund des fehlenden Effekts des Spannungskontroller konnte schon an dem einem betrachteten Tag, die Einhaltung der Norm DIN EN 50160 nicht erreicht werden. Der Schwellenwert von -10 % p.u. wird bei mindesten einem Teilnehmer bis zu 17 Mal unterschritten, was noch innerhalb des erlaubten Bereiches von etwa 50 Unterschreitungen liegt, allerdings wird auch der Grenzwert von -15 % p.u. unterschritten. Aufgrund von Unterschreitungen des Schwellenwerts bei -15 % p.u. ist die Norm nicht erfüllt. Bei dieser Methodik wird zwar sowohl der Spannungskontroller, als auch der Transformatorcontroller verwendet, jedoch werden keinerlei Wartezeiten bestimmt, mit denen auf möglicherweise aufgetreten Kollisionen reagiert werden könnte. Es wurden über den simulierten Zeitraum von einer Woche 1882 Situationen festgestellt, in denen eine zu niedrige Spannung gemessen wurde, und 5946 Situationen in denen eine zu hohe Auslastung des Transformators festgestellt wurde. Insgesamt kam es zu 5964 Situationen, in denen eine Wartezeit hätte bestimmt werden können, da dies bei dieser Methodik allerdings nicht vorgesehen ist, wurden keine Wartezeiten



- (a) Durchschnittlicher Ladezustand aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustandes aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.16: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung der Methodik SA+T+F

berechnet. Alle im betrachteten Simulationszeitraum gestarteten Ladeservice wurden erfolgreich abgeschlossen, nicht ein Fahrzeug musste die Ladestation mit einem Ladestand von weniger als 100 % verlassen. Da alle Ladeservice erfolgreich abgeschlossen wurden, ist die Qualität der Ladeservice maximal. Abbildung 4.16a zeigt dem mittleren Ladestand aller Teilnehmer über den zeitlichen Verlauf der jeweiligen Ladeservice. Abbildung 4.16b zeigt die zugehörige Standardabweichung des Ladestandes ebenfalls über den zeitlichen Verlauf der Ladeservice hinweg. Der schnelle Anstieg des mittleren Ladestandes deutet daraufhin, dass die Fahrzeuge schnell mit größeren Mengen an Energie versorgt werden können. Die Standardabweichung fällt in ebensolchem Tempo, was den Schluss zulässt, dass viele Fahrzeuge mit ihrem Ladestand nahe am Mittelwert liegen. Der schnelle Anstieg auf einen Wert, nahe dem Zielwert, zeigt, dass viele Fahrzeuge in der Lage sind, bereits zu Beginn des Ladeservices das Ziel zu erreichen oder ihm nahe zu kommen. Das Abnehmen der Standardabweichung verlangsamt sich, als diejenigen Fahrzeuge, welche nicht viel Energie laden mussten, fertig geladen haben. Die Fahrzeuge, welche diesen Zeitabschnitt ihres Ladeservice noch zum Laden benötigen, starteten mit einem niedrigen Ladestand in den Ladeservice und brauchen daher eine gewisse Zeit, um einen Ladestatus von 100 % zu erreichen. Diese Tatsache zeigt, dass es trotz der schnellen Abnahme der Standardabweichung dennoch verhältnismäßig lange dauert, bis die Ladeservice als erfolgreich eingestuft werden können.

Abbildung 4.17 zeigt den mittlere Fairness Index der Qualitätserfahrung aller Teilnehmer über den zeitlichen Verlauf ihrer Ladeservice hinweg. Wie bereits die Standardabweichung zeigt, dieser Graph einen schnellen Anstieg zu Beginn, dann flacht die Kurve jedoch ab und erst nahe am Ende der Ladeservice wird die maximale mögliche Fairness erreicht. Dieser Verlauf der Kurve weist darauf hin, dass es vielen

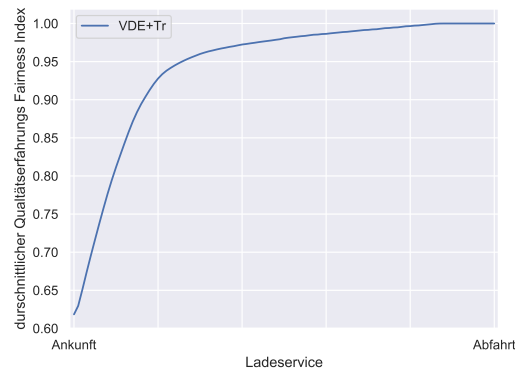


Abbildung 4.17: Durchschnittlicher Qualitätserfahrungs Fairness Index aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung der Methodik VDE+Tr

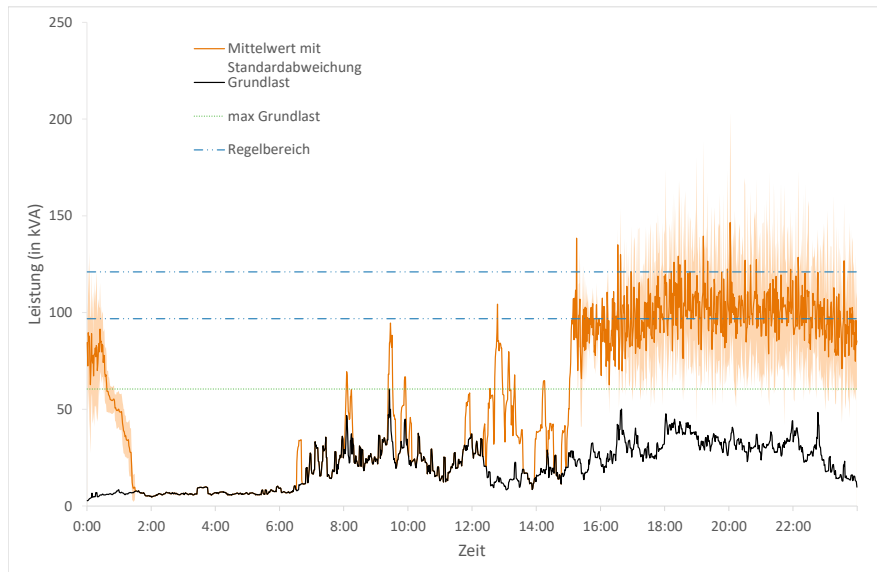
Teilnehmer gelingt bereits zu Beginn ihres Ladeservices einen hohen Ladestand zu erreichen, es jedoch auch Teilnehmer gibt, welche sehr viel ihrer Zeit nutzen müssen um einen hohen Ladestand zu erreichen, dies zeigt wieder Unterschiede zwischen den Fahrzeugen auf.

4.2.5 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl mit Transformatorcontroller

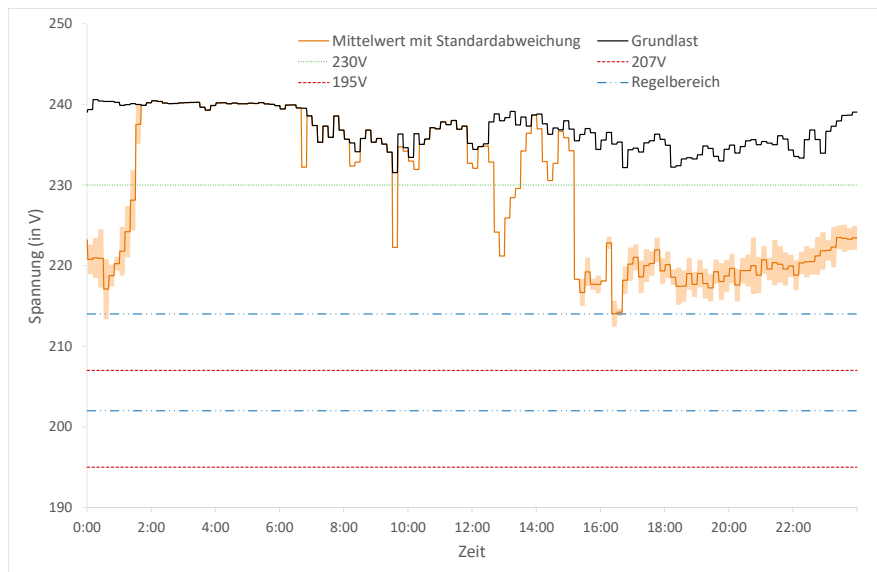
Die Methodik, welche den VDE-Kontroller mit der Teilnehmer basierten Slotted ALOHA Regelung erweitert, wurde bereits betrachten. Hier werden die Ergebnisse vorgestellt, wird zusätzlich noch der Transformatorcontroller verwendet.

Abbildung 4.18a zeigt den Mittelwert der Menge der bezogenen Scheinleistung am Transformator mit der zugehörigen Standardabweichung über den Verlauf eines Tages. Die hier betrachteten Methodik verwendet den Transformatorcontroller, welcher innerhalb der markierten Grenzen arbeitet und bei Messwerten oberhalb des Regelbereiches keinen weiteren Lastbezug zulässt. Am Graphen ist erkennbar wie der Kontroller einen dauerhaften Bezug von mehr als der erlaubten Leistung unterbindet und sich der Mittelwert meist innerhalb des Regelbereiches oder darunter aufhält. Einzelne Spitzen nach oben sind aufgrund der dezentralen Verwendung des Kontrollers nicht zu vermeiden, da die einzelnen Teilnehmer die anderen Teilnehmer nicht berücksichtigen. Die Last bleibt, wenn sie sich im Regelbereich befindet, stabil und schwankt verhältnismäßig. Die teils hohe Standardabweichung weist auf große Unterschiede zwischen den absolvierten Durchläufen hin.

Abbildung 4.18b zeigt die Minimalwerte der Mittelwerte der 10 Minuten Intervalle der Spannung über alle Anschlusspunkte hinweg. Neben den eigentlichen Werten wird auch die Standardabweichung über die durchlaufenen Durchgänge mitabgebildet. Im Vergleich zur Transformatorlast, weist die Standardabweichung hier auf



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) 10 Minuten Mittelwerte der Spannung über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.18: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von SA+T+Tr

eine höhere Ähnlichkeit der einzelnen Durchläufe hin. Je weiter sich die Messwerte allerdings von der Grundlast entfernen, desto größer wird die Standardabweichung. Anhand des Verlaufs des Graphens ist erkennbar, dass die dargestellten Werte nur an wenigen Punkten bis in den Regelbereich des Kontrollers vordringen. Da nur wenige Werte innerhalb des Regelbereiches liegen, kann der Spannungskontroller auch nur wenig Einfluss nehmen.

In Abbildung 4.19 sind die Mittelwerte und Standardabweichung der Anzahl der

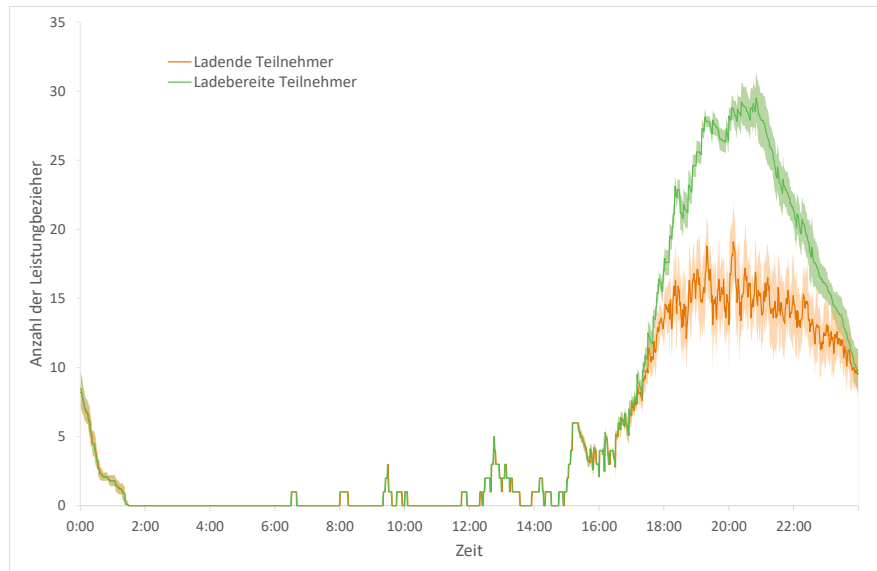


Abbildung 4.19: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von SA+T+Tr über den Verlauf eines Tages

ladebereiten und der tatsächlich ladenden Teilnehmer abgebildet. Die Differenz zwischen der Anzahl an ladebereiten und tatsächlich ladenden Teilnehmern kommt durch das Einhalten der nach einer Kollision berechneten Wartezeit zustande. Die teils schnellen Anstiege der Zahl der ladenden Teilnehmer ohne denselben Anstieg in der Zahl der ladebereiten Teilnehmer weist auf zu ähnliche Wartezeiten hin. Diese zu ähnlichen Wartezeiten helfen der Lastverteilung, die durch das Warten erreicht werden soll, nur bedingt und sollten eigentlich vermieden werden. Da bei dieser Methodik zur Bestimmung der Wartezeit allerdings nur die Zahl der ladebereiten Teilnehmer verwendet wird, gibt es nur sehr beschränkte Auswahlmöglichkeiten und damit auch Überschneidungen bei der Auswahl.

Zu Beginn des betrachteten Zeitraumes befinden sich bereits Teilnehmer in ihren Ladeservices, was auch die Transformatorauslastung und die Spannungswerte erklärt. Die Teilnehmer schließen die Ladeservice allerdings schnell ab, was die Transformatorlast und die Spannung, auf die Grundlast zurückkommen lässt. In dem Zeitraum

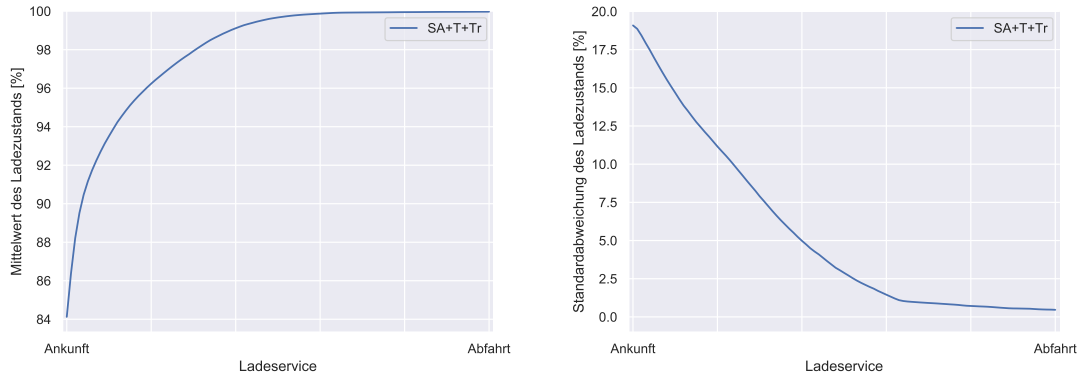
von 02:00 Uhr bis etwa 15:00 Uhr steigen die Werte zwar gelegentlich an, allerdings ist weder das Eingreifen des Transformatorkontrollers noch das des Spannungskontrollers erforderlich. Ab etwa 15:00 Uhr steigt die Zahl der ladebereiten Teilnehmer schnell an, was sich auch an der Höher der Transformatorlast und dem Fallen der Spannung erkennen lässt. Ab etwa 18:00 Uhr beginnt sich ein deutlicher Unterschied zwischen der Anzahl an ladebereiten Teilnehmer und tatsächlich ladenden Teilnehmern zu zeigen. Die Anzahl der ladenden Teilnehmer hört bei etwa 20 Teilnehmer auf zu steigen, während die Anzahl der ladebereiten Teilnehmer auf mehr als 30 ansteigt. Die eher stabile Zahl an ladenden Teilnehmer zeigt sich auch an der stabilen Transformatorauslastung und den stabilen Messwerten der Spannung. Zum Ende des betrachteten Zeitraumes sinkt Anzahl der Teilnehmer und so sinkt auch die Transformatorlast und die Spannung nähert sich wieder der Grundlast an.

Auch für diese Methodik wird die Einhaltung der Norm DIN EN 50160 in Hinsicht auf die Spannungsqualität an Anschlusspunkten des Niederspannungsnetzes untersucht. Im Schnitt über alle Durchgänge mit dieser Methodik wurden keine Unterschreitungen von -10 % p.u. und keine Unterschreitungen der -15 % p.u. Marke festgestellt. Somit wurde die Norm erfüllt. Da hier sowohl der Transformator als auch der Spannungskontroller verwendet wurde, wird bei dieser Methodik auch auf beide Arten von Kollisionen reagiert. Im Schnitt kam es zu 461,8 ($\pm 10,4$ %) Spannungskollisionen und zu 6588,7 ($\pm 1,6$ %) Transformatorkollisionen. Da die Kollisionen auch gemeinsam auftreten können, kam es nur in 6589,3 ($\pm 1,6$ %) Fällen zu einer Situation in der eine oder beide Kollisionsarten vorlagen. Unterbrechungen von Ladevorgängen durch Kollisionen gab es lediglich in 3084,0 ($\pm 0,7$ %) Fällen. Das bedeutet in weniger als der Hälfte der Fälle; wo eine Kollision aufgetreten ist, musste auch darauf reagiert werden.

In dem betrachteten Simulationszeitraum von einer Woche wurden 557 Ladeservices gestartet, es konnten allerdings im Schnitt nur 554,1 Services erfolgreich abgeschlossen werden, also mussten durchschnittlich 2,9 Mal (± 42 %) Ladeservices beendet werden, bevor die Batterie des Fahrzeuges auf 100 % geladen werden konnte. Die Standardabweichung des Ladestandes beim Verlassen der Ladestation lag nur bei etwa 0,43 % ($\pm 39,5$ %), der Mittelwert des Ladezustandes bleibt davon allerdings unverändert bei 100 % wenn die Ladestation verlassen wird. Der Mittelwert und die Standardabweichung des Ladestandes sind in Abbildung 4.20a bzw. 4.20b angetragen.

Abbildung 4.20a Zeigt den mittleren Ladestand aller Fahrzeuge über den zeitlichen Verlauf der Ladeservice hinweg. Abbildung 4.20b zeigt die gemittelte Höhe der Standardabweichung des Ladezustandes über alle Ladeservices im zeitlichen Verlauf. Trotz der verbleibenden Standardabweichung zum Ende der Ladeservice hin, zeigt Abbildung 4.20a 100 % mittleren Ladezustand an. Der Wechsel der Abnahme der Standardabweichung bei etwa 60 % der Zeit weisen daraufhin, dass viele Ladevorgänge bis dahin abgeschlossen sind, die es nicht sind allerdings nur noch sehr langsam ihren Ladestand erhöhen können.

Abbildung 4.21 zeigt den Mittelwert des Fairness Index über alle Teilnehmer hinweg. Die Fairness bestimmt sich über die Standardabweichung, da diese hier nicht



- (a) Durchschnittlicher Ladezustand aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustandes aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.20: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung von SA+T+Tr

0 wird, wird auch die Fairness nicht maximal. Da nicht alle Teilnehmer in der Lage waren ihre Ladeservice erfolgreich abzuschließen, erreicht auch der Wert der Qualitätserfahrung nicht das Maximum, im Mittel über alle Durchläufe konnte eine Qualitätserfahrung von 0,99 von 1 erreicht werden. Die Fehlende Qualitätserfahrung spiegelt sich auch in der Fairness wider, welche zwar hoch wird, jedoch wird auch hier das Maximum nicht erreicht. Auch am Graphen der Fairness zeigt sich ein Bild wie bei der Standardabweichung des Ladestandes. Bis etwa 60 % durch die Ladeservice steigt der Graph gleichmäßig an, ab dann steigt der Graph allerdings nur noch sehr gering weiter an.

4.2.6 Slotted Aloha mit Teilnehmerzahl und Fahrzeugparametern mit Transformatorkontroller

Die Methodik, welche bei der Erweiterung des VDE-Kontrollers um die Slotted Aloha Regelung neben der Teilnehmerzahl auch Fahrzeugparameter verwendet wurde ebenfalls noch um den Transformatorkontroller erweitert. Abbildung 4.22a zeigt den Mittelwert der Scheinleistung, welche am Transformator ins Niederspannungsnetz abgegeben wurde, mit der dazugehörigen Standardabweichung über den Verlauf eines Tages. Auch hier wird der Transformatorkontroller verwendet, welcher innerhalb der markierten Grenzen arbeitet und bei Messwerten oberhalb des Regelbereiches keinen weiteren Lastbezug zulässt. Die teils hohe Standardabweichung deutet auf unterschiedliche Ergebnisse der einzelnen Durchläufe hin. Bis auf einige Ausbrüche nach oben, welche sich aufgrund des dezentralen Verhaltens des Kontrollers nicht vermeiden lassen, bleiben die Werte des Graphen im oder unter dem Regelbereich des Kontrollers. Wenn sich die Menge der bezogenen Leistung am oder im Last-

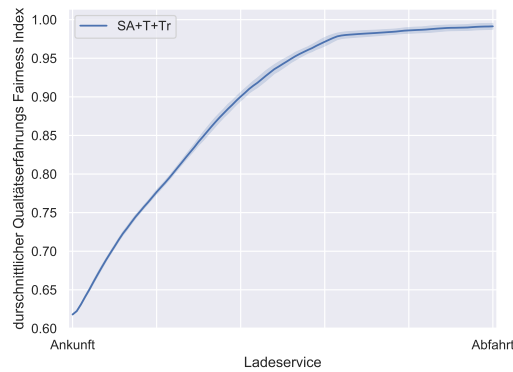


Abbildung 4.21: Durchschnittlicher Qualitätserfahrung Fairness Index aller Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung der Methodik SA+T+Tr

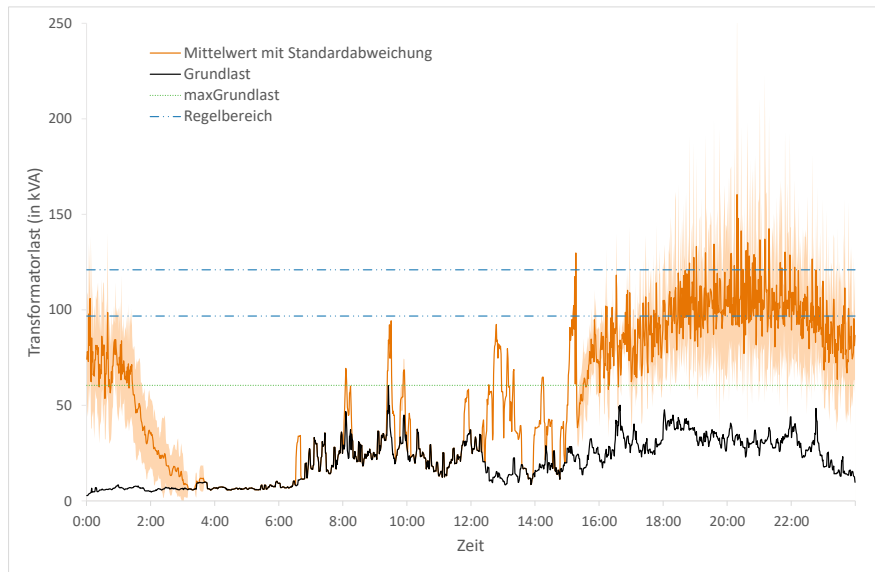
bereich befindet, schwanken die Werte zwar, allerdings in einem vertretbaren den Umständen entsprechenden Rahmen.

In Abbildung 4.22b sind die Mittelwerte der minimalen 10 Minuten Mittelwerte der Spannung angetragen, ebenso wie die zugehörige Standardabweichung. Die Werte weisen teils eine hohe Standardabweichung auf, was auf größere Unterschiede zwischen den einzelnen Durchläufen hindeutet. Wie bereits bei der vorhergehenden Methodik, welche ebenfalls den Trafokontroller verwendet, liegen kaum Werte innerhalb des Regelbereiches des Spannungskontrollers. Somit lässt auch hier feststellen, wenn wenig Werte im Regelbereich des Kontrollers liegen, kann der Kontroller auch nur bedingt eingreifen und hat somit bei dieser Methodik wenig Einfluss auf das Ergebnis.

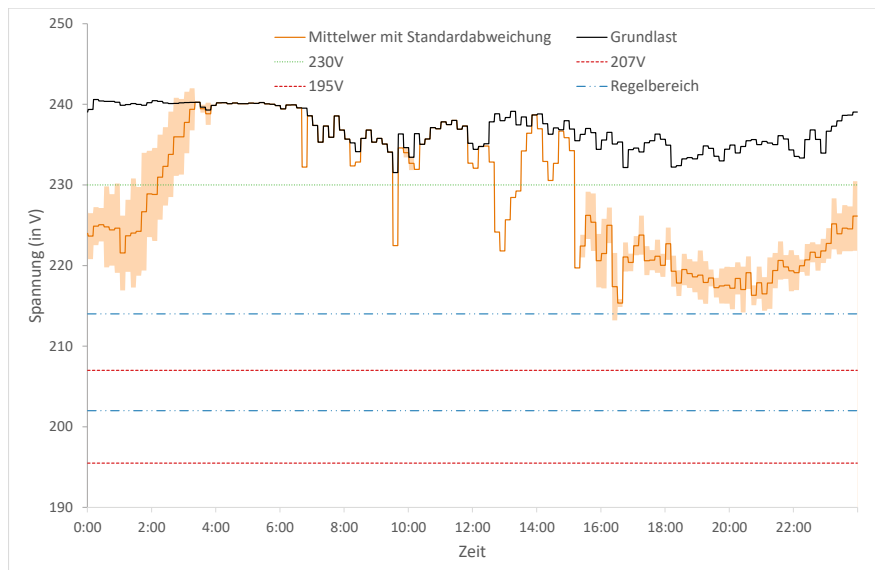
Abbildung 4.19 zeigt die mittlere Anzahl der ladebereiten und tatsächlich ladenden Teilnehmer am Niederspannungsnetz mit den zugehörigen Standardabweichungen. Der Unterschied zwischen den beiden Kurven kommt durch die Vergabe von Wartezeiten zustande, in denen nicht geladen werden kann. Die beiden Kurven haben dieselbe grundlegende Form, während des Verlauf, der beiden Kurven, schwanken die Kurven nur in kleinen Intervallen um die Form der Kurve herum. Je kleiner die Standardabweichung der einzelnen Kurven wird, desto näher kommen sich die beiden Kurven, allerdings werden dabei auch die Werte an sich geringer. Dadurch lässt sich nur schließen, dass die Ergebnisse der Wartezeitbestimmung starken Einfluss auf das Aussehen dieser Kurven haben.

Wie bereits bei der andern Methodik mit dem Transformatorkontroller befinden sich zu Beginn des Tages noch Teilnehmer in Ladeservices, diese werden allerdings zügig abgeschlossen und ab etwa 03:00 habe all diese Teilnehmer ihre Ladeservices abgeschlossen. In dem Zeitraum von etwa 03:00 bis etwa 15:00 treten weder Spannungswerte noch Transformatorwerte, welche in dem jeweiligen Regelbereich liegen,

4 Evaluation



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



(b) 10 Minuten Mittelwerte der Spannung über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.22: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von SA+T+F+Tr

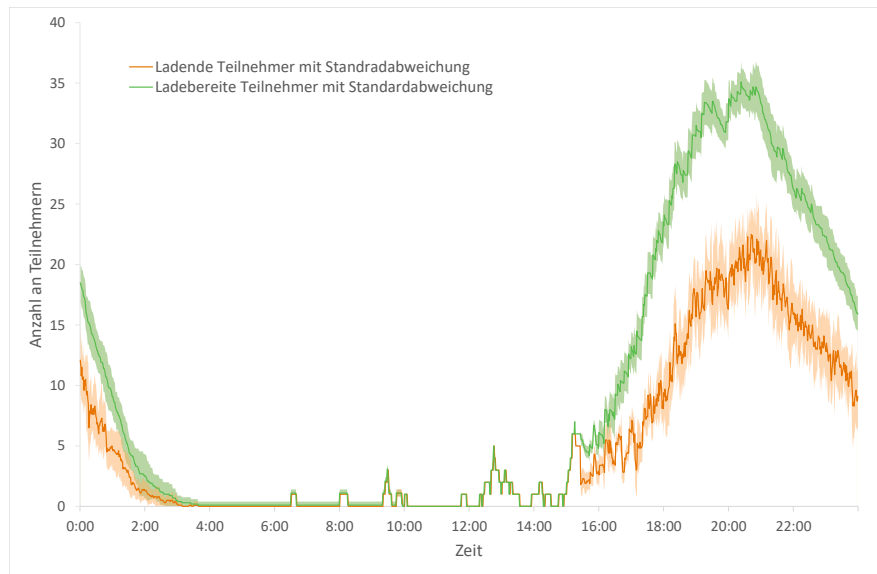
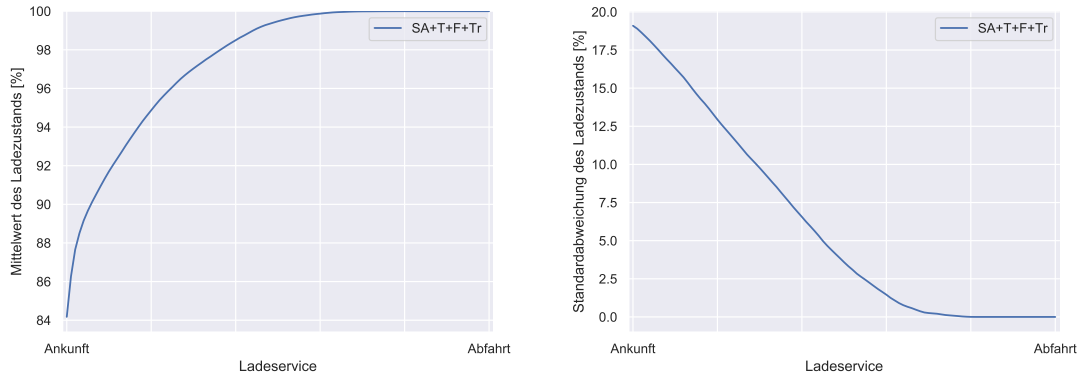


Abbildung 4.23: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von SA+T+F+Tr über den Verlauf eines Tages

folglich wird in diesem Zeitraum keiner der beiden Controller aktiv. Nach 15:00 beginnt die Anzahl der ladebereiten Teilnehmer zu steigen, so steigt auch die Anzahl der ladenden Teilnehmer mit an, wodurch die Transformatorlast steigt und die Spannungswerte zu sinken beginnen. Die Transformatorlast steigt mit der wachsenden Anzahl an ladenden Teilnehmern zunächst immer weiter an, wird allerdings durch den Transformatorcontroller begrenzt und dadurch steigt auch die Anzahl an ladenden Fahrzeug nur bis zu einem gewissen Punkt. An allen drei Graphen ist der Punkt der stärksten Auslastung erkennbar, ab etwa 21:00 beginnen sich die Werte wieder zu bessern. An der Höhe der Kurven ist allerdings erkennbar, dass Ladeservices über das Ende des betrachteten Tages hinaus noch andauern. Zu diesem Zeitpunkt befinden sich allerdings weder Transformatorlast noch Spannung noch Im jeweiligen Regelbereich.

Auch die Ergebnisse dieser Methodik wurden gemäß der Einhaltung der Norm DIN EN 50160 betrachtet. Es wurden über alle absolvierten Durchläufe hinweg keinerlei Unterschreitungen der Grenzwerte festgestellt, der Grenzwert von -10 % p.u. wurde zu keinem Zeitpunkt verletzt, somit wurde auch der Grenzwert bei -15 % p.u. nicht verletzt. Da keinerlei Verletzungen der Grenzwerte festgestellt wurden, wurde die Norm erfüllt.

Bei der hier betrachteten Methodik wird sowohl auf Spannungskollisionen und auch auf Transformatorcollisionen reagiert. Im Schnitt traten $573,8 (\pm 15,5 \%)$ Situation ein, wo ein zu niedrige Spannung gemessen wurde und durchschnittlich $7076,1 (\pm$



- (a) Durchschnittlicher Ladezustand aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustandes aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.24: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung von SA+T+F+Tr

4,3 %) Situationen, wo eine zu hohe Transformatorlast gemessen wurde. Da beide Arten dieser Situation zeitgleich auftreten können, kam es im Schnitt zu 7077 ($\pm 4,3$ %) Situationen in denen eine Kollision auftreten könnte. Tatsächlich ist jedoch nur in durchschnittlich 2482,3 ($\pm 2,5$ %) eine Kollision aufgetreten und eine Wartezeit wurde berechnet. Bei 1108800 betrachteten Situation traten im Schnitt lediglich 2482,5 Kollisionen auf, was einem Anteil von 0,22 % der betrachteten Situationen entspricht. Die geringe Anzahl an berechneten Wartezeiten bedeutet, dass die berechneten Wartezeiten effektiv bestimmt wurden und ihren angedachten Zweck, nämlich weitere Kollisionen zu verhindern, erfüllt haben.

Alle im Simulationszeitraum von einer Woche gestarteten Ladeservice wurden erfolgreich abgeschlossen, somit ist die Qualität der Ladeservice maximal. Abbildung 4.24a zeigt den mittleren Ladestand aller Fahrzeuge über Verlauf der jeweiligen Ladeservice hinweg, Abbildung 4.24b zeigt die dazugehörige Standardabweichung.

Den beiden Abbildungen ist zu entnehmen, dass in Schnitt nach 70 % der Zeit eines Ladeservices der Ladeservice als erfolgreich eingestuft werden kann, da der Ladestand auf 100 % angestiegen ist und die Standardabweichung des Ladestandes auf 0 % gefallen ist. Die Standardabweichung sinkt langsamer als der Ladestand steigt, was darauf hindeutet, dass durch die besser gewählten Wartezeiten, die Fahrzeuge besser zeitlich verteilt werden, wodurch die Unterschiede im Ladestand länger bestehen bleiben.

Abbildung 4.25 zeigt den gemittelten Fairness Index aller Teilnehmer über den zeitlichen Verlauf der Ladeservice hinweg mit der zugehörigen Standardabweichung. Die geringe Standardabweichung weist auf ähnliche Werte, über alle Durchläufe hinweg, hin. Die Fairness steigt an wie die Standardabweichung des Ladestandes fällt. Der Fairness Index steigt beständig an, bis der Wert bei nach etwa 75 % der Zeit

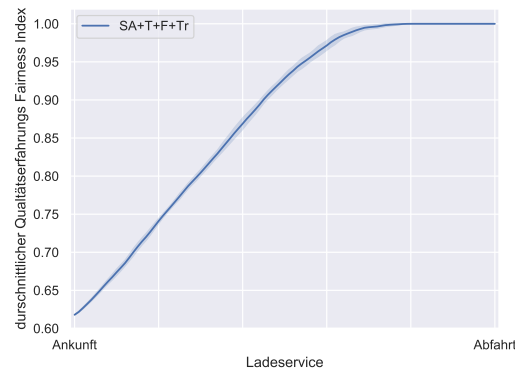


Abbildung 4.25: Durchschnittlicher Qualitätserfahrung Fairness Index aller Elektrofahrzeuges über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung der Methodik SA+T+F+Tr

der Ladeservices maximal wird und auf diesem Niveau bleibt. Die Fairness steigt hier langsamer als bei anderen Methoden, erreicht jedoch trotzdem den maximal möglichen Wert.

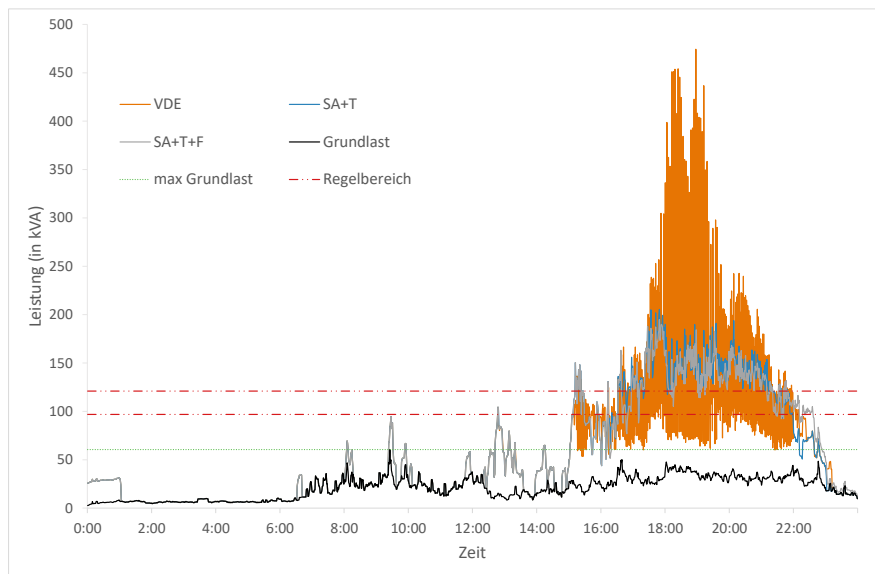
4.3 Analyse und Auswertung

Nachdem alle Varianten nun jeweils einzeln analysiert wurden, folgt nun ein Vergleich über jeweils drei der Varianten, gruppiert nach der Verwendung des Transformatorcontrollers. Betrachtet werden die selben Messwerte wie bereits bei den Einzelanalysen und auch bei diesen Analysen wird bei der Transformatorlast, den Spannungswerten und den Teilnehmerzahlen jeweils nur ein Werktag dargestellt.

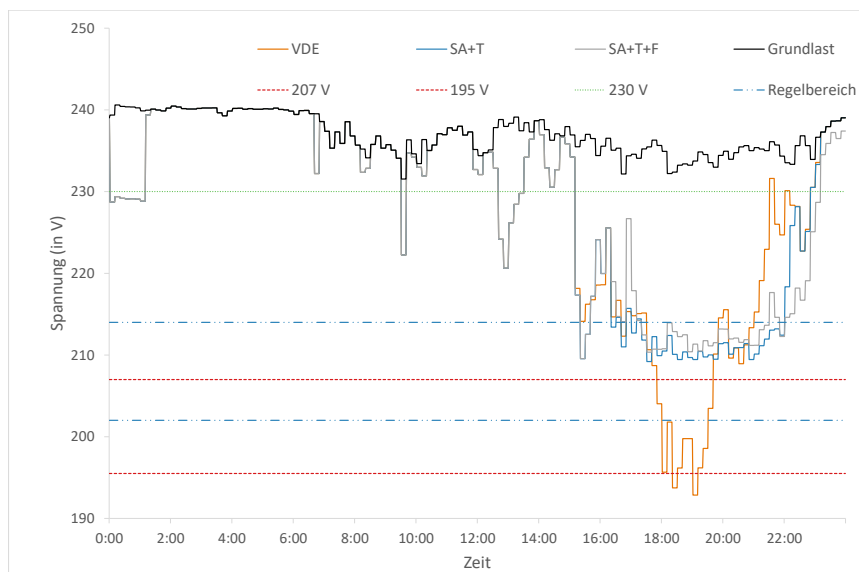
4.3.1 Vergleich der Varianten ohne Transformatorcontroller

Es werden nun die drei Methodiken miteinander verglichen, welche keinen Transformatorcontroller verwenden. Diese drei Techniken wurden in den Kapiteln 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 jeweils einzeln für sich analysiert, nun folgt ein Vergleich und eine Analyse über alle drei Varianten hinweg. In Abbildung 4.26a wird der Leistungsbezug am Transformator, welcher von jeder der drei Methodiken verursacht wurde, abgebildet. Der Regelbereich ist hier zwar angetragen, jedoch verfügt keine der hier dargestellten Techniken über den entsprechenden Controller. Anders als bei den Einzelanalysen wird hier auf das abbilden der Standardabweichung verzichtet, um eine bessere Übersichtlichkeit zu erhalten. An den Graphen wird der Effekt der Verwendung des Slotted Aloha Protokolls deutlich. Die Transformatorlast, wenn nur der VDE-Kontroller verwendet wird, schwankt stärker und erreicht höhere Werte als die beiden Varianten, welche das Slotted Aloha Protokoll verwenden. Die beiden Vari-

4 Evaluation



(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages



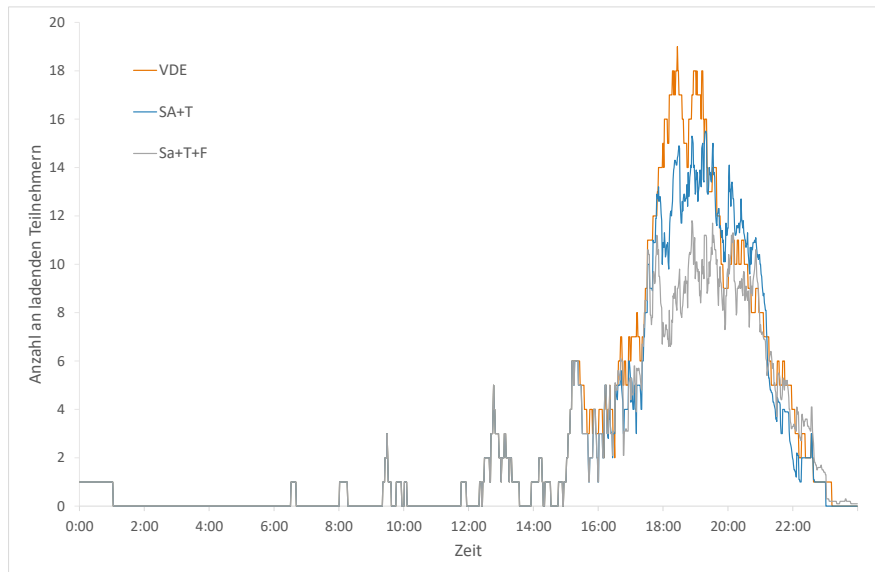
(b) 10 Minuten Mittelwerte der Spannung über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.26: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von VDE, SA+T+F und SA+T+F

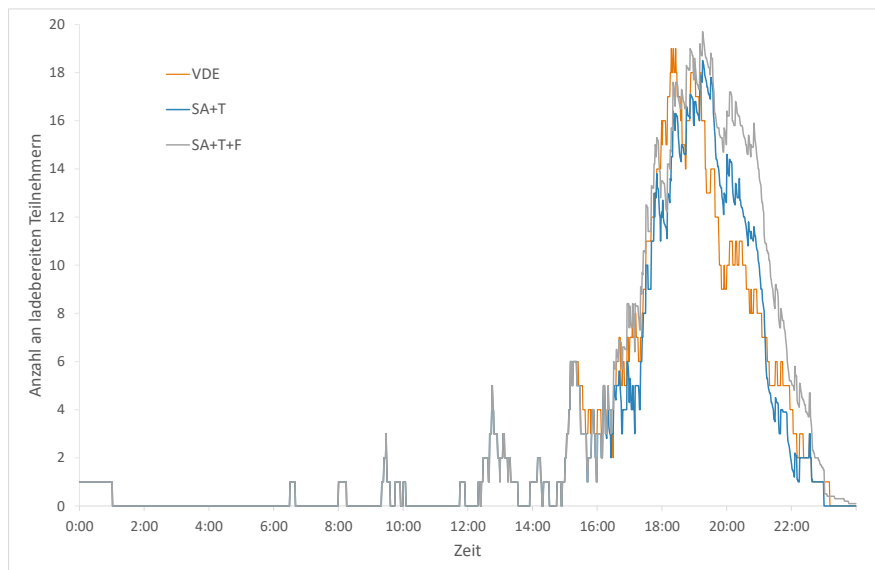
anten, welche das Protokoll verwenden, weisen ähnliche Werte auf, beider Arten der Bestimmung der Wartezeiten zeigen hier, dass das Konzept funktioniert und zu einer Besserung der Werte beitragen kann. Diese Besserung stellt ein unabhängig von der Art der Bestimmung der Wartezeit. Das spätere Sinken der Last, bei SA+T+F, zeigt diese die Ladevorgänge bei dieser Variante auf längere Zeit verteilt wurden, dies ist auch an dem gelegentlich niedrigeren Werten bereits ablesbar.

Abbildung 4.26b zeigt die minimalen 10 Minuten Mittelwerte aller Anschlusspunkte des Niederspannungsnetzes. Der angetragene Regelbereich kennzeichnet den Bereich, in dem der Spannungskontroller aktiv wird und den möglichen Lastbezug regelt. Auch in dieser Abbildung werden die jeweiligen Standardabweichungen zur besseren Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Im Vergleich über die drei hier dargestellten Methodiken zeigt sich, wie bereits bei der Transformatorlast, dass der VDE-Kontroller ohne Slotted Aloha nicht in der Lage ist die Werte ausreichend zu kontrollieren. Die beiden Methodiken, welche das Slotted Aloha Protokoll mitverwenden, zeigen anhand ihrer Graphen, wie der Spannungskontroller seinen angedachten Zweck erfüllt. Die Werte fallen zwar auch in den Regelbereich ab, bleiben allerdings oberhalb der unteren Grenze des Regelbereiches. Der Verlauf der beiden Graphen, währenddessen sie im Regelbereich liegen, zeigt einen ähnlichen Verlauf ohne zu große Schwankungen. Auch bei der Spannung erholen sich die Werte, bei der Variante, welche nur die Teilnehmeranzahl verwendet, schneller als bei der anderen Variante, welche das Slotted Aloha Protokoll mitverwendet. Allerdings ist am Verlauf des Graphen auch erkennbar, dass die Werte bei SA+T+F im Regelbereich des Kontrollers noch am höchsten sind und nur die Rückkehr zur Grundlast etwas länger dauert. In Abbildung 4.27a sind die jeweiligen Anzahlen der ladenden Teilnehmer und in Abbildung 4.27b die jeweiligen Anzahlen der ladebereiten Teilnehmer dargestellt. An der Zahl der Teilnehmer ist erkennbar, dass die über alle drei Methoden hinweg die Zahl der ladebereiten Teilnehmer immer relativ ähnlich ist, während sich bei der Anzahl der ladenden Teilnehmer teils sichtbare Unterschiede einstellen. Bei der Methode, wo sowohl Teilnehmerzahl als auch Fahrzeugparameter verwendet werden, laden meist weniger Teilnehmer gleichzeitig, dafür gibt es über einen längeren Zeitraum mehr ladebereite Teilnehmer. Bei der Anzahl der ladenden Teilnehmer zeigt sich der Unterschied in der Bestimmung der Ladezeiten, durch die Möglichkeit längere Wartezeit zu bestimmen, da durch die Verwendung der Fahrzeugparameter die Ergebnismenge nicht mehr durch die Anzahl an Ladebereiten Teilnehmern beschränkt ist. Die hier sichtbare unterschiedliche Verteilung der ladenden Teilnehmer zeigte sich bereits bei der Transformatorlast und den Spannungswerten. Beim Vergleich über die Transformatorlast, den Spannungsverlauf und die Teilnehmerzahlen zeigt sich, dass die beiden Varianten, die das Aloha Protokoll mitverwenden im Vergleich zum VDE-Kontroller bessere Ergebnisse liefern. Die Transformatorlasten sind deutlich kontrollierter und die Spannungswerte liegen höher. Diese Muster setzt sich bei der Betrachtung der Einhaltung der Norm DIN EN 50160 fort, von den drei betrachteten Methoden ist lediglich der VDE-Kontroller nicht in der Lage diese Norm zu erfüllen. Für alle drei Methoden wurde die Anzahl an Situation bestimmt, in denen eine Spannungskollision auftreten könnte.

4 Evaluation



(a) Anzahl der ladenden Teilnehmer über den Verlauf eines Tages

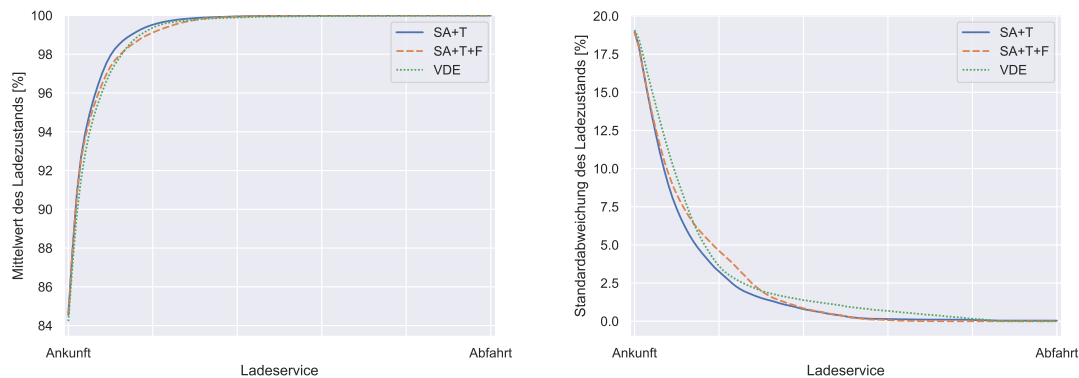


(b) Anzahl der ladendebereiten Teilnehmer über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.27: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von VDE, SA+T+F und SA+T+F

	Variante		
	VDE	SA+T	SA+T+F
mögliche Situationen	1535.0	668.7 ($\pm 6.7 \%$)	392.6 ($\pm 12.2 \%$)
Anzahl an Wartezeiten	0.0	553.9 ($\pm 5.9 \%$)	246.9 ($\pm 9.2 \%$)

Tabelle 4.2: Anzahl der möglichen und tatsächlich aufgetreten Kollisionen bei den Methoden VDE, SA+T und SA+T+F



- (a) Durchschnittlicher Ladezustand aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices
- (b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustandes aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.28: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung von VDE, SA+T+F und SA+T+F

Anhand Tabelle 4.2 zeigt sich erneut die Verbesserung die erzielt wird, wird eine Variante verwendet, welche mit Teilen des Netzwerkprotokolls erweitert wurde. Je nach verwendeter Variante treten nur noch halb bzw. ein Viertel so viele Situationen ein, wo eine Spannungskollision auftreten könnte. Jedoch zeigt sich auch beim Vergleich der beiden Varianten, welche das Protokoll mitverwenden, wie sich die Arten der Wartezeitbestimmung unterscheiden, da auch hier, wenn Teilnehmerzahl und Fahrzeugparameter verwendet werden, die Anzahl an Situationen um mehr als ein Drittel reduziert werden kann. Mit der Anzahl der möglichen Kollisionen sinkt auch die Zahl der aufgetretenen Kollisionen. Beim Verhältnis zwischen möglichen und tatsächlich aufgetretenen Kollisionen, zeigt sich, dass wenn die Fahrzeugparameter mitberücksichtigt werden, in weniger Situationen wo eine Kollision auftreten kann auch eine Kollision auftritt. Wird nur die Teilnehmerzahl verwendet wird in etwa 80 % der möglichen Situationen auch eine Wartezeit bestimmt, werden nun zusätzlich die Fahrzeugparameter berücksichtigt sinkt dieser Wert auf etwa 60 % ab.

In Abbildung 4.28a sind die jeweiligen mittleren Ladestände aller Fahrzeugen über den Verlauf der Ladeservice hinweg dargestellt, Abbildung 4.28b zeigt die zugehörige Standardabweichung. Abbildung 4.28a zeigt einen ähnlichen Verlauf der Kurven für alle drei Varianten, wird allerdings zusätzlich die dazugehörige Standardabweichung betrachtet zeigen sich Unterschiede. Diese Unterschiede weisen erneut auf das bekannte Verhältnis zwischen den Varianten hin. Sichtbar wird auch die Ähnlichkeit der beiden Varianten, welche Wartezeiten verwenden. Abbildung 4.29 zeigt die mitt-

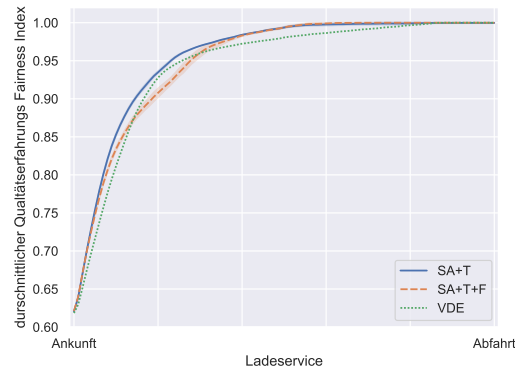


Abbildung 4.29: Durchschnittlicher Qualitätserfahrungs Fairness Index aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung von VDE, SA+T+F und SA+T+F

lere Fairness aller Fahrzeuge über den Verlauf der Ladeservice hinweg mit der zugehörigen Standardabweichung für alle drei betrachteten Varianten. Der Verlauf der drei Kurven weist auch hier wieder große Ähnlichkeiten auf. Allerdings erreichen die beiden Varianten, welche Teile des Aloha Netzwerkprotokolls verwenden, den maximalen Wert deutlich früher als der VDE-Kontroller. Die beiden Varianten mit dem Netzwerkprotokoll erreichen den maximalen Wert nahezu gleichzeitig, im Verlauf der Graphen zeigen sich dennoch Unterschiede. Der teils langsamere Anstieg kann auf die bessere Verteilung der Ladevorgänge über die Zeit zurückgeführt werden. Diese bessere Verteilung hat sich bei der Betrachtung bisher als positive Eigenschaft herausgestellt und mindert auch hier das eigentlich erreichte Ergebnis nicht. Nach Betrachtung der Eigenschaften über alle drei Varianten hat sich herausgestellt, dass die Varianten, welche teile des Aloha Protokolls verwenden, bessere Ergebnisse geliefert haben als der VDE-Kontroller ohne Erweiterung. Aus dem Vergleich ging des Weiteren hervor, dass die Variante, welche die Teilnehmerzahl und die Fahrzeugparameter verwendet, das beste der drei Ergebnisse liefert. Diese Variante sorgt für höhere Spannungen, niedrige Transformatorlasten, es kommen am wenigsten Situationen vor, in denen eine Spannungskollision auftreten könnte und all das wird erreicht während zudem der Zeitpunkt, an dem maximal mögliche Fairness zwischen den Teilnehmern erreicht wird, nach vorne verlegt wird.

4.3.2 Vergleich der Varianten mit Transformatorcontroller

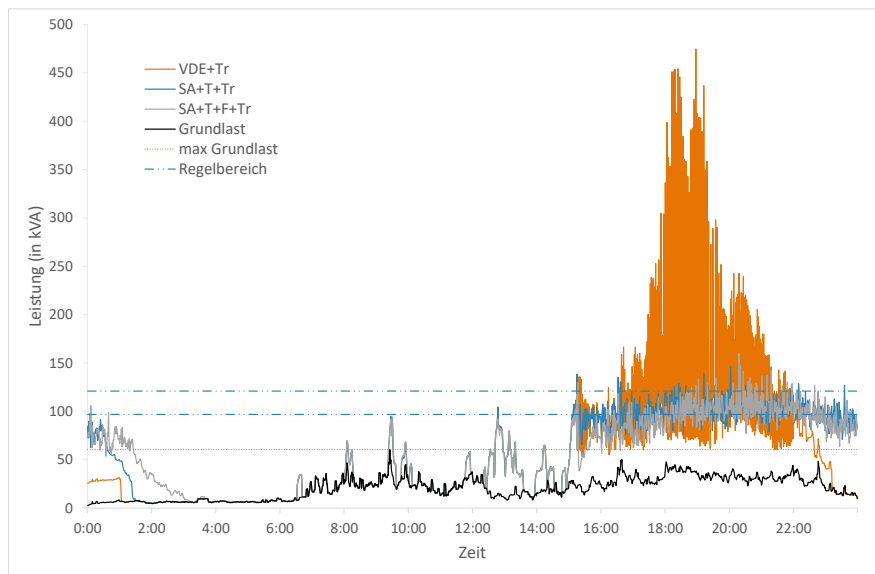
Die Ergebnisse der drei Varianten, welche den Transformatorcontroller verwenden, wurden bereits jeweils für sich analysiert, nun folgt der Vergleich über die drei Varianten hinweg. Wie bereits bei der Analyse des VDE-Kontrollers mit dem Transformatorcontroller erwähnt wurde, musste bei dieser Variante der verwendete Lag-Filter geändert werden, um einen erfolgreichen und vollständigen Durchlauf zu erhalten. Diese Änderung beeinflusst auch das Ergebnis dieses Vergleichs, da sie nur bei einer Methodik notwendig war und die anderen beiden Varianten, einen anderen Lag-Filter verwenden.

In Abbildung 4.30a sind die mittleren Transformatorlasten der drei verwendeten Methoden angetragen. Der nach unten und oben abgegrenzte Regelbereich markiert den Arbeitsbereich des Transformatorcontrollers. Einzelne Spitzen über den Regelbereich hinaus, lassen sich aufgrund der dezentralen Verwendung kaum verhindern, da sich die einzelnen Teilnehmer nicht mit anderen abstimmen. Am Verlauf der Kurven erkennt man dasselbe Muster, welche sich bereits bei der Analyse aller drei Varianten ohne Transformatorcontroller gezeigt hat. Die Variante mit nur dem VDE-Kontroller oszilliert sehr stark und liefert die höchsten Werte aller drei Varianten. Die beiden Varianten, welche mit Teilen des Aloha Netzwerkprotokolls erweitert wurden, liefern sehr ähnliche Werte. Jedoch zeigt sich erneut, dass wenn die Fahrzeugparameter mit berücksichtigt werden, die Last zwar länger braucht um wieder auf das Niveau der Grundlast abzusinken, allerdings sind die Werte auch etwas niedriger als, wenn nur die Teilnehmerzahl verwendet wird.

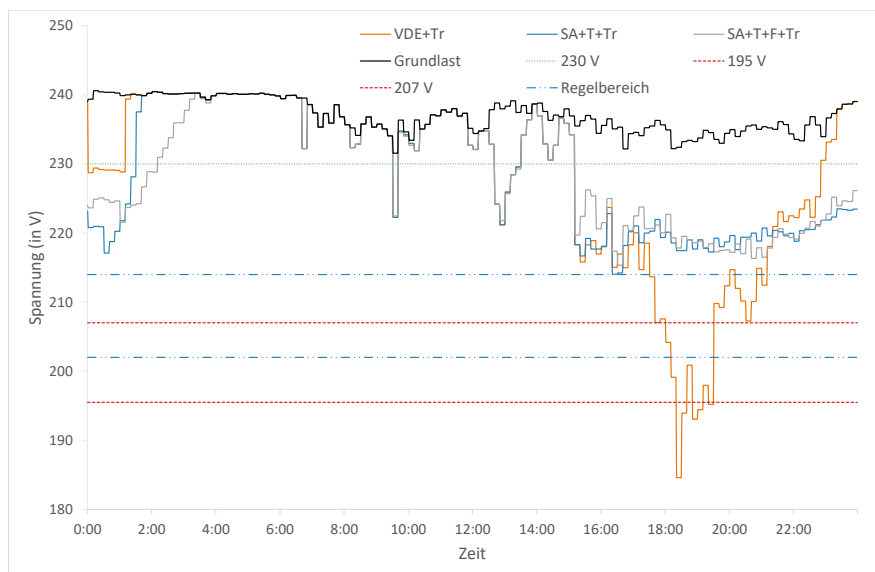
Abbildung 4.30b zeigt die Mittelwerte von 10 Minuten Mittelwerten der Spannung, auf die Abbildung der dazugehörigen Standardabweichung wurde für eine bessere Übersichtlichkeit verzichtet. Hier wiederholt sich erneut das bereits festgestellte Muster. Der VDE-Kontroller ohne Erweiterungen liefert das schlechteste Ergebnis, während sich die Ergebnisse der beiden erweiterten Varianten sehr ähnlich sind. Ein merklicher Unterschied zwischen den beiden erweiterten Varianten lässt sich hier nur zum Beginn des betrachteten Zeitraumes feststellen, wo die Variante, welche die Teilnehmerzahl und die Fahrzeugparameter verwendet, zunächst höhere Werte aufweist, die Rückkehr auf das Niveau der Grundlast allerdings länger dauert.

Abbildung 4.31a zeigt die Anzahlen der ladebereiten Teilnehmer und Abbildung 4.31b zeigt die Anzahlen der ladenden Teilnehmer. Hier zeigen sich Unterschiede, welche bisher nicht ersichtlich waren. Durch die Limitierung der Ladeleistung durch den Transformatorcontroller, wird zwar die last am Transformator erfolgreich reduziert, allerdings baut sich auch die Menge an ladebereiten Fahrzeugen länger auf und langsamer wieder ab. Andererseits sind durch die reduzierte Leistungsaufnahme pro Teilnehmer mehr ladende Teilnehmer gleichzeitig möglich. Beim Vergleich über die Transformatorlast, Die Spannungswerte und die Teilnehmerzahlen hinweg, zeigt sich dasselbe Ergebnis wie bereits beim Vergleich der Variante ohne den Transformatorcontroller. Der VDE-Kontroller ohne Erweiterungen liefert eine schlechtere Performanz ab als die beiden anderen Varianten, zusätzlich zu der Notwendigkeit der Überarbeitung der Technik um überhaupt auswertbare Ergebnisse zu liefern.

4 Evaluation

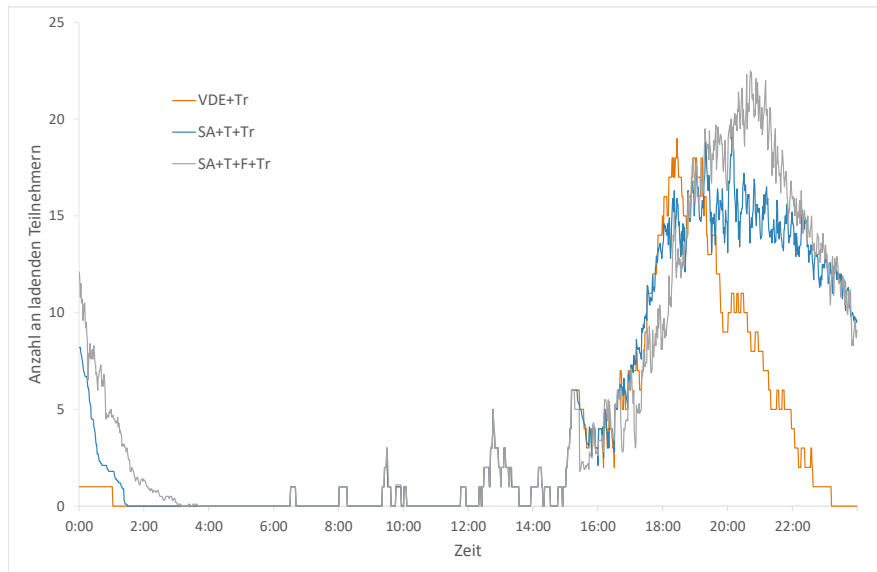


(a) Transformatorlast über den Verlauf eines Tages

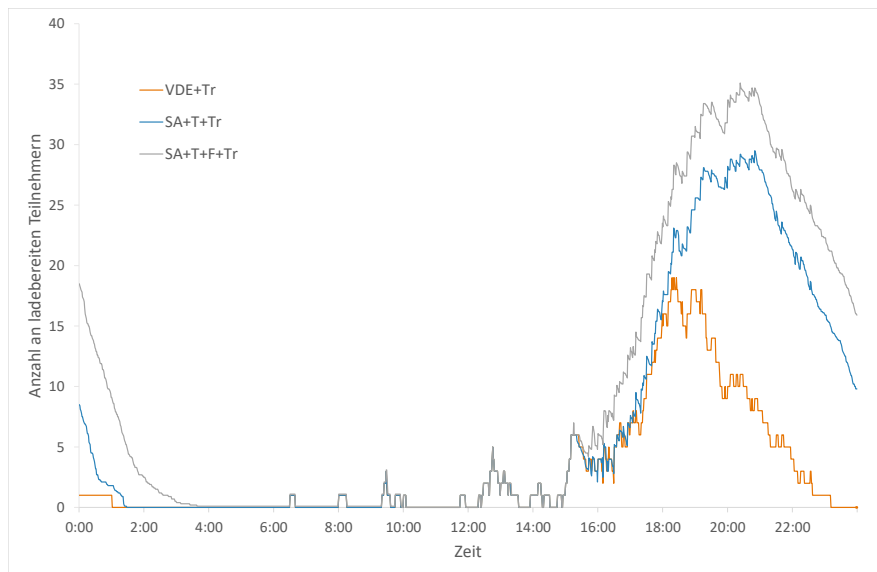


(b) 10 Minuten Mittelwerte der Spannung über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.30: Transformatorlast und Spannungsverlauf bei Verwendung von VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr



(a) Anzahl der ladenden Teilnehmer über den Verlauf eines Tages

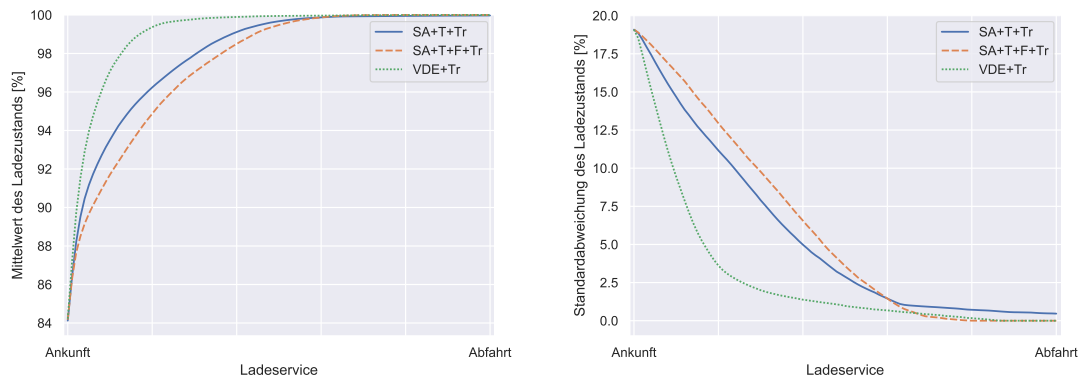


(b) Anzahl der ladebereiten Teilnehmer über den Verlauf eines Tages

Abbildung 4.31: Teilnehmerzahlen bei Verwendung von VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr

	Variante		
	VDE	SA+T+Tr	SA+T+F+Tr
mögliche Situationen	5964.0	6589.3 ($\pm 1.6 \%$)	7077.0 ($\pm 4.3 \%$)
Anzahl an Wartezeiten	0	3084.0 ($\pm 0.7 \%$)	2482.0 ($\pm 2.5 \%$)

Tabelle 4.3: Anzahl der möglichen und tatsächlich aufgetreten Kollisionen bei den Methoden VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr



(a) Durchschnittlicher Ladezustand aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices
(b) Durchschnittliche Standardabweichung des Ladezustands aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices

Abbildung 4.32: Durchschnittlicher Ladezustand mit Standardabweichung bei Verwendung von VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr

Auch hier stellt sich die Variante, welche die Teilnehmerzahl und die Fahrzeugparameter verwendet, wieder als die Variante dar, welche die im aktuellen Vergleich besten Ergebnisse liefert. Der Abstand des VDE-Kontrollers zu den beiden Anderen setzt sich auch bei der Betrachtung der Norm DIN EN 50160 fort. Nur die beiden Varianten, welche Teile des Aloha Protokolls verwenden, sind in der Lage die Norm zu erfüllen. Bei Betrachtung der Anzahl der möglichen Anzahl an Kollisionen zeigt sich zunächst ein anderes Bild als bisher.

Tabelle 4.3 zeigt die Anzahl der möglichen und die Anzahl der aufgetretenen Kollisionen. Anders als es zu erwarten war nach den bisherigen Ergebnissen, ist es bei der Variante mit den Fahrzeugparametern in mehr Situationen möglich, dass eine Kollision auftritt als in einer anderen Variante. Betrachtet man allerdings nun die Anzahl der tatsächlich aufgetretenen Kollisionen zeigt sich wieder das zu erwartende Muster. Trotz deutlicher mehr Situationen in denen eine Kollision auftreten könnte, treten bei der Variante mit den Fahrzeugparametern die wenigsten Kollisionen auf. In Abbildung 4.32a sind die jeweiligen mittleren Ladestände aller

Fahrzeugen über den Verlauf der Ladeservice hinweg dargestellt, Abbildung 4.32b zeigt die zugehörige Standardabweichung. Abbildung 4.32a zeigt einen ähnlichen Verlauf der Kurven, welche das Netzwerkprotokoll verwenden. Allerdings wird auch ersichtlich, dass die Variante, welche nur die Teilnehmerzahl verwendet, nicht dazu in der Lage ist alle abgeschlossenen Ladeservice auch erfolgreich abzuschließen, da die Standardabweichung nicht bis auf null zurückgeht. Abbildung 4.33 zeigt

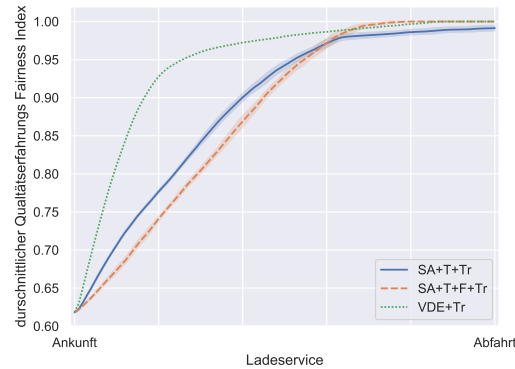


Abbildung 4.33: Durchschnittlicher Qualitätserfahrungs Fairness Index aller Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Ladeservices bei Verwendung von VDE+Tr, SA+T+Tr und SA+T+F+Tr

die mittlere Fairness aller Fahrzeuge über den Verlauf der Ladeservice hinweg mit der zugehörigen Standardabweichung für alle drei betrachteten Varianten. Auch hier zeigt sich wieder der Nachteil der Variante mit dem Netzwerkprotokoll, welche nur die Teilnehmerzahl verwendet, da nicht alle Ladeservice erfolgreich waren, erreicht auch die Fairness nicht dem maximal möglichen Wert. Wie bereits beim mittleren Ladestand und der dazugehörigen Standardabweichung liefert der VDE-Kontroller teils bessere Ergebnisse als die beiden anderen Varianten, dies wird allerdings aufgrund der Ergebnisse bei der Transformatorlast und den Spannungswerten relativiert, da der VDE-Kontroller dort im Vergleich das unzureichendste Ergebnis erbracht hat. Der Unterschied zwischen den Kurven von SA+T+Tr und SA+T+F+Tr hat sich im Vergleich zu den Ergebnissen ohne Transformatorcontroller vergrößert auch der Verlauf der Kurven an sich wurde flacher. Dieser Unterschied geht zurück auf das Mehr an Wartezeiten die aufgrund des Transformatorcontrollers berechnet werden und so für stärkere zeitliche Verteilung der Teilnehmer sorgt. Diese stärkere zeitliche Verteilung zögert auch das Erreichen eines hohen Ladestandes hinaus, da mehr Zeit des Ladeservices mit Warten verbracht wird. So zeigt sich erneut der Unterschied in der Bestimmung der Wartezeiten wenn nur die Teilnehmerzahl berücksichtigt wird, werden bereits kleiner Intervalle bestimmt aus denen dann auch kürzere Wartezeiten bestimmt werden.

Insgesamt ergibt sich bei der Betrachtung aller betrachteten Messwerte der Ergebnis-

se, wenn der Transformatorkontroller verwendet wird dasselbe Bild als, wenn er nicht verwendet wird. Die beiden Varianten, welche das Slotted Aloha Netzwerkprotokoll mitverwenden, liefern vor allem bei der Transformatorlast und den Spannungswerten bessere Ergebnisse. Allerdings ist nur bei der Verwendung des Transformatorkontrollers, da das gesetzte Ziel der Regulierung der Transformatorlast erreicht worden, nur die Verwendung eines Spannungskontrollers hat nicht zum Erreichen dieses Ziels ausgereicht.

5 Related Work

Konzepte zur Verbesserung der Fairness beim Laden von Elektrofahrzeugen oder zur Kontrolle von der damit einhergehende Last auf das Stromnetz wurden bereits in anderen Arbeiten erarbeitet. Im Folgenden wird auf einige dieser Konzepte eingegangen, dabei werden die Ansätze in zwei Gruppen eingeteilt. In der ersten Gruppe befinden sich Ansätze die sich damit befassen die Fairness und den Quality of Service Aspekt zu erhöhen. In der zweiten Gruppe wird auf Konzepte eingegangen, welche die Lasten innerhalb des Niederspannungsnetzes limitieren oder verschieben wollen.

5.1 Konzepte mit Quality of Service Ansatz

Die Arbeiten in dieser Kategorie haben das Ziel die Fairness beim Laden von Elektrofahrzeugen zu verbessern. Sie bedienen sich Ideen und Techniken der Netzwerktechnik um dieses Ziel zu erreichen.

In Ihrer Arbeit [AdM19] legen Ammar Alyousef und Hermann de Meer ein Konzept dar, für einen Kontrollmechanismus, welcher dezentral an den Anschlüssen der jeweiligen Ladegeräte ansetzt. Der Kontrollmechanismus überprüft die Einhaltung der Grenzwerte für die Last am Transformator sowie der Spannung an den einzelnen Anschlüssen. Die Zustände der gemessenen Werte werden anhand eines Ampelschemas eingeteilt, wobei grün keinen Anlass zu Veränderungen anzeigt, gelb eine leichte Änderung und rot eine drastische Änderung, um die Werte innerhalb der jeweils zulässigen Bereiche zu halten. Sollten die Werte nun einen Anlass vermitteln, welcher eine Änderung notwendig macht, verwendet man hier das Prinzip des TCP-Slow Starts, welches aus der Netzwerktechnik stammt. Der Aufbau des verwendeten Netzes sowie die bereits anliegenden Lasten, ohne die Ladegeräte, wurden aus der Realität übernommen. Es werden insgesamt vier verschiedene Szenarien getestet, kein Ladegerät am Netz, alle Ladegeräte unter Vollast am Netz, sowie zwei verschiedene Smart Charging Ansätze, einmal der in der Arbeit selbst vorgestellte und ein Ansatz, der einen endlichen Automaten verwendet und aus vorhandener Literatur herausgenommen wurde, als Vergleichsinstanz. Das Ergebnis zeigt, dass sich die Verwendung der beiden Smart Charging Ansätze, vor allem in der Qualität der zur Verfügung stehenden Elektrizität auszahlt, aber auch bei der Menge der transportierten Energie. Jedoch stellt sich dar, dass der Smart Charging Ansatz, welcher den TCP-Slow Start verwendet, fairer ist bei der Verteilung zwischen den Ladestationen. Die Anordnung der Ladestationen unterscheidet sich allerdings dahingehend von der

Verteilung in dieser Arbeit, da hier davon ausgegangen wird, dass sich die Ladestationen stärker im Netz verteilen, da mehr von Ihnen angeschlossen wurden. Auch in der hier vorgestellten Arbeit unterscheiden sich die verwendeten Parameter von denen in dieser Arbeit verwendeten. In der hier vorgestellten Arbeit orientiert man sich lediglich an den Auslastungsdaten des Stromnetzes, während in dieser Arbeit auch Daten der jeweiligen Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden, wie Ladezustand des Akkus, sowie der nächste Abfahrtszeitpunkt.

Emin Ucer et al. verfolgen in ihrer Arbeit [UKYG19] das Ziel eine Methodik zu entwickeln, welche die Fairness beim Laden von Elektrofahrzeugen steigern soll. Sie lehnen ihre Bemühung an Prinzipien des TCP Protokolls an. Im Zuge der Arbeit wurde ein additive increase multiplicative decrease (AIMD) Kontroller entwickelt. Dieser Kontroller arbeitet komplett dezentral und setzt am Anschlusspunkt zum Niederspannungsnetz an. Als Motivation für die Entscheidung für das AIMD Prinzip, wird die Ähnlichkeit des Spannungsabfalls und der Abfall der Übertragungsgeschwindigkeit im Internet bei zunehmender Entfernung angegeben. Hierfür wird als Erstes untersucht wie sich die Spannung im Niederspannungsnetz verhält, bei zunehmender Entfernung vom Transformator. Aufgrund der Ergebnisse dieser Untersuchung werden individuelle Schwellenwerte für die einzelnen Messpunkte festgelegt. Diese werden allerdings nicht nur einmal bestimmt, da sie, wie in der Arbeit festgestellt wird, nicht nur von der Entfernung abhängen, sondern auch von der Last, die auf das Netz wirkt. Die Schwellenwerte beziehen sich auf die aktuell am Anschlusspunkt anliegende Spannung und geben an bis zu welchem Wert der Spannung der Leistungsbezug erhöht wird. Wird eine Spannung unterhalb des Schwellenwertes gemessen, wird die bezogene Leistung reduziert. Die Regulierung des Leistungsbezuges erfolgt über eine Änderung der Stromstärke. Ist die aktuell gemessene Spannung höher als der Schwellenwert, wird ein zuvor festgelegter Wert zur bisherigen Stromstärke hinzuaddiert. Ist die gemessene Spannung zu niedrig, wird die Stromstärke mit einem ebenfalls zuvor festgelegten Faktor multipliziert um den Wert der Stromstärke zu verringern. Dieses Vorgehen entspricht einem AIMD Kontroller. Die individuell bestimmten Spannungswerte tragen dazu bei, die Fairness im Netz zu erhöhen, das sie schlechter gestellten Nutzer mehr Spielraum einräumen und dieser so mehr und länger laden können. Wohingegen besser gestellte Nutzer höhere Schwellenwerte verwenden, allerdings durch ihr höheres Niveau an Spannung auch mehr Leistung beziehen können.

Der AIMD-Kontroller arbeitet nach dem FDM Prinzip, dem Frequenz Division Multiplexing Prinzip, er teilt das Stromnetz zwischen allen Teilnehmer auf, sodass möglichst viele dieses zeitgleich verwenden können. Im Gegensatz dazu arbeitet das in dieser Arbeit verwendete Aloha Protokoll nach dem TDM Prinzip, dem Time Division Multiplexing Prinzip, welche Nutzer entlang der Zeit verteilt. Das Netz welches zur Simulation des Kontrollers verwendet wurde, wurde speziell für diese Arbeit erstellt und ist kein Referenznetz, welches bereits anderweitig verwendet wurde. Die Datensätze für die Elektrofahrzeuge und die Grundlast wurden durch Anwendung von stochastischen Verteilungen bestimmt. Diese Datensätze wurden speziell für diese Arbeit erdacht. Zum Ende der Arbeit merken die Autoren an,

das Test mit Daten näher an der Realität noch ausstehen. Die Fairness wird nur über die unterschiedlichen Schwellenwerte der Spannung ausgedrückt. Weitere Parameter von Elektrofahrzeugen werden bei der Bestimmung der Ladeenergie nicht berücksichtigt. Allerdings wird auch diese Tatsache erwähnt und eingeräumt, sowie auf eine potenzielle Weiterarbeit verwiesen.

5.2 Konzepte zur Verbesserung der Netzauslastung

Die Arbeiten welche in diesem Kapitel vorgestellt werden haben zum Ziel die Lasten, die auf das verwendete Netz wirken zur verringern oder um zu verteilen. Dabei verwenden sie verschieden Ansätze, wirtschaftliche Anreize oder eine dezentrale Verteilung.

S. Sangob und S. Sirisumrannukul [SS19] haben in Ihrer Arbeit ebenfalls das Ziel das Spannungslevel auch bei mehreren Ladevorgängen stabil zu halten, und so das Netz bestmöglich zu nutzen. Dieses Ziel versuchen sie über eine Partikelschwarmoptimierung zu erreichen, welche auf allen drei Phasen eins 120V Netzes agiert. Das Ergebnis dieser Optimierung ist eine etwa 15% höhere Leistungsabgabe des Transformator, welche durch eine Erhöhung des Spannungsniveaus bei gleichbleibender Stromstärke erreicht wurde. Die von Ihnen angestrebte Optimierung greift am Transformator des Niederspannungsnetzes, sowie den mit dem Transformator verbunden Kondensatoren an, also an anderer Stelle, als die in dieser Arbeit thematisierte Lösung, welche am Hausanschluss bzw. erst am Ladegerät selbst ansetzt. Dieser Unterschied beeinflusst auch, an welchem Punkt des Netzes die Spannungswerte gemessen werden, welche von Ihnen nur am Transformator erfasst werden, während die Werte in dieser Arbeit an allen Anschlusspunkten berücksichtigt werden, was die Übertragungsverluste und die Netztopologie mehr berücksichtigt. Ebenso unterscheiden sich die Zielen zwischen der hier genannten Arbeit und dieser Arbeit, während in der hier genannten Arbeit das Ziel war die Qualität der übertragenen Spannung zu erhöhen, ist das Ziel dieser Arbeit die Quality of Service des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen, abhängig von Ladezustand des verbauten Akkus und der für den Ladevorgang verfügbaren Zeit, zu erhöhen.

Einen andern Ansatz verfolgen M. Nour et al. in Ihrer Arbeit [NSAF19]. In Ihrer Arbeit stellen Sie einen Ansatz vor, indem Stromanbieter einen Zweipreistarif anbieten, ein höherer Preis für Zeiten mit höherer Last und ein zweiter, niedrigerer Preis, bei geringerer Last, bestimmt wird diese Auslastung am Transformator des Stromnetzes. Dieses Tarifsystem macht das laden außerhalb von Lastzeiten wirtschaftlich attraktiver, was dazu führen soll, das Halter von Elektrofahrzeugen diese Zeiten zum Laden nutzen und eben nicht die Zeiten, wo auch ohne Ladevorgänge schon eine hohe Last auf dem Netz liegt. Diese Zeitsteuerung wird in einen Fuzzy-Kontroller integriert, welcher neben dem Preis auch den Ladezustand des Fahrzeugs berücksichtigt und so die mögliche Ladeleistung des Fahrzeuges bestimmt. Jedoch steht anders als in dieser Arbeit nicht der Quality of Service Aspekt, einer möglichst

zeitnahen, dem nächsten Abfahrtszeitpunkt entsprechende Ladung im Vordergrund, sonder eher der wirtschaftliche Aspekt, mit der Verwendung von möglichst günstig zur Verfügung stehender Elektrizität. Durch die unterschiedliche Ziele der Arbeiten werden auch unterschiedliche Daten herangezogen, in der hier vorgestellten Arbeit wird nur der Ladezustand des verbauten Akkus betrachtet, während in dieser Arbeit auch die Zeit welche das Fahrzeug am Ladegerät verbracht hat bzw. noch verbringen wird. Des Weiteren kontrolliert die hier vorgestellte Arbeit die Auslastung des Netzes nur passiv, da die Preise nur fallen, wenn die Auslastung niedrig ist und so die Belastung durch die Ladevorgänge verkraftbar ist.

Einen Ansatz mit zentraler Verteilung der elektrischen Energie wird von Yingjie Zhou et al. erarbeitet [ZMQW14]. Diese Arbeit verwendet nicht nur das Niederspannungsnetz sondern auch höhere Schichten des Stromnetzes. Durch die Einbindung höherer Schichten kann die Energiemenge bestimmt werden, welche im Niederspannungsnetz tatsächlich zur Verfügung steht. Durch diese Maßnahme wird auch eine Limitierung der Strommenge im Niederspannungsnetz erreicht, da nicht mehr Strom bezogen werden kann als verfügbar ist. Im Vordergrund steht die Maßgabe nur soviel Energie zum Laden zu verwenden wie auch verfügbar ist. Die Menge an verfügbarer Energie wird durch die höheren Ebene des Stromnetzes aber auch durch die sonstige Aktivität im Niederspannungsnetz limitiert. Übersteigt die Nachfrage an Energie das aktuelle Angebot wählt eine zentrale Stelle eine Menge an Fahrzeugen aus, deren Bedarf auch gedeckt werden kann. Die Auswahl erfolgt nicht zufällig, sondern anhand spezieller Techniken. Im Zuge dieser Arbeit werden fünf verschiedene Techniken betrachtet. Es werden Round Robin, First come first serve, First depart first serve, Min-max Energy Requirement und min-Max Delay jeweils einzeln verwendet und verglichen. Neben den verwendeten Techniken unterscheidet sich auch das Ziel welchem beim Laden angestrebt wird. Während in dieser Arbeit das Ziel immer ist ein Fahrzeug auf 100% Ladezustand zu laden, wird bei der hier vorgestellten die nächste geplante Strecke bedacht und dahingehend der dafür notwendige Ladezustand bestimmt und als zu erreichenden Ladestand festgelegt. Eine Ladung darüber hinaus erfolgt nur wenn Kapazität verfügbar ist.

6 Zusammenfassung/Ausblick

Im Zuge dieser Arbeit wurden Techniken des Aloha Protokolls auf das Stromnetz adaptiert und so Spannungscontroller mit Fokus auf Fairness entwickelt. Die Ergebnisse der Simulation haben gezeigt, dass dies durchaus gelungen ist. Alleine die Verwendung eines grundlegenden Aloha Ansatzes fördert die Fairness und die Spannungsqualität. Wenn der Spannungscontroller durch einen Transformatorkontroller erweitert wird, kann die Fairness beibehalten und die Spannungsqualität weiter verbessert werden. Die Verbesserung der Lastverteilung, welche durch den Transformatorkontroller erreicht werden konnte, spricht für seine Verwendung. Das Ziel der Arbeit, die Spannungsqualität und Fairness beim Laden von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz zu verbessern, wurde erreicht. Dennoch kann dieses Thema noch weiter ausgearbeitet werden. Bei der Verwendung der Controller werden Zufallszahlen aus zuvor festgelegten Intervallen gezogen. Bei der Bestimmung dieser Zufallszahlen kommt eine statistische Verteilungsfunktion mit Normalverteilung zum Einsatz. Es gibt jedoch auch Verteilungsfunktionen, welche nicht gleich verteilt sind, die Verwendung einer solchen Funktion könnte das Ergebnis beeinflussen. Ob dies zu einer weiteren Verbesserung führen kann, kann durch weitere Simulationen geklärt werden, welche allerdings im Zuge dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Die Untersuchung, wie sich die entwickelten Controller in der Realität einsetzen lassen, was von ihnen in Hardware umsetzbar ist und wie sie sich in bestehende Ladeinfrastruktur integrieren lassen.

Literaturverzeichnis

- [Abr77] Norman Abramson. The aloha system: another alternative for computer communications. *Fall Joint Computer Conference*, 37:281–285, 01 1977.
- [AdM19] Ammar Alyousef and Hermann de Meer. Design of a tcp-like smart charging controller for power quality in electrical distribution systems. In *Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems*, e-Energy '19, page 128–138, New York, NY, USA, 2019. Association for Computing Machinery.
- [Ahl19a] Andreas Ahlswede. Ladeorte der Nutzer von Elektroautos in Deutschland 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/430491/umfrage/private-nutzer-von-elektroautos-in-deutschland-ladeorte/>, Sep 2019.
- [Ahl19b] Andreas Ahlswede. Pkw-bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten bis 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/4270/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/>, Aug 2019.
- [Ahl20] Andreas Ahlswede. Anzahl der Neuzulassungen von ausgewählten Pkw mit Elektroantrieb in den Jahren 2013 bis 2019 in Deutschland nach Marke/Modellreihe. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224041/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-nach-marke-modellreihe/>, Jan 2020.
- [AKK20] Ladezeitenübersicht für Elektroautos. https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/ladezeitenuebersicht-fuer-elektroautos, January 2020.
- [BDE20] Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V BDEW, editor. *Technische Anschlussbedingungen TAB 2019*. BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, März 2020.
- [DP20] Rüdiger Dr. Paschotta. Drehstrom. <https://www.energielexikon.info/drehstrom.html>, Feb 2020.
- [E.O19] E.ON. Netze von E.ON werden für 100 Prozent E-Mobility vorbereitet. <https://www.eon.com/de/ueber->

- uns/presse/pressemitteilungen/2019/eon-vorstand-thomas-koenig-stellt-neue-studie-vor.html, May 2019.
- [Gus14] Gunther Gust. *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen*. Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [Hel17] Michael Held. Arten von Elektrofahrzeugen. <https://e-auto-journal.de/arten-von-elektrofahrzeugen/>, Nov 2017.
- [Hoc15] Bernhard Hochstetter. Neues Datenangebot ab Gemeindeebene: Zahl der Haushalte nach Personenzahl. *Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg 11/2015*, Nov 2015.
- [HSKHV18] Tobias Hoffeld, Lea Skorin-Kapov, Poul E. Heegaard, and Martín Varela. A new qoe fairness index for qoe management. *Quality and User Experience*, 3(1):4, 2018.
- [Kut20] Sasha Kutter. Technische Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100). <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>, Feb 2020.
- [Lan20] Thomas Langenbucher. Das ABC des Elektroauto-Ladens: Fakten & Wissenswertes. <https://ecomento.de/ratgeber/bc-elektroauto-laden-in-5-minuten-zum-fachmann/>, Feb 2020.
- [Mar20] Noß Mario. Leistung im Wechselstromkreis. <https://www.elektrotechnik-fachwissen.de/wechselstrom/leistung-wechselstrom.php>, Feb 2020.
- [Mis11] A. A. Mishra. Enhanced slotted aloha. In *2011 3rd International Conference on Electronics Computer Technology*, volume 5, pages 278–282, April 2011.
- [NSAF19] M. Nour, S. M. Said, A. Ali, and C. Farkas. Smart charging of electric vehicles according to electricity price. In *2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*, pages 432–437, Feb 2019.
- [RWE20] RWE. Braunkohlekraftwerk: Kraftwerk Neurath. <https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/betriebsstandorte-finden/kraftwerk-neurath>, March 2020.
- [Sch20a] Patrick Schnabel. Elektrische Spannung U. <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/grd/0201101.htm>, Jan 2020.
- [Sch20b] Patrick Schnabel. Elektrischer Strom / Elektrische Stromstärke I. <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/grd/0110203.htm>, Jan 2020.

- [Sch20c] Patrick Schnabel. Elektrischer Widerstand R. <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/grd/0201112.htm>, Jan 2020.
- [SS19] S. Sangob and S. Sirisumrannukul. Volt/Var Control with Electric Vehicle Loads in Distribution Network by Particle Swarm Optimization. In *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, pages 304–309, March 2019.
- [UKYG19] E. Ucer, M. C. Kisacikoglu, M. Yuksel, and A. C. Gurbuz. An internet-inspired proportional fair ev charging control method. *IEEE Systems Journal*, 13(4):4292–4302, Dec 2019.
- [Wag17] Hermann-Friedrich Wagner. Struktur des deutschen Stromnetzes. <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/strom/netzstruktur/>, Aug 2017.
- [ZMQW14] Y. Zhou, N. Maxemchuk, X. Qian, and C. Wang. The fair distribution of power to electric vehicles: An alternative to pricing. In *2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pages 686–691, Nov 2014.