



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: xx/03/2020

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: xxx@fim.uni-passau.de
Web: <http://www.xxx.fim.uni-passau.de/>

Abstract

Kurze (ca. 1 Seite) Übersicht über die Problemstellung und das Thema der Arbeit.

Short (about 1 page) overview of the topic.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
1 Einleitung	8
2 Grundlagen	10
2.1 Aloha-Protokoll	10
2.2 Elektrischer Strom	13
2.3 Aufbau des Stromnetz	14
2.4 Elektrofahrzeugen	16
3 Verwendete Methodiken	20
3.1 Ladeservice und Ladeprozess	20
3.2 Datengrundlage	21
3.3 Spannungsregler nach VDE 4100	21
3.4 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Fokus auf Fairness	24
3.4.1 Wartezeit über Teilnehmerzahl	26
3.4.2 Wartezeit über Teilnehmer und Fahrzeugparameter	27
3.5 Slotted ALOHA Spannungsregler mit Transformatorlaststeuerung . .	30
4 Evaluation	33
4.1 Simulationsaufbau	33
4.1.1 Simulationsframework und Simulatoren	33
4.1.2 Annahmen und verwendete Daten	34
4.2 Simulationsergebnisse	36
4.2.1 VDE alleine	36
4.2.2 SA-Part alleine	36
4.2.3 SA-waitingTime alleine	36
4.2.4 SA-Part-trafo alleine	36
4.2.5 SA-waitingTime-trafo alleine	36
4.3 Analyse und Auswertung	36
4.3.1 SA-part mit SA-waitingTime	36
4.3.2 SA-part-trafo mit SA-waitingTime-trafo	36
4.3.3 VDE mit (SA-part, SA-waitingTime)	36
4.3.4 (SA-part, SA-waitingTime) mit (SA-part-trafo, SA-waitingTime-trafo)	36

5 Related Work	38
5.1 Konzepte mit Quality of Service Ansatz	38
5.2 Konzepte zur Verbesserung der Netzauslastung	39
6 Zusammenfassung	41
Literaturverzeichnis	42

1 Einleitung

Die Zahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland nimmt immer weiter zu. Während es 2018 noch 98280 Fahrzeuge (Plug-In Hybride und Elektrofahrzeuge) waren es bereits 2019 66997 Plug-In Fahrzeuge und 83175 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 bezogene Leistung 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 nämlich 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. Diese Absinken führt zu einer schlechteren 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 das sich 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 dies am laden gehinderten Teilnehmer nicht ausreichend laden können und so unfair behandelt werden und eine schlechtere Erfahrung als nötig machen. 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 [eon19] 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 4400MW ([pow20]). Bei einer angenommenen Ladeleistung von 22kW pro Elektrofahrzeug wäre das Kraftwerk Neurath nur in der Lage 200000 der 6,5 Millionen Fahrzeuge mit Energie zu versorgen. Alle 6,5 Millionen Fahrzeuge wären unter Verwendung eines 22kW Ladegeräts theoretisch in der Lage insgesamt 143GW an Energie zu beziehen. Selbst bei Verwendung eines Gleichzeitigkeitsfaktors, dieser gibt an wie viele Teilnehmer gleichzeitig eine Last beziehen, ist die Anzahl der Fahrzeuge zu hoch. Nimmt man nun für das Netz der E.ON einen 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 vorhandenen 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 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 bedeutet 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 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 hohen Ladestand zu erreichen. Zu nächsten werden Ansätze untersucht, welche sich mit der Spannungsqualität und der Verteilung zwischen den Teilnehmern 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 Konzepte, 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 [?]. 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 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 zur eigentlichen Aktivität 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, was 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, werden 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. Der zweite Teil enthält Daten welche vom Aloha Protokoll nicht verarbeitet, sondern nur weitergegeben werden sollen. 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 nur von einem Teilnehmer gleichzeitig genutzt werden, also kann nur ein Frame gleichzeitig übertragen werden. Die Tatsache, dass immer nur ein Paket gleichzeitig 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 auf Aktivität auf dem Übertragungsmedium 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 drei Eigenschaften trägt stark zur Minderung der möglichen Effizienz bei. Diese Eigenschaften sind die beliebige Wahl eines Startzeitpunktes für eine Übertragung und die fehlende 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, 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 verschiedene lang Wartezeit 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 den Frame erfolgreich zu übertragen.

In der Abbildung 2.1 sind insgesamt neun Kästchen, sieben in grau und 2 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 Zeitpunkte

2 Grundlagen

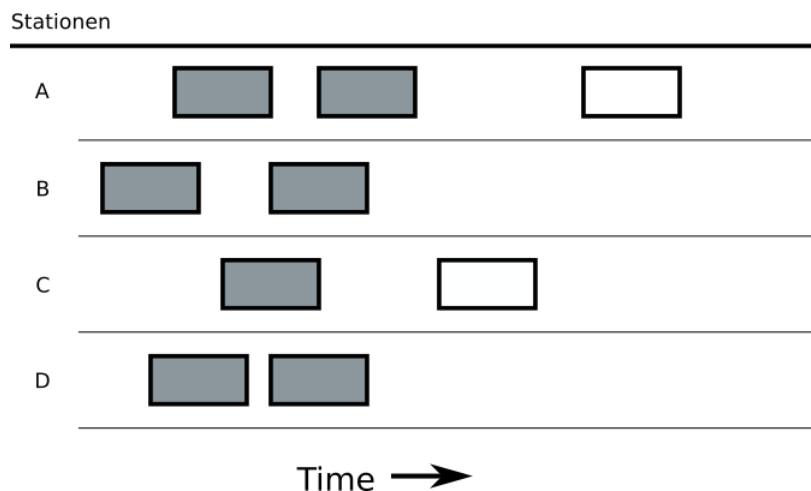


Abbildung 2.1: Datenübertragung mit Kollisionen unter Verwendung des Aloha Protokolls

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 werden, 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 2.1 sind insgesamt acht Kästchen, sechs in grau und zwei in

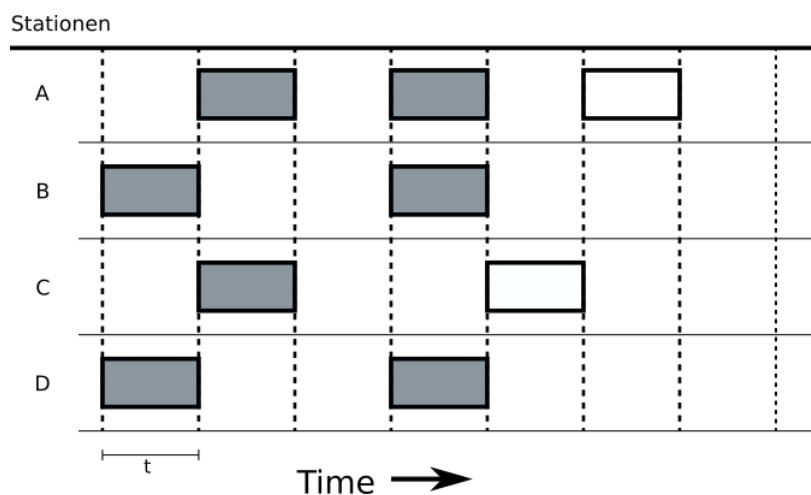


Abbildung 2.2: Datenübertragung mit Kollisionen unter Verwendung des Slotted Aloha Protokolls

weiß, aufgeteilt auf die horizontalen Kanäle A bis D entlang einer Zeitachse ver-

teilt. 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 bewegend 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 welche 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

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

, sowie ihren mathematischen Transformationen, die Spannung, die Stromstärke und der Widerstand in Verhältnis gesetzt werden können. Die elektrische Leistung P wird berechnet durch

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

, 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 nun also die Summe von Wirk- und Blindleistung also alle Leistung, welche ins Netz verfügbar ist. 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, muss mehr Leistung bereitgestellt werden um dieselbe Leistung zum Abnehmer zu transportieren. Diese Abnehmer sind zu großenteilen 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

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

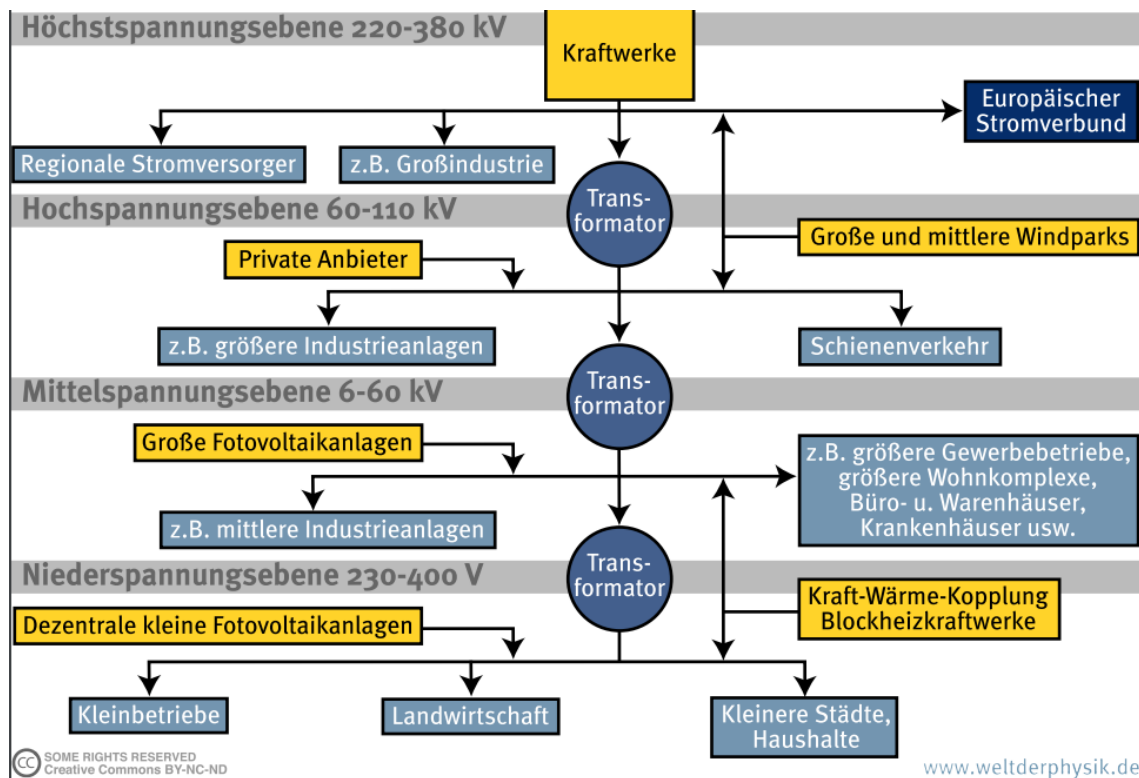


Abbildung 2.3: Aufbau des Stromnetzes

In der Abbildung 2.3 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 Kästen 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, um keine Ringschlüsse zu schaffen. Dadurch ist die Fluss Richtung des elektrischen Stroms vom Transformator zum Verbraucher immer gleich. 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 gemäß Norm (DIN EN 50160) 230V. Das Niederspannungsnetz ist in Deutschland dreiphasig konzipiert, jede der drei Phasen transportiert eine Spannung von 230V. 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 so 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]) zueinander sind nur zwei der drei stromführenden Phasen gleichzeitig nutzbar. Bei Nutzung von mehr als einer Phase erhöht sich auch die verfügbare Spannung aufgrund der Verschiebung von 230 V auf 400 V statt auf 460V, dadurch sind bei gleicher Stromstärke höhere Lasten möglich.

2.4 Elektrofahrzeugen

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 erste zu nennen ist das batterieelektrische Fahrzeug oder Battery Electric Vehicle (BEV), bei dieser Art der Bauweise dient ein Akku als Energiespeicher für einen oder mehr 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 auch Hybride Ansätze,

wo die Leistung eines Verbrenners und einem oder mehrere Elektromotoren kombiniert wird. Diese Ansätze lassen 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 verbauten Akku dient nur zum Speichern für kurze Zeit und kann nicht von außen geladen werden. In der zweiten Gruppe [Hel17], dienen die oder der verbauten Elektromotor nur zur Unterstützung des Verbrenners, nicht allerdings zum alleinigen Antrieb des Fahrzeugs. Die verbauten Batterie hat hier ebenfalls keine hohe Kapazität und kann nicht von außen geladen werden. Die dritte Gruppe beinhalten 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 verbauten 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.

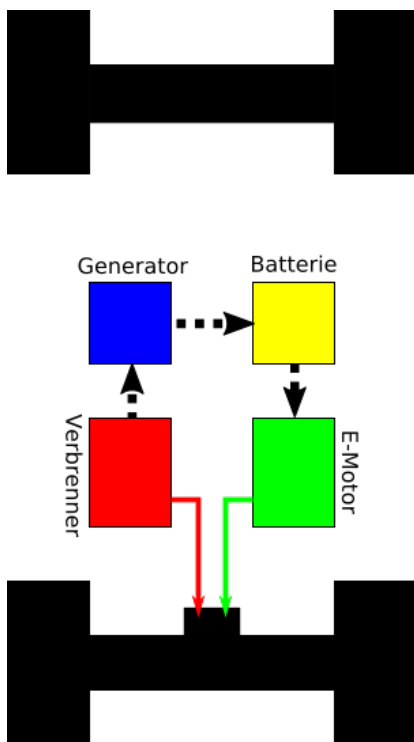
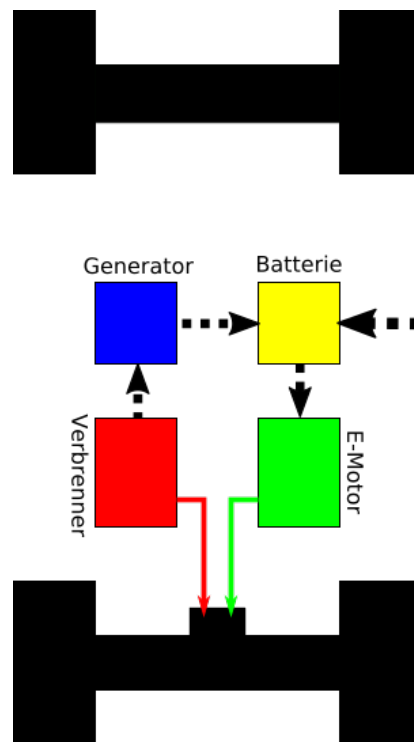


Abbildung 2.4: Hybridfahrzeug

Abbildung 2.5: Plug-In
Hybridfahrzeug

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 passenden, Gleichspannung. Dieses interne 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 verschieden Leistungsstufen, von 3,7 bis hin zu 22kW [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 3,7kW möglich bei einer Absicherung mit 32 Ampere maximal 7,4kW [Lan20]. Bei einem dreiphasigem Anschluss sind bei einer Absicherung von 16 Ampere bis zu 11kW 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 12kVA 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 vorhanden Typen von Steckern, deren verwendete Spannungsart und ihren Anschluss ans Netz. Bei der Verwendung von Haushaltssteckdose und CEE Stechdose ist ein zusätzliche Ladegerät zur Steuerung 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

3 Verwendete Methodiken

Nach der Einführung zu den verschiedenen Themenbereichen, nur 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 sich ein Elektrofahrzeug mit einem passenden Ladegerät verbindet und endet, wenn eben diese Verbindung wieder getrennt wird. Während dieser Zeit soll der Ladezustand des Fahrzeuges sich entweder auf 100% erhöhen, oder wenn dies, aufgrund von zeitlichen oder technischen Limitierungen nicht möglich ist, möglichst nahen an 100% annähern. Die Qualität des Ladeservices hängt von 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. Eine 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.

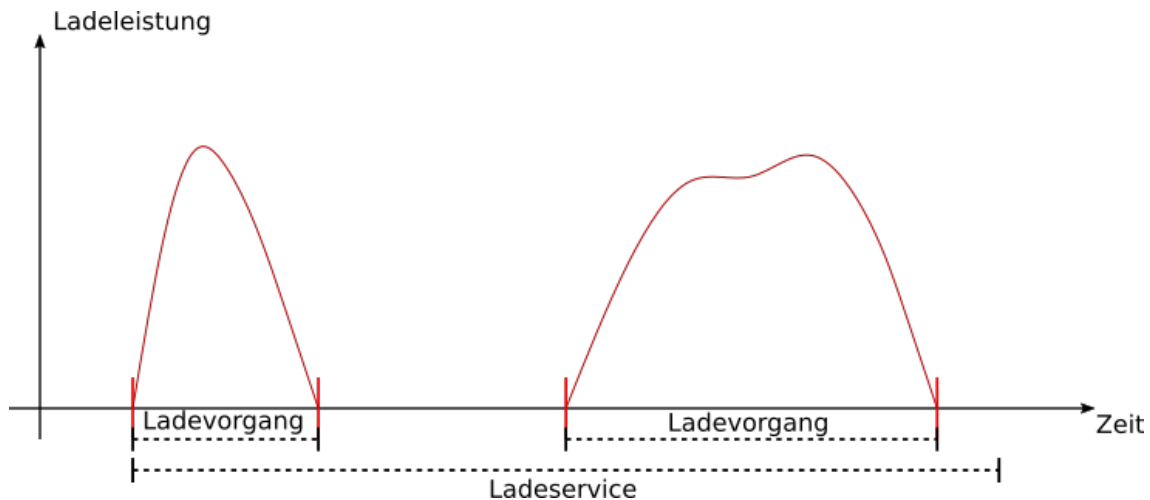


Abbildung 3.1: Verlauf eines Ladeservices

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 Teilnehmers 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, das das verwendete Broadcastsystem keinen nennenswerten Delay aufweist und eine hohe Verfügbarkeit hat. Somit wird davon ausgegangen das 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.

3 Verwendete Methodiken

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 (VDE-Quelle). 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.

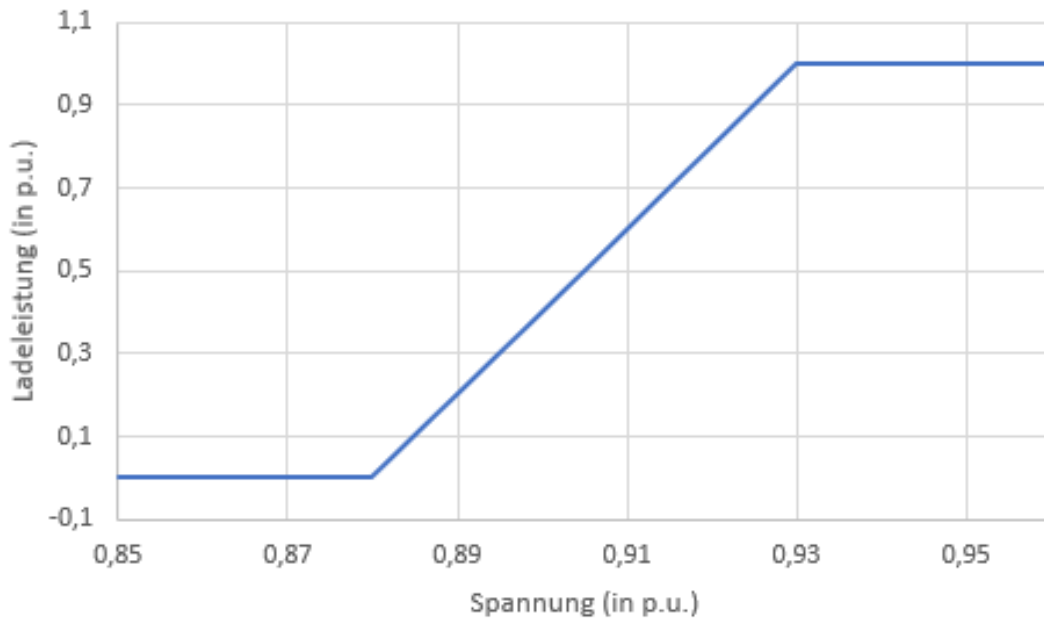


Abbildung 3.2: Spannungs zu Leistungsverhältnis nach VDE-AR-N 4100

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 die 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, 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

$$P_L = U_A \cdot I_F \quad (3.1)$$

Bei der Formel 3.1 wird von einer Spannung von über 93% der Normspannung ausgegangen, da die berechnete Ladeleistung nicht verändert wird. Im Bereich von unter 93% der Normspannung ist eine solche Änderung aber nötig. Der Faktor F , mit dem der verbliebene Anteil der möglichen Ladeleistung bestimmt 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 3.1 berücksichtigt, ergibt sich folgende Formel für die mögliche Ladeleistung

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

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 homogenem 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 eigentlichen Wert zu erreichen.

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 Linie, 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 durchgezogen Linie immer weiter an.

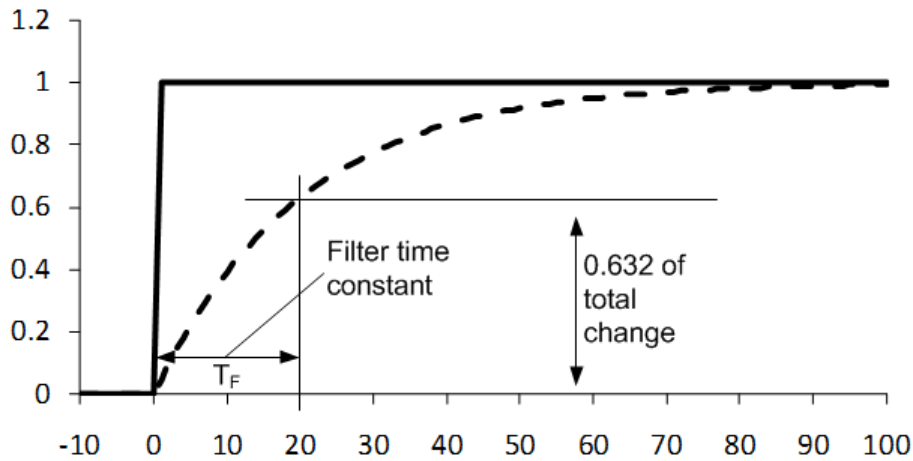


Abbildung 3.3: Wirkung eines First-Order Lag Filters beim Wechsel des Eingangssignals von 0 auf 1

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 verbaute 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 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 Teilnehmer 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 Leistung transportiert.

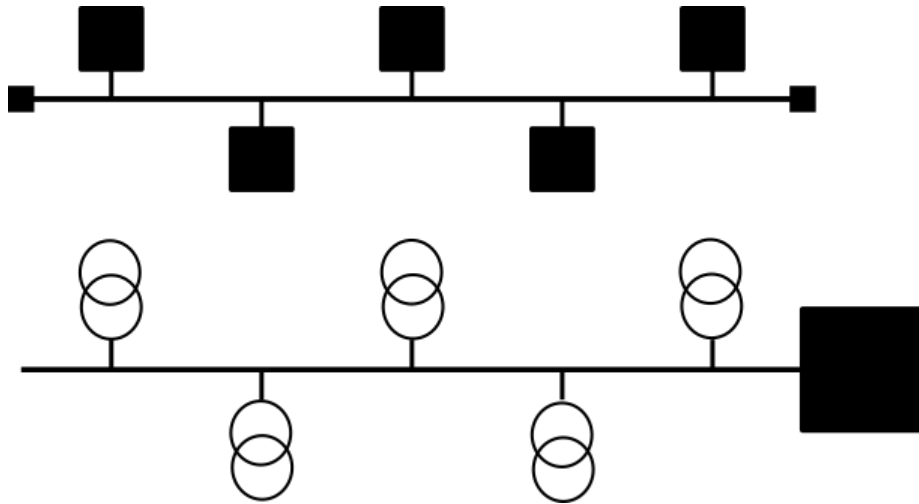


Abbildung 3.4: Vergleich von Aloha Netzwerkprotokoll und Stromnetz

tiert. 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 eigentlich nicht vollständig ausgenutzte Frames mit Fülldaten auf das nötige Maß zu bringen. Im Stromnetz ist ein solches Vorgehen nicht nötig, wird ein Zeitslot nicht voll ausgenutzt, erfolgen keine weiteren Maßnahmen. 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 gewissen 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 verschiedene 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 langsam 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. Diese Wartezeit wird auch eingehalten, wenn die gemessenen Spannungswerte eigentlich wieder einen Leistungsbezug möglich machen würden. Der Wert der Wartezeit werden 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 der Höchststand des aktuellen Tages verwendet. 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 Ablaufen 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.

In der Abbildung 3.5 wird beispielhaft die Situation eines einzelnen Fahrzeuges

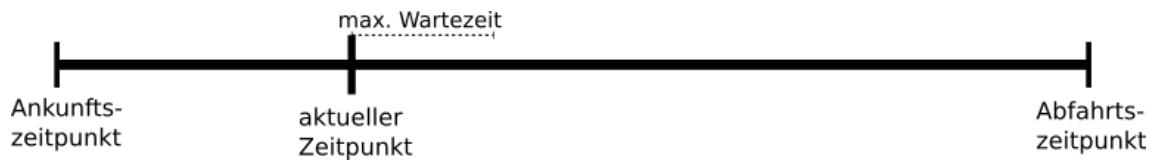


Abbildung 3.5: Beispielansicht eines Ladeservice

deutlich, welches an dem aktuellen Zeitpunkt eine Kollision registriert hat und nun eine Wartezeit berechnet. Die ange deutete 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, das 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 beginne 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 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. Der Unterschied zu dem im Kapitel 3.4.1 vorgestellten Ansatz ist die Art und Weise der Berechnung der Wartezeit.

Diese Wartezeit gibt an, wie lange der Teilnehmer nicht mehr versucht Leistung aus dem Netz zu beziehen. Diese Wartezeit wird auch eingehalten, wenn die gemessenen Spannungswerte eigentlich wieder einen Leistungsbezug möglich machen würden. Der Wert der Wartezeit werden per Zufall aus einem Intervall heraus bestimmt. Das Intervall ist nach unten sowie oben begrenzt. Die untere Grenze ist die Null, was keiner Wartezeit entspricht. 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 „verbleibender Zeit“ 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 „verbleibender Ladezeit“ 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. Diese Parameter wurden gewählt mit dem Ziel Fahrzeuge, welche erst weniger geladen habe, 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, die verbleibende Ladezeit und die Anzahl der Teilnehmer werden in folgende Formel eingesetzt:

$$\text{obere Grenze} = \frac{\text{verbleibende Zeit} - \text{verbleibende Ladezeit}}{\text{Anzahl der Teilnehmer}} \quad (3.3)$$

Der Ergebnisbereich der Formel 3.3 ist nach oben durch den Faktor 'verbleibende Zeit - verbleibende Ladezeit' 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, das das Ergebnis der Formel 3.4 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, genannt 'alte Grenze'. Zur Bestimmung des neuen Wertes wird folgende Formel verwendet

$$\text{obere Grenze} = 10 \cdot (1 - e^{\text{alte Grenze} - 1}) + 1 \quad (3.4)$$

Der Parameter der Formel 3.4 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 kleineren 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 3.4 abgegrenzt wurde, kann sich von dem Verhalten einer Wartezeit, welche durch Formel 3.3 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 3.2 wird, entgegen dem eigentlich verwendeten Spannungsregler, die Formel 3.1 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 3.4 begrenzt wurde. Nach dieser Wartezeit ist eine solche Sonderbehandlung allerdings wieder möglich.

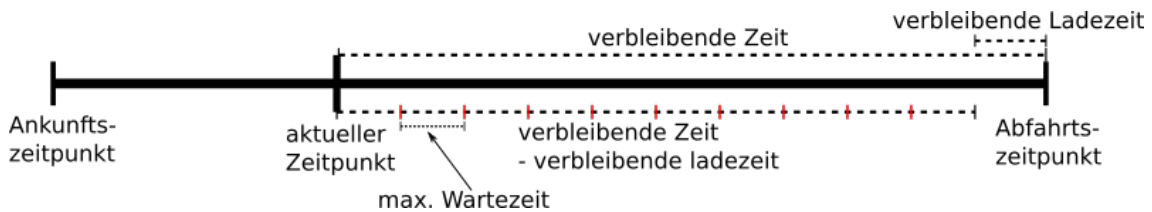


Abbildung 3.6: Graph

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 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 verbliebenen 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 die Wartezeit allerdings 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 die Werte vermuten lassen, 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 bewegende 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.

In der Abbildung 3.7 zeigt die mögliche Ladeleistung bei dem prozentualen Anteil

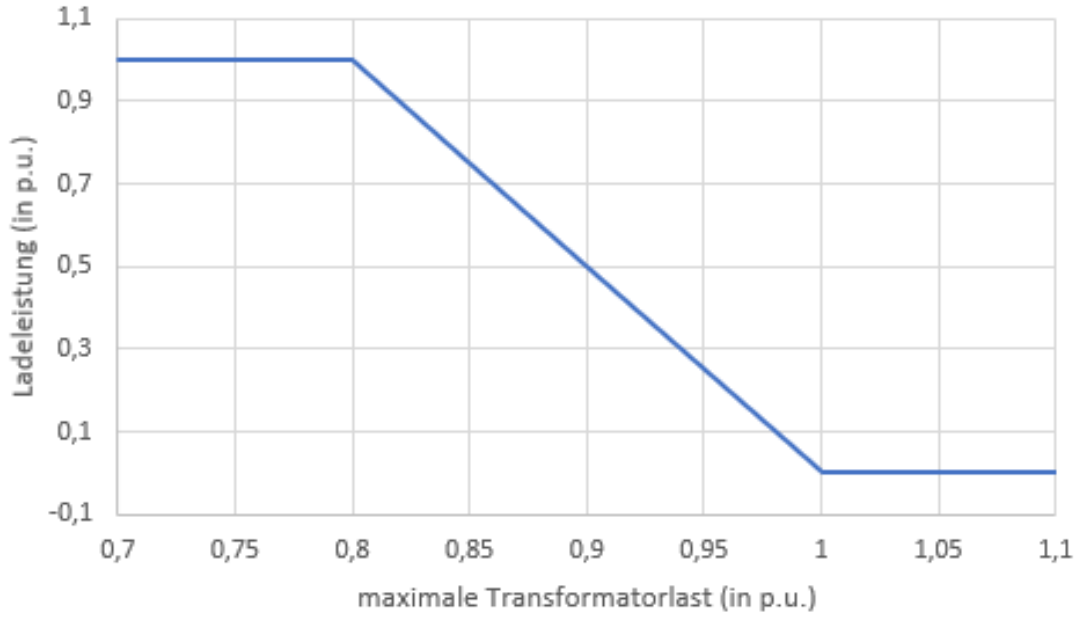


Abbildung 3.7: Transformatorlast zu Leistungsverhältnis

der maximalen Transformatorlast. Auf der Y-Achse ist die mögliche Ladeleistung angetragen, wobei die 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 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 überhaupt 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 wie möglich zu halten, aber dennoch noch eine Lastbezug zu lassen. Der Faktor der Transformatorlast wird ebenso wie der Faktor zur Spannung in der Formel 3.1 berücksichtigt, dadurch verändert

3 Verwendete Methodiken

sich die Formel 3.2 wie folgt

$$P_{\text{L}} = U_{\text{A}} \cdot I_{\text{F}} \cdot F_{\text{S}} \cdot F_{\text{T}} \quad (3.5)$$

4 Evaluation

kapitelstarttext...

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-Simulations Software Mosaik 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. Die Art der Integration von PYPOWER in die Mosaik co-Simulations Software, sorgt dafür, dass ein Nutzer PYPOWER nicht außergewöhnlich konfigurieren muss. Ein Stromnetz welches an Mosaik übergeben wird, wird automatisch PYPOWER mitverwendet. Das Stromnetz welches in dieser Arbeit verwendet wird ist ein standardisiertes europäisches Niederspannungsnetz, welches von der IEEE, dem Institut für Elektro- und Elektronikingenieure, für solche Simulation herausgegeben wurde, um Ergebnisse auf einer EU-weiten Ebene vergleichbarer zu machen. Die Methodiken um den Stromfluss im Niederspannungsnetz zu beeinflussen wurden im Kapitel 3 vorgestellt. Dieser Teil des Simulators ist auch der einzige Teil welcher zwischen den verschiedenen Simulationen ausgetauscht wird. Der letzte Baustein welcher für die Simulation benötigt wird, sind die Fahrzeuge, welche geladen werden sollen. Dieser Simulator ist in der Lage anhand der aus dem Netz abgerufen Leistung und der Zeit zu bestimmen, wie sich die Fahrzeugparameter verändern. Die verschiedenen Teile des Simulators benötigen an manchen Stellen Daten von anderen Teilen des Simulators. Die Methodiken, welche in dieser Arbeit entwickelt wurden setzen an den Anschlusspunkten des Niederspannungsnetzes für Privatverbraucher an. Über

diese Anschlusspunkte wird unter anderem die Leistung bezogen, welche für das laden der mit diesem Anschlusspunkt verbunden Elektrofahrzeuge verwendet wird. Die aktuell verwendete Methodik erhält vom jeweiligen Anschlusspunkt die aktuell anliegende Spannung. Die mit dem jeweiligen Anschlusspunkt verbunden Elektrofahrzeuge, teilen der Methodik die Ankunftszeit, den Abfahrtszeitpunkt, die aktuell möglich Stromstärke beim Laden, sowie den aktuellen Ladestand mit. Das jeweilige Elektrofahrzeug bezieht dann die von der Methodik berechnete mögliche Ladeleistung aus dem Netz, teilt diesem also die Höhe der bezogenen Leistung mit. Die Transformatorlast wird über ein Broadcastsystem vom Transformator aus verteilt, Die Teilnehmeranzahl kann von jeder Methodik, anhand der erhaltenen Nachrichten bestimmt werden. Diese Nachrichten wurden wiederum von anderen Teilnehmer versandt.

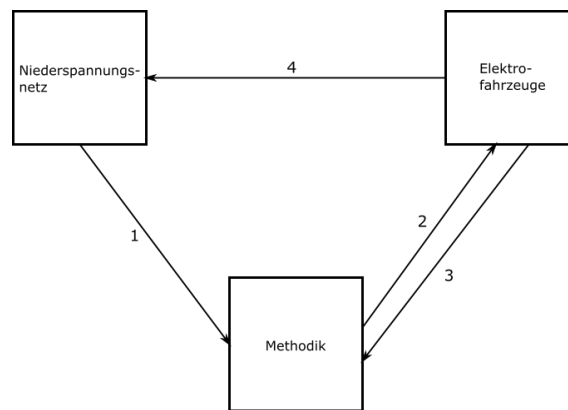


Abbildung 4.1: Schnittstellen zwischen den Teilen des Simulators

In der Abbildung 4.1 wird ersichtlich wer welche Daten an wen weitergibt. Die mit der eins markierte Verbindung stellt die Weitergabe von Daten vom Niederspannungsnetz an die aktuelle verwendete Methodik dar. Dabei wird die aktuell am Anschlusspunkt gemessene Spannung weitergegeben. Die zwei mit zwei und drei markierten Übergänge verdeutlichen den Datenaustausch zwischen der verwendeten Methodik und dem angeschlossenen Elektrofahrzeug. Das Elektrofahrzeug sendet die Ankunftszeit, die Abfahrtszeit, die aktuell maximal mögliche Stromstärke und den Ladezustand an die Methodik und erhält im Gegenzug die aktuelle Höhe der aus dem Netz beziehbaren Leistung. Über die Verbindung, welche mit 4 markiert ist, wird dem Netz von Elektrofahrzeug mitgeteilt, welche Leistung aktuell aus dem Netz bezogen wird.

4.1.2 Annahmen und verwendete Daten

Im Zuge dieser Arbeit wird eine nicht unerhebliche Menge an Daten verarbeitet. Die Mehrheit dieser Daten steht in Zusammenhang mit den Elektrofahrzeugen. Die

Daten die diese für die Simulation zur Verfügung stellen, wurden vom Deutschem Zentrum für Luft – und Raumfahrt erhoben. 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. Der Kapazität der Batterie, in welcher die elektrische Energie der Elektrofahrzeuge gespeichert wird, wird auf 36253,11 Wh festgelegt. Dieser Wert durch Auswertung zweier Statistiken ermittelt, welche die meistzugelassen Elektrofahrzeuge in Deutschland beinhalten und die Batteriekapazität pro Modell. Durch die Verwendung dieser Statistiken wurde eine durchschnittliche Batteriekapazität der Elektrofahrzeuge in Deutschland ermittelt. Dieser Mittelwert stellt einen Kompromiss zu einer individuellen Batteriekapazität dar, stellt allerdings auch sicher vergleichbare Ergebnisse zu erhalten. Die Norm DIN EN 50150 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 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 eines 22kW Ladegeräts geladen werden. Diese Annahme geht auf Statistiken eines Bundesamtes zurück, welche aussagt, dass 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. Bei dem in dieser Arbeit verwendeten Netz dem IEEE906 gibt es 55 Anschlüsse für Haushalte, folglich wird von 110 Elektrofahrzeugen ausgegangen.

4.2 Simulationsergebnisse

Die Ergebnisse der Simulationen werden zunächst aufgeteilt auf die verwendeten Methodiken vorgestellt. Eingegangen wird auf die verursachte Trafolast, die Spannungen, aufgetretene und behandelte Kollisionen, sowie die Qualitätserfahrungen.

4.2.1 VDE alleine

In der Abbildung ... ist die Transformatorlast bei Verwendung der in Kapitel 3.3 vorgestellten Methodik dargestellt.

Dargestellt ist ein Zeitraum vom 17.11.2019 um 0:00 bis zum 23.11.2019 um 24:00.

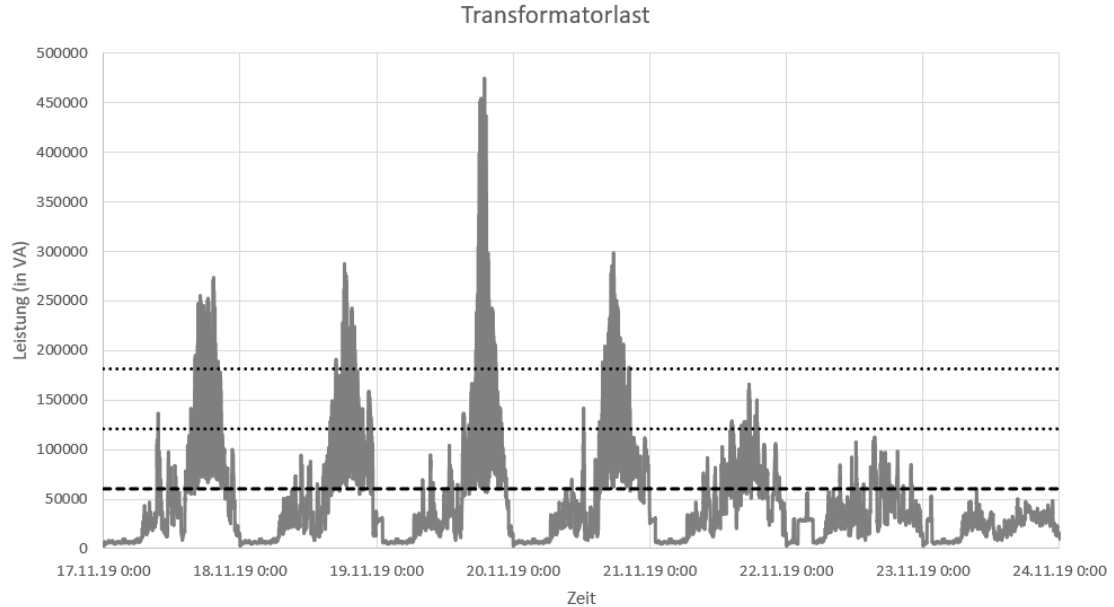


Abbildung 4.2: Schnittstellen zwischen den Teilen des Simulators

Dieser Zeitraum reicht von Sonntag bis Samstag, deckt also eine komplette Woche ab. Je höher die Kurve, desto höher ist die Last welche am Transformator anliegt. Die gestrichelte, untere vertikale Linie markiert die maximale Last, 60500 VA auf der Y-Achse, welche ohne Aktivität der Elektrofahrzeuge am Netz anliegt. Die gepunktete untere, vertikale Linie, bei 121000 VA, markiert die doppelte Last. Die gepunktete obere, vertikale Linie, bei 181500 VA, das dreifache dieser Last. Je mehr VA an Scheinleistung der Transformator ans Niederspannungsnetz abgeben muss, desto höheren Lasten ist der Transformator ausgesetzt.

Über den Zeitraum der Simulation wurde die Grenze von 121000 VA, was das doppelt der vorherigen maximalen Last darstellt, bei 733 von 10080 Möglichkeiten überschritten. Die vorherige maximale Last von 60500VA wurde dabei sogar 2538 von 10080 Malen überschritten. Wenn die Last ansteigt, steigt sie schnell an, bis sie ihr Maximum erreicht und fällt dann wieder in etwa derselben Geschwindigkeit wie sie angestiegen ist. Die maximal gemessene Last beträgt etwa 475000 VA. Die im Mittel abgegebene Last beträgt etwa 45160 VA. Am Graphen sind die Abende der Tage durch den Anstieg der Last erkennbar. Die Morgenstunden eines jeden Tages sind durch flache Stellen, welche eine niedrige Last bedeuten gekennzeichnet.

In Abbildung .. ist der selbe Zeitraum dargestellt wie in Abbildung Dargestellt sind ist der jeweilige Minimalwert der Spannung. Die Spannung wird aber nicht

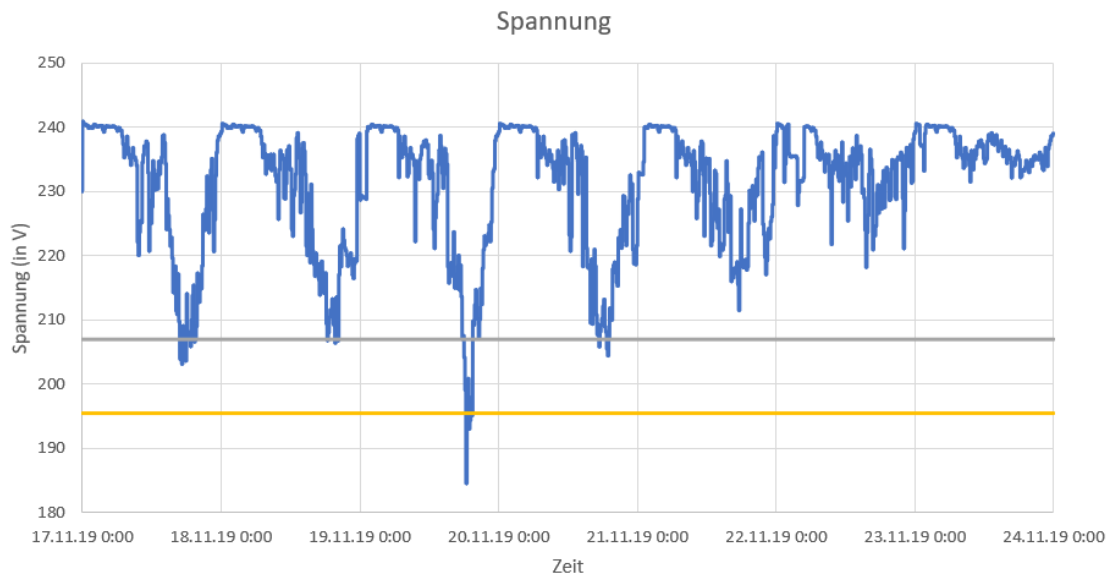


Abbildung 4.3: Schnittstellen zwischen den Teilen des Simulators

in jeder Minute aktualisiert, sondern Daten werden in 10 Minuten Intervallen gesammelt und deren Mittelwert wird abgebildet. 10 Minuten Mittelwerte, wurden gewählt um die Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 zu bewerten. Die Norm gibt vor das über einen Zeitraum von einer Woche zu mindesten 95% der Zeit ein Spannungswert von mehr als 207 V, dies entspricht 95% der Normspannung von 230V, gemessen werden muss. Der Grenzwert von 207V ist durch die obere gepunktete Linie markiert. Der Mittelwert wird nicht über das Niederspannungsnetz hinweg erfasst, sondern an jedem Anschlusspunkt gemessen. In der dargestellten Simulation wurde der Grenzwert von 207V maximal 21 Mal unterschritten, 50 Unterschreitungen bei 1008 Messwerten wären zulässig. Die verblieben 5% der Woche darf die Spannung sogar um mehr als 10% absinken. In dieser Zeit sind Unterschreitungen der Normspannung um bis zu 15% gestattet. Dieser Grenzwert darf allerdings nicht weiter unterschritten werden. Die untere gepunktet Linie markiert ein Spannungslevel von 195,5 V, was 85% der Normspannung entspricht. Die maximale Anzahl an Unterschreitungen von 195,5 V beträgt 2. Somit wurde die Normspannung um mehr als 15% unterschritten und die Norm DIN EN 50160 ist damit nicht erfüllt. Der niedrigste gemessene Mittelwert im gesamten betrachteten Netz liegt bei 192,86 V. Der mittlere gemessene Wert liegt bei 234,06 V.

Der niedrigste einzelne Messwert der Spannung liegt bei 152,23 V. Der mittlerer Spannungswert über das gesamte Niederspannungsnetz liegt bei 234,06 V mit 8,36 V Standardabweichung. 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, das der Simulationszeitraum 10080 Schritte umfasst, welche von jedem der 110 betrachteten Fahrzeuge durchlaufen werden. Dies bedeutet es werden 1108800 Situationen betrachtet. In 1535 von wäre

ein Spannungskollision aufgetreten und in 5615 wäre eine Transformatorkollision aufgetreten. In insgesamt 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 diesen wurden alle erfolgreich abgeschlossen. Dies bedeutet das ein jedes Fahrzeug beim Verlassen der Ladestation einen Ladezustand von 100% aufwies. Beim Start eines Ladeservices lag der durchschnittliche Ladestand bei etwa 85%, schon nach etwa 40% des Ladeservices liegt der durchschnittliche Ladestand bei fast 100% mit einer Standardabweichung von lediglich 0,8%.

Minipage mit soc graphen

Die Qualitätserfahrung bei einem Ladeprozess steigt mit zunehmenden Ladestand des Fahrzeuges, bei einer schnellen Erhöhung des Ladestandes steigt auch der Wert der Qualitätserfahrung entsprechend schnell an.

qoegrap

4.2.2 SA-Part alleine

4.2.3 SA-waitingTime alleine

4.2.4 SA-Part-trafo alleine

4.2.5 SA-waitingTime-trafo alleine

4.3 Analyse und Auswertung

4.3.1 SA-part mit SA-waitingTime

4.3.2 SA-part-trafo mit SA-waitingTime-trafo

4.3.3 VDE mit (SA-part, SA-waitingTime)

4.3.4 (SA-part, SA-waitingTime) mit (SA-part-trafo, SA-waitingTime-trafo)

5 Related Work

5.1 Konzepte mit Quality of Service Ansatz

Anders als die bisher vorgestellten Konzepte, welche zwar ein ähnliches oder das selbe Ziel haben, wie diese Arbeit, deren eingeschlagener Weg sich allerdings grundlegenden unterscheidet, gibt es auch Ansätze, welche sich Ideen und Konzepten der Netzwerktechnik bedienen und diese auf das Stromnetz anwenden.

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 des jeweiligen Elektrofahrzeugs berücksichtigt werden, wie Ladezustand des Akkus, sowie der nächste Abfahrtszeitpunkt.

5.2 Konzepte zur Verbesserung der Netzauslastung

Die Bemühungen das bestehende Stromnetz auf die Zukunft vorzubereiten und dafür mehr Intelligenz in das Netz zu integrieren sind nicht nur auf die in dieser Arbeit beschränkt.

S. Sangob und S. Sirisumrannukul (**author?**) [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 übertragen 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 Tarifsystm 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-Controller 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.

6 Zusammenfassung

Am Schluss werden noch einmal alle wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst. Hier können auch gemachte Erfahrungen beschrieben werden. Am Ende der Zusammenfassung folgt ein Ausblick, der die zukünftige Entwicklung der behandelten Thematik aus der Sicht des Autors darstellt.

In the end, all relevant results are summarized. All experiences can described. At the end, future work is described. i.e. the future research questions and the development of the problem.

Literaturverzeichnis

- [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, Sep 2019.
- [Ahl19b] Andreas Ahlswede. Pkw-bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten bis 2019, Aug 2019.
- [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, Feb 2020.
- [eon19] Netze von E.ON werden für 100 Prozent E-Mobility vorbereitet, May 2019.
- [Gus14] Gunther Gust. *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen*. Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [Hel17] Michael Held. Arten von Elektrofahrzeugen, Nov 2017.
- [Lan20] Thomas Langenbucher. Das ABC des Elektroauto-Ladens: Fakten & Wissenswertes, Feb 2020.
- [Mar20] Noß Mario. Leistung im Wechselstromkreis, 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.
- [pow20] Braunkohlekraftwerk: Kraftwerk Neurath, March 2020.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Sch20a] Patrick Schnabel. Elektrische Spannung U , Jan 2020.
- [Sch20b] Patrick Schnabel. Elektrischer Strom / Elektrische Stromstärke I , Jan 2020.
- [Sch20c] Patrick Schnabel. Elektrischer Widerstand R , 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.